Thèse

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE POITIERS

ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE D'INGÉNIEURS DE POITIERS

Spécialité : **Génie électrique**

Présentée par

Chaima GHANJATI

Contrôle de puissance et optimisation des flux d'énergie au sein des systèmes multi-sources à énergies renouvelables

---

Soutenue publiquement le 25 Novembre 2021

Jury

Président du Jury :	M. Eric Monmasson	Professeur des Universités Université de Cergy-Pontoise, France
Rapporteurs :	M. Dhaker Abbes	Enseignant chercheur HDR Hautes Études dIngénieurs de Lille, France
	M.Khaled Jelassi	Professeur des Universités Université de Tunis El Manar, Tunisie
Examinateurs :	M. Patrick Coirault	Professeur des Universités Université de Poitiers, France
	M. António Espírito Santo	Maître de Conférences Université de Beira Interior, Portugal
Directeur de thèse :	M. Slim Tnani	Maître de Conférences-HDR Université de Poitiers, France

Remerciements

Il me sera difficile de remercier toutes les personnes m'ayant aidé à mener cette thèse à son terme en raison de leur nombre important.

J'aimerais tout d'abord remercier mon directeur de thèse, Monsieur Slim Tnani, Maitre de Conférences HDR à l'Université de Poitiers, pour m'avoir encadré et appris à être moins dépendante et plus autonome tout au long de ce travail de recherche.

Je tiens à remercier Mme. Monia Bouzid, Maître de Conférences HDR à l'Université de Carthage et responsable coté tunisien du projet de coopération CMCU PHC Utique, dans lequel s'inscrit cette thèse, qui m'a offert l'opportunité de travailler en cotutelle.

Je remercie également tous les membres du *laboratoire d'Informatique et d'Automatique pour les Systèmes* de l'*École Nationale Supérieure d'Ingénieurs de Poitiers* pour m'avoir accueillir au sein de ce laboratoire. Mais c'est surtout vers le directeur du laboratoire, Monsieur Patrick Coirault, que se tourne ma gratitude. Il était disponible jusqu'au bout, pour m'aider à réaliser une partie très importante de la thèse, et cela bien souvent sans compter son temps.

J'adresse aussi mes remerciements à Monsieur Antoine Labrunie, Directeur technique chez *GB SOLAR*, pour sa participation scientifique, ainsi que le temps qu'il a consacré à mes travaux de recherche.

Je suis très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur Eric Monmasson, Professeur à l'Université de Cergy-Pontoise, pour avoir accepté de présider mon jury de thèse.

Je remercie Monsieur Dhaker Abbes, Enseignant chercheur HDR à l'École des Hautes Études dIngénieurs de Lille, et MonsieurKhaled Jelassi, Professeur des Universités à l'Université de Tunis El Manar, pour m'avoir fait l'honneur de rapporter ce travail. Ces remerciements s'adressent également à Monsieur Patrick Coirault, Professeur des Universités à l'Université de Poitiers, et Monsieur António Espírito Santo, Maître de Conférences à l'Université de Beira Interior (Portugal), pour avoir participé au jury de cette thèse. Je remercie l'ensemble des membres du jury, pour l'énergie dédiée à la lecture et la correction de mon mémoire de thèse.

Mes remerciements vont aussi à ma famille et mes amis qui, avec cette question récurrente, "quand est-ce que tu la soutiens cette thèse ?", bien qu'angoissante en période fréquente de doutes, m'ont permis de ne jamais dévier de mon objectif final.

Enfin, je remercie mon cher époux et ami d'enfance pour son soutien quotidien indéfectible et son enthousiasme contagieux à l'égard de mes travaux comme de la vie en général. Notre couple a grandi en même temps que mon projet scientifique, le premier servant de socle solide à l'épanouissement du second.

Ces remerciements ne peuvent s'achever, sans une pensée pour mes fans : ma mère, mon père, ma soeur et mes deux frères. Leur présence et leurs encouragements sont pour moi les piliers fondateurs de ce que je suis et de ce que je fais.

Table des matières

Introduction générale **1**

1 Chapitre 1 : Généralités sur les systèmes multi-sources à énergies renouvelables **3**
1.1 Introduction . . . 3
1.2 Le projet EDGEWISE EranetMed H2020 . . . 5
1.3 Systèmes multi-sources à énergies renouvelables . . . 5
1.3.1 Les énergies renouvelables . . . 5
1.3.1.1 Le solaire Photovoltaique . . . 5
1.3.1.2 Les éoliennes . . . 7
1.3.1.3 Stockage hydraulique et production d'électricité : STEP . . . 9
1.3.2 Stockage électrochimique par batteries/supercondensateurs . . . 10
1.3.3 Production centralisée ou décentralisée . . . 15
1.3.4 Les architectures des micro-réseaux . . . 16
1.3.5 Problèmes de puissance dans un MRDC . . . 18
1.4 Stratégies de contrôle et de gestion d'énergie et de puissance dans les systèmes multi-sources . . . 19
1.4.1 Stratégies de contrôle empiriques *(Rule-based)* . . . 19
1.4.1.1 Contrôle déterministe . . . 19
1.4.1.2 La logique floue (*fuzzy logic*) . . . 21
1.4.2 Stratégies de contrôle optimisées *(optimization-based control)* . . . 22
1.4.2.1 Optimisation globale . . . 22
1.4.2.2 Optimisation en temps réel . . . 23
1.5 Problèmatique et orientation de la thèse . . . 25
1.6 Conclusion . . . 27

2 Chapitre 2 : Conception et mise en oeuvre d'une commande IDA-PBC pour un système hybride à énergies renouvelables intégré au réseau avec un stockage batterie/SC **29**
2.1 Introduction . . . 29
2.2 Choix de la commande IDA-PBC . . . 30
2.3 Modélisation du système . . . 31
2.3.1 Modèle d'état du système global . . . 31
2.3.2 Modélisation Hamiltonienne . . . 33

2.4 Stratégie de contrôle . . . 34
2.4.1 Introduction à la passivité . . . 34
2.4.2 Théorie des perturbations singulières . . . 35
2.5 Conception du contrôleur . . . 36
2.5.1 Solutions statiques et dynamiques . . . 36
2.5.2 Structure de contrôle en cascade . . . 38
2.5.2.1 Boucle rapide interne . . . 39
2.5.2.2 Boucle lente externe . . . 39
2.5.3 Conception du modèle interne . . . 45
2.6 Comparaison entre l'IDA-PBC et les commandes classiques en PI . . . 48
2.6.1 Synthèse des contrôleurs PI . . . 48
2.6.1.1 Configuration 1 . . . 48
2.6.1.2 Configuration 2 . . . 48
2.6.2 Résultats des simulations des contrôleurs PI et IDA-PBC . . . 49
2.6.2.1 Gestion des perturbations transitoires sur le bus DC . . . 49
2.6.2.2 Gestion d'un impact de charge sur le bus DC . . . 53
2.7 Validation expérimentale de la commande IDA-PBC . . . 56
2.7.1 Gestion d'une charge continue via SC et transfert batterie → Réseau+SC 59
2.7.2 Gestion d'une charge continue via SC et transfert batterie → Réseau et Réseau →SC . . . 60
2.7.3 Gestion d'une charge variable via SC et transfert batterie → réseau+SC 61
2.8 Conclusion . . . 63

3 Chapitre 3 : Dimensionnement et gestion des flux énergétiques au sein d'un système multi-sources autonome à énergies renouvelables 65
3.1 Introduction . . . 65
3.2 Architecture du système PV autonome . . . 66
3.3 Pré-dimensionnement du système . . . 69
3.3.1 Estimation du potentiel hydraulique . . . 69
3.3.1.1 Estimation des débits . . . 69
3.3.1.2 Choix de la turbine . . . 70
3.3.1.3 Choix de la pompe . . . 73
3.3.1.4 Estimation de la capacité de stockage du réservoir supérieur d'eau . . . 75
3.3.2 Estimation du potentiel solaire . . . 75
3.3.2.1 Capacité de l'installation PV . . . 75
3.3.2.2 Choix du contrôleur de charge . . . 80
3.3.3 Estimation du potentiel électrochimique . . . 81
3.4 Stratégies de gestion d'énergie . . . 82
3.4.1 Priorité au système hydraulique . . . 83
3.4.2 Priorité au système de batteries . . . 84
3.4.3 Bilan d'énergie . . . 86
3.5 Résultats et analyse . . . 88
3.5.1 Priorité au système hydraulique . . . 88
3.5.2 Priorité aux batteries . . . 90
3.5.3 Interprétation et conclusion . . . 92

3.6 Conclusion 93

4 Chapitre 4 : Optimisation du dimensionnement d'un système multi-sources autonome à énergies renouvelables 95

4.1 Introduction 95
4.2 Généralités sur le dimensionnement optimale d'un système photovoltaïque autonome 95
4.2.1 Le principe du dimensionnement optimal 95
4.2.2 Optimisation multicritères (multi-objectifs) 96
4.3 Algorithmes et outils de dimensionnement 99
4.3.1 Algorithmes numériques évolutionnaires 99
4.3.2 Méthode analytique 103
4.3.3 Outils de dimensionnement 104
4.3.3.1 HOMER 105
4.3.3.2 Hybrid2 105
4.3.3.3 HOGA 106
4.3.3.4 PVsyst 106
4.4 Optimisation multi-objectifs d'un système multi-sourcess autonome PV/hydraulique/batteries par AG 108
4.5 Résultats et discussions 110
4.5.1 Optimisation du dimensionnement du système PV à stockage hydraulique et par batteries 111
4.5.1.1 Priorité au système hydraulique 111
4.5.1.2 Priorité aux batteries 113
4.5.1.3 Comparaison des deux stratégies 114
4.5.2 Bilans de puissance pour LPSP=5 % 115
4.5.2.1 Priorité au système hydraulique 115
4.5.2.2 Priorité aux batteries 119
4.5.2.3 Conclusions 124
4.5.3 Bilans de puissance pour LPSP=10 % 124
4.5.4 Bilans de puissance pour LPSP=15 % 126
4.6 Conclusion 129

Conclusion générale 131

Table des figures

1.1 Micro-réseau connecté au réseau. 4
1.2 Schéma d'une chaîne de conversion d'énergie solaire PV. 6
1.3 Variation de la capacité mondiale PV installée (MW) entre 2010 et 2020. . . 6
1.4 Eolien onshore vs Eolien Offshore en Europe (2019). *Source : WindEurope, Wind energy in Europe in 2019, February 2020.* 7
1.5 Schéma d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne. 8
1.6 Variation de la capacité mondiale éolienne installée (MW) entre 2010 et 2020. 8
1.7 Station de transfert d'énergie par pompage (STEP). 9
1.8 Variation de la capacité mondiale installée des STEP (MW) entre 2010 et 2020. 10
1.9 Supercondensateur vs batterie. 11
1.10 Batterie/SC en association parallèle passive. 11
1.11 Batterie/SC en association cascade active. 12
1.12 Batterie/SC en association parallèle active. 12
1.13 Batterie/SC en association parallèle semi-active. 13
1.14 Batterie/SC en association série passive. 14
1.15 Batterie/SC en association série passive liés à un onduleur multiniveaux. . . 14
1.16 Topologies des micro-réseaux. 17
1.17 Stratégies de contrôle et de gestion d'énergie et de puissance. 19
1.18 Micro-réseau DC. 26
1.19 L'architecture du micro-réseau DC étudié. 26
1.20 Architecture du système multi-sources autonome PV/hydroélectricité/batteries étudié. 27

2.1 L'architecture du micro-réseau DC étudié. 29
2.2 Schéma électrique équivalent du système énergétique hybride. 31
2.3 Schéma global du principe de commande IDA-PBC. 38

2.4 Schéma du principe de commande en PI de la configuration 1. 48
2.5 Schéma du principe de commande en PI de la configuration 2. 49
2.6 Schéma électrique équivalent du système énergétique hybride. 50
2.7 Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 1). 51
2.8 Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 2). 52
2.9 Réponse du système sous le contrôleur IDA-PBC. 52
2.10 Schéma électrique équivalent du système énergétique hybride. 54
2.11 Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 1). 54
2.12 Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 2). 55
2.13 Réponse du système sous le contrôleur IDA-PBC. 56
2.14 Photos du banc d'essai utilisé. 57
2.15 Schéma bloc du banc d'essai. 58
2.16 Réponses du système en cas de perturbation linéaire sur le bus DC. 59
2.17 Réponses du réseau en cas de perturbation linéaire sur le bus DC. 60
2.18 Réponses du système en cas de perturbation linéaire avec un transitoire sur le bus DC. 60
2.19 Réponses du réseau en cas de perturbation linéaire avec un transitoire sur le bus DC. 61
2.20 Réponses du système en cas de perturbation non-linéaire sur le bus DC. . . . 62
2.21 Réponses du réseau en cas de perturbation non-linéaire sur le bus DC. 62

3.1 Architecture basique du système intégré d'énergie et d'eau à mettre en oeuvre dans le Parc Alexandra Aibéo (Jardin Botanique). 67
3.2 Site de mise en oeuvre du système - Parc Alexandre Aibéo (Jardin botanique), Covilha, Portugal (HWT : réservoir d'eau supérieur ; LWT : source d'eau inférieure) [1] 68
3.3 Profil journalier de la consommation d'électricité (kWh) : Fontaine ($2kWh$) et Eclairage publique ($2.6kWh$). 68
3.4 Les débits moyens journaliers à l'entrée de la source d'eau inférieure R02 en 2015 [1] 69
3.5 Les débits moyens journaliers à l'entrée de la source d'eau inférieure R02 en 2016 [1] 70
3.6 Les types des turbines hydrauliques. 70
3.7 Courbes de rendement de diverses turbines. 72
3.8 Rendement de la génératrice. 72
3.9 Les types de pompes en fonction du débit nominal et de la hauteur nette (fournie par KSB). 73

3.10 Ensoleillement annuel moyenne du Portugal (à gauche) et de Covilhã (à droite). 76
3.11 Le nombre d'heures d'ensoleillement sur l'année à Covilhã, Portugal. 76
3.12 Les températures min et max moyennes sur l'année à Covilhã, Portugal. . . . 77
3.13 Irradiation solaire mensuelle et température ambiante de la ville de Covilhã. 77
3.14 Profils annuels de la production photovoltaïque et de la consommation. . . . 78
3.15 Profils horaires de la production PV et de la consommation en janvier. . . . 79
3.16 Profils horaires de la production PV et de la consommation en juillet. 79
3.17 Profils horaires de la production PV et de la consommation le 1^{er} janvier. . . 80
3.18 Profils horaires de la production PV et de la consommation le 1^{er} juillet. . . 80
3.19 Stratégie de gestion d'énergie 1 : Priorité au système hydraulique. 84
3.20 Stratégie de gestion d'énergie 1 : Priorité au système de batteries. 85
3.21 Profils annuels de la répartition de la production photovoltaïque (kWh). . . . 89
3.22 Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes. 89
3.23 Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh). . . 90
3.24 Profils annuels de la répartition de la production photovoltaïque (kWh). . . . 91
3.25 Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes. 91
3.26 Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh). . . 92

4.1 Principe du dimensionnement optimal d'un système d'énergie multi-sources. 96
4.2 Organigramme de l'algorithme évolutif. 100
4.3 Organigramme de l'algorithme génétique. 102
4.4 Organigramme de l'algorithme PSO. 103
4.5 Organigramme d'optimisation de dimensionnement du système multi-sourcess autonome par algorithme génétique. 108
4.6 Variations du prix de production optimal du kWh d'énergie LCE et de l'insatisfaction horaire LLP en fonction de l'insatisfaction énergétique LPSP. . . . 111
4.7 Variation des configurations optimales ($C_{pv\ opt}$, $C_{b\ opt}$, $C_{res\ opt}$) en fonction du LPSP. 112
4.8 Variations du prix de production optimal du kWh d'énergie LCE et de l'insatisfaction horaire LLP en fonction de l'insatisfaction énergétique LPSP. . . . 113
4.9 Variation des configurations optimales ($C_{pv\ opt}$, $C_{b\ opt}$, $C_{res\ opt}$) en fonction du LPSP. 114
4.10 Les différentes configurations possibles pour LPSP =5 %. 115
4.11 Profils annuels de la répartition de la production photovoltaïque (kWh). . . . 116
4.12 Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle. 116

4.13 Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes. 117
4.14 Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes. 118
4.15 Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh). . . 118
4.16 Profils de charge/décharge annuelle moyenne (kWh) des systèmes de stockages (batteries, système hydraulique) en fonction de la production photovoltaïque et de la demande en consommation. 119
4.17 Les différentes configurations possibles pour LPSP =5 %. 120
4.18 Profils annuels de la répartition de la production photovoltaique (kWh). . . . 120
4.19 Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle. 121
4.20 Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes en 2016. 122
4.21 Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes. 122
4.22 Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh). . . 123
4.23 Profils de charge/décharge annuelle moyenne (kWh) des systèmes de stockages (batteries, système hydraulique) en fonction de la production photovoltaïque et de la demande en consommation. 123
4.24 Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité au système hydraulique. 125
4.25 Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité aux batteries. 125
4.26 Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité au système hydraulique. 126
4.27 Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité aux batteries. 126
4.28 Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité au système hydraulique. 127
4.29 Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité aux batteries. 127
4.30 Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité au système hydraulique. 128
4.31 Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité aux batteries. 128

Liste des tableaux

1.2 Problèmes de qualité de puissance dans un micro-réseau DC. 18
1.3 La technique du seuil logique appliquée à un stockage d'énergie hybride par batterie/SC 20

2.1 Régulateurs PI utilisés pour les trois contrôleurs étudiés. 49
2.2 Paramètres du système utilisés dans les simulations sous Matlab/Simulink. . 50
2.3 Paramètres des composants du banc d'essai. 58

3.1 Courbe de rendement de la turbine Pelton. 73
3.2 Courbe de rendement de la pompe centrifuge. 74
3.3 La moyenne des heures d'ensoleillement par jour à Castelo Branco. (Copyright Climatsetvoyages.com.) 76
3.5 Avantages et inconvénients des modèles de batteries présents sur le marché [2] 82
3.6 Abréviations et acronymes. 88
3.8 Tableau comparatif des deux stratégies de gestion d'énergie. 93

4.2 Indicateurs de performance techniques. 97
4.4 Indicateurs de performance économiques 98
4.6 Spécifications économiques des composants du système PV autonome à stockage par pompage hydraulique et batteries. 99
4.8 Résumé des travaux de recherche utilisant la méthode numérique pour dimensionner un système PV autonome. 101
4.10 Comparaison entre les logiciels de dimensionnement des systèmes hybrides. . 107
4.11 Abréviations et acronymes. 115

Introduction générale

Les humains influencent de plus en plus le climat et la température de la terre en brûlant des combustibles fossiles (combustion du charbon, du pétrole et du gaz). Cela ajoute d'énormes quantités de gaz à effet de serre (dioxyde de carbone et de l'oxyde nitreux) à ceux qui se produisent naturellement dans l'atmosphère, augmentant le réchauffement climatique. 2011-2020 a été la décennie la plus chaude enregistrée, avec une élévation de température moyenne mondiale atteignant 1,1 °C au-dessus des niveaux préindustriels (1850-1900). Le réchauffement climatique induit par l'homme augmente actuellement à un taux de 0,2 °C par décennie. Des chercheurs de Monash en Australie et de l'Université chinoise du Shandong ont analysé la mortalité dus à des températures anormalement chaudes dans 43 pays sur tous les continents et ont conclu que les décès liés à la chaleur ont augmenté de 0,2% de 2000 à 2019. Pour cette raison, la communauté internationale a reconnu la nécessité de renforcer la transition vers des sources d'énergie renouvelables pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles et ralentir les effets du changement climatique.

Dans un contexte de transformation majeure des systèmes de production et de distribution d'énergie électrique, un des défis actuels est l'augmentation significative de la part des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. L'intermittence de ces énergies est bien sûr un problème pour la régulation du réseau. La production doit à chaque instant être adaptée à la consommation et l'équilibre est alors assuré par les centrales électriques (charbon, pétrole, gaz et nucléaire) qui adaptent leur production en temps réel. Différentes solutions de stockage se développent et elles sont de types chimiques, hydrauliques, etc. Outre les champs offshore, les lieux de production d'énergie renouvelable (solaire et éolienne) sont pour une écrasante majorité situés dans des zones rurales à faible densité de population. Ces zones sont souvent situées à l'extrémité du réseau de distribution desservies par des lignes électriques peu adaptées pour transporter sur de longues distances des puissances élevées (haute impédance, obsolescence du réseau), ce qui entraîne des pertes importantes et augmente le coût de distribution de l'électricité. Actuellement, la majorité de l'énergie produite dans les zones délocalisées est injectée dans le réseau national et contribue à la production globale de chaque pays. Lorsque la production nationale est supérieure à la demande, les sources sont déconnectées du réseau. Il serait plus naturel d'utiliser cette électricité vers les lieux de consommations les plus proches afin d'atténuer les pertes sur les lignes de transport. Le projet Euro-méditéranéen, Edgewise, avait pour ambition l'intégration des systèmes hydrauliques de stockage et de génération dans les micro-réseaux avec faible inertie.

La présente thèse a été réalisée dans ce contexte. Nous avons voulu atteindre deux objectifs principaux :

- La conception et la mise en oeuvre de la commande d'un micro-réseaux multi-sources connecté à des énergies renouvelables et à stockage d'énergie par batterie/Supercondesateur ;
- L'optimsation de la gestion d'énergie au sein d'un système multi-sources autonome alimenté par une source photovoltaïque avec stockage d'énergie par batteries et pompage hydraulique ;

Cette thèse est structurée en quatre chapitres :

Dans le chapitre 1, nous faisons d'abord une présention sucsinte du projet EDGEWISE EranetMed-H2020 dans lequel s'inscrit cette thèse. Ensuite, nous présenterons les systèmes multi-sources à énergies renouvelables les plus courant ainsi que les stratégies de gestion de puissance et d'énergie au sein de ces systèmes. Enfin, nous présentons la problématique et l'orientation de la thèse.

Le chapitre 2 est dédié à la synthèse d'une loi de commande IDA-PBC (Interconnection and Damping Assignment Passivity Based Control) destinée à contrôler simultanément les convertisseurs de puissance DC/DC et DC/AC au sein d'un micro-réseau à courant continu à énergies renouvelables intégré au réseau. Le micro-réseau dispose d'un système de stockage d'énergie hybride batterie/supercondensateur. La commande IDA-PBC vise d'une part, à maintenir un courant stable et dépourvu de perturbations dans la batterie et le réseau et d'autre part, à stabiliser la tension de bus continu. Cela revient à imposer au supercondensateur d'absorber les perturbations en courant générées par l'intermittence des énergies renouvelables et la variation du profil de consommation de la charge connectée au bus continu. Les performances de la commande IDA-PBC sont validées lors de la simulation du système complet sous l'environnement Matlab/Simulink et expérimentalement avec des essais réalisés sur un banc d'essai conçu au LIAS.

Dans le chapitre 3, nous étudions le dimensionnement d'un micro-réseau autonome alimenté par une source photovoltaïque et disposant d'un système de stockage d'énergie hybride par batteries et pompage hydraulique. Nous nous intéressons également à l'optimisation de la gestion d'énergie au sein de ce système multi-sources autonome. Des simulations sont faites sous Matlab pour discuter de l'efficacité du dimensionnement du système et des deux stratégies de gestions d'énergie proposées.

Le chapitre 4 est consacré à l'optimisation multi-objectifs par algorithme génétique du dimensionnement du système étudié dans le chapitre 3. A cet effet, nous présentons d'abord quelques généralités sur l'optimisation multi-critères et les algorithmes et les outils de dimensionnement. Nous détaillons ensuite la méthodologie proposé pour l'optimisation du dimensionnement du système multi-sources autonome étudié dans le chapitre 3. Finalement, les résultats obtenus lors de la simulation du système sous Matlab sont présentés et discutés.

Chapitre 1 : Généralités sur les systèmes multi-sources à énergies renouvelables

1.1 Introduction

Aujourd'hui, les énergies renouvelables sont devenues l'un des moyens pour lutter efficacement contre le réchauffement climatique ainsi que les effets néfastes de la pollution provoquée par l'exploitation des énergies fossiles. Cependant, la principale raison pour laquelle l'utilisation des énergies renouvelables devrait augmenter est qu'environ 1,2 milliard de la population mondiale se trouve principalement dans des zones rurales ou reculées à faible densité, et les gouvernements ne peuvent pas souvent répondre à leurs besoins en électricité [3]. Ainsi, les systèmes d'alimentation autonomes (hors réseau) sont souvent le seul moyen de répondre aux besoins énergétiques de la population de ces zones. Les systèmes hybrides de production d'énergies renouvelables intégrant l'hydroélectricité, l'énergie éolienne et le solaire photovoltaïque se sont révélés être une option intéressante et une solution technologique et écologique phare pour fournir de l'énergie dans les zones rurales [4]. En outre, l'intégration au réseau des énergies renouvelables pour aligner l'offre à la demande peut accroître la flexibilité et la fiabilité du réseau. En effet, l'infrastructure de transport et de distribution du réseau électrique est dimensionnée pour répondre à la demande de pointe, qui ne peut se produire que sur quelques heures de l'année. Lorsque la croissance prévue de la demande de pointe dépasse la capacité existante du réseau, des investissements coûteux sont nécessaires pour moderniser les équipements et développer de nouvelles infrastructures. Le déploiement des énergies renouvelables peut aider à limiter le besoin de nouveaux investissements dans le réseau en répondant à la demande de pointe avec de l'énergie stockée sur des périodes à faible demande.

Pour gérer le comportement intermittent des générateurs d'énergie renouvelable (solaire et éolien) ainsi que les fluctuations de charge dans les applications électriques, l'utilisation des dispositifs de stockage devient obligatoire. En effet, les systèmes de stockage d'énergie (SSE) peuvent fonctionner comme des dispositifs d'équilibrage : ils fournissent de l'énergie électrique pour combler le manque de production et stockent l'énergie excédentaire en cas de surplus de puissance [5, 6]. Le système de stockage hybride à batterie, SC et STEP (pour Stations de transfert d'énergie par pompage) présente des avantages majeurs par rapport

aux différentes technologies de stockage.

Ainsi, un micro-réseau comprenant des sources d'énergie renouvelable (SER), des dispositifs de stockage, des charges et des convertisseurs d'interconnexion, comme présenté sur la figure 1.1, peut fonctionner en deux modes : îloté ou connecté au réseau.

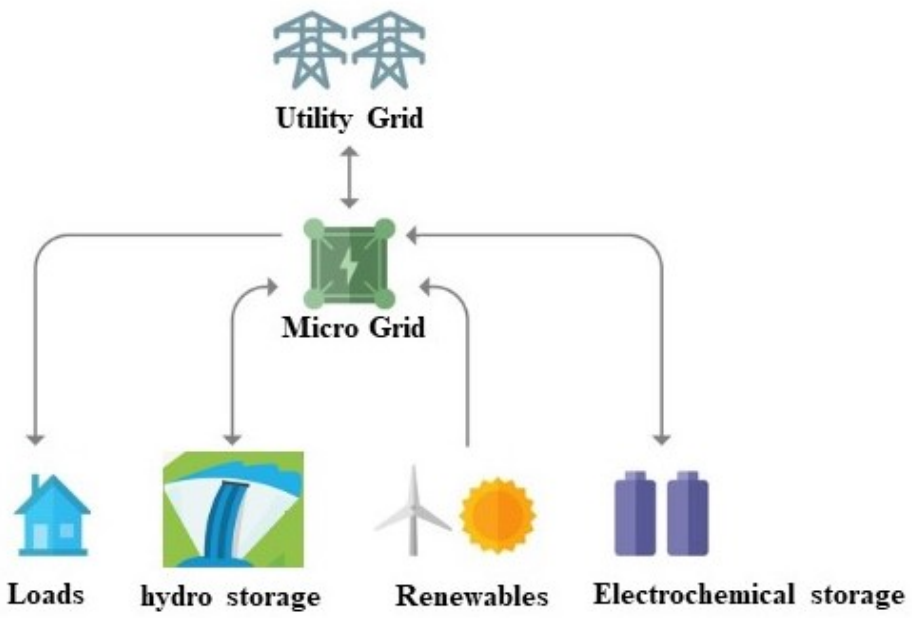


Figure. 1.1 – Micro-réseau connecté au réseau.

L'exploitation des micro-réseaux introduit plusieurs défis techniques et technologiques : il faut garantir la stabilité du micro-réseau en îlotage ou lorsqu'il est connecté au réseau pour ne pas induire des déséquilibres offre/demande de puissance et il faut également protéger les éléments de stockage ainsi que le réseau contre les pics de puissances d'origine diverses (connexion de charge sur le bus d'alimentation commun, variation de la puissance produite par les SER, démarrage d'une machine...). Pour cela, il est nécessaire d'opter pour une stratégie de commande qui offre un contrôle efficace des flux de puissance et une stratégie de gestion d'énergie pour assurer la continuité de l'alimentation des charges et réduire le coût du système.

En vue de développer dans cette thèse le contrôle et la gestion d'énergie et de puissance dans un micro-réseau à énergies renouvelables et à stockage hybride, nous présentons tout d'abord dans ce chapitre l'état de l'art des principales sources d'énergie renouvelable, des dispositifs de stockage les plus répandus et des architectures des micro-réseaux. Nous abordons également les problèmes liés à l'intégration des énergies renouvelables dans les micro-réseaux. Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous passons en revue les stratégies de gestion et de supervision de l'énergie et de la puissance dans un micro-réseau. Dans la dernière partie de ce chapitre, nous définissons le contexte, la pertinence et les objectifs de la thèse.

1.2 Le projet EDGEWISE EranetMed H2020

Cette thèse de doctorat s'inscrit dans le cadre du projet EDGEWISE (Energy and Water Systems Intégration and Management) soutenue par le programme ERANETMED-H2020, un programme de coopération euro-méditerranéenne qui vise à renforcer la coordination entre les programmes de recherche nationaux des pays membres de l'Union européenne et des autres pays partenaires méditerranéens. Les partenaires du projet sont : l'Université de Beira Interior (Portugal - Porteur), l'Université de Poitiers (France), l'Université de Tunis (Tunisie), l'Université polytechnique nationale d'Athènes (Grèce), l'Université de Chypre (Chypre), le collège d'arts, de sciences et de technologie de Malte (Malte), l'entreprise ICOVI (Portugal) et l'entreprise GB SOLAR (France). Ce projet a un budget global de $1M$ €, dont $200K$ € pour la France.

L'intégration des micro-réseaux à énergies renouvelables avec du stockage chimique et hydraulique est le centre de ce projet. Ils ont été divisé en deux types : les urbains (réseaux AC) et les ruraux (réseaux DC). C'est ce dernier qui sera développé dans ce travail. Le projet a comme objectif de :

- Développer des outils pour l'intégration des micro-réseaux à énergies renouvelables (solaire et éolien) ;
- Favoriser l'intégration des STEPs (production et stockage d'énergie) pour gérer la variabilité de l'énergie solaire et éolienne ;
- Renforcer l'utilisation d'un stockage hybride batterie-supercondensateur pour améliorer la qualité de la puissance injectée dans un micro-réseau ;
- Optimiser les flux énergétiques au sein d'un micro-réseau à énergies renouvelables afin d'assurer la fiabilité et la disponibilité énergétique.

1.3 Systèmes multi-sources à énergies renouvelables

1.3.1 Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables proviennent de sources qui se régénèrent naturellement mais dont le débit est limité. Les ressources renouvelables sont pratiquement inépuisables en durée mais limitées en quantité d'énergie disponible par unité de temps. Les principales sources d'énergies renouvelables sont le solaire, l'éolienne, l'hydraulique, la biomasse et la géothermie

1.3.1.1 Le solaire Photovoltaique

Les systèmes solaires photovoltaïques utilisent des cellules pour convertir la lumière du soleil en électricité. La cellule PV est constituée d'une ou deux couches d'un matériau semi-conducteur, généralement du silicium. Lorsque la lumière éclaire la cellule, elle crée un champ électrique à travers les couches, ce qui entraîne un flux d'électricité. Plus l'intensité de la lumière est élevée, plus le flux d'électricité est important.

Les cellules photovoltaïques sont désignées en fonction de la puissance crête qu'elles génèrent dans les conditions d'ensoleillement et de température idéales ; on parle de kilowatt crête ou kWc.

Les cellules PV sont câblées ensemble pour former un module PV. Les modules PV recueillent l'énergie solaire sous la forme de la lumière du soleil et la convertissent en courant électrique continu. Les modules PV sont reliés entre eux pour former un système de panneaux solaires PV. Un onduleur est généralement lié au système de panneaux solaires PV. Le principal objectif de l'onduleur solaire est de convertir le courant continu en courant alternatif pour qu'il puisse être utilisé dans un système d'alimentation autonome ou par le réseau public de distribution [7] (voir figure 1.2). Un algorithme MPPT est implémenté dans l'onduleur solaire pour ajuster de manière continue le point de fonctionnement électrique des modules PV afin d'extraire la puissance maximale disponible [8].



Figure. 1.2 – Schéma d'une chaîne de conversion d'énergie solaire PV.

La variation de la capacité mondiale de production solaire PV installée au cours de la dernière décennie, selon les données de l'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), est donnée par la figure 1.3.

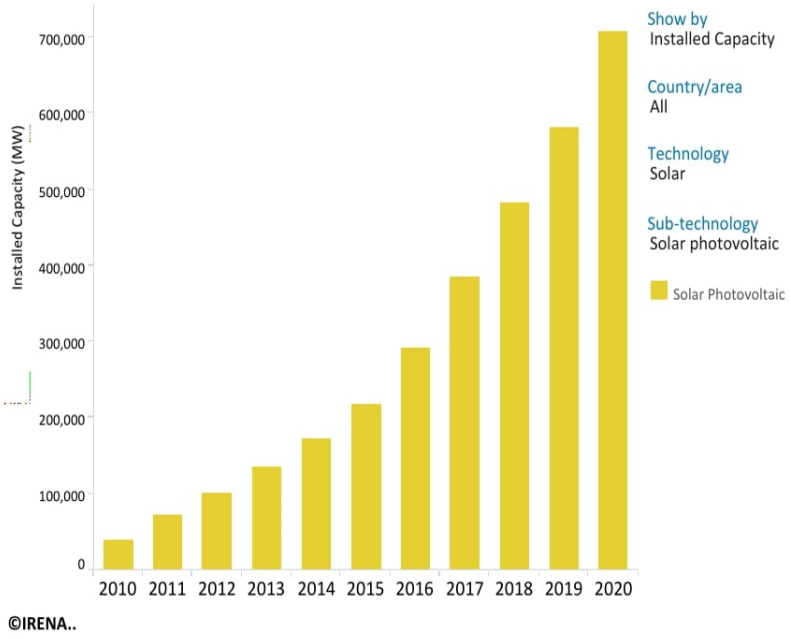


Figure. 1.3 – Variation de la capacité mondiale PV installée (MW) entre 2010 et 2020.

1.3.1.2 Les éoliennes

Le concept d'exploitation de l'énergie éolienne remonte à des millénaires. Dès 5000 avant J.-C., les Égyptiens utilisaient l'énergie éolienne pour propulser les bateaux sur le Nil. D'autres se sont servis de moulins à vent pour moudre le grain, pomper l'eau et couper le bois dans les scieries. Les éoliennes d'aujourd'hui sont l'équivalent moderne du moulin à vent : elles convertissent l'énergie cinétique du vent en électricité propre et renouvelable. Aujourd'hui, l'énergie éolienne se présente généralement sous deux types différents : les parcs éoliens Onshore, qui sont de grandes installations d'éoliennes situées à terre, et les parcs éoliens Offshore qui sont des installations situées au large des côtes marines. Les parcs éoliens Onshore sont le type de parc éolien le plus populaire dans le monde mais plusieurs pays, notamment en europe, s'intéressent de plus en plus à la construction de parcs éoliens Offshore (voir figure 1.4).

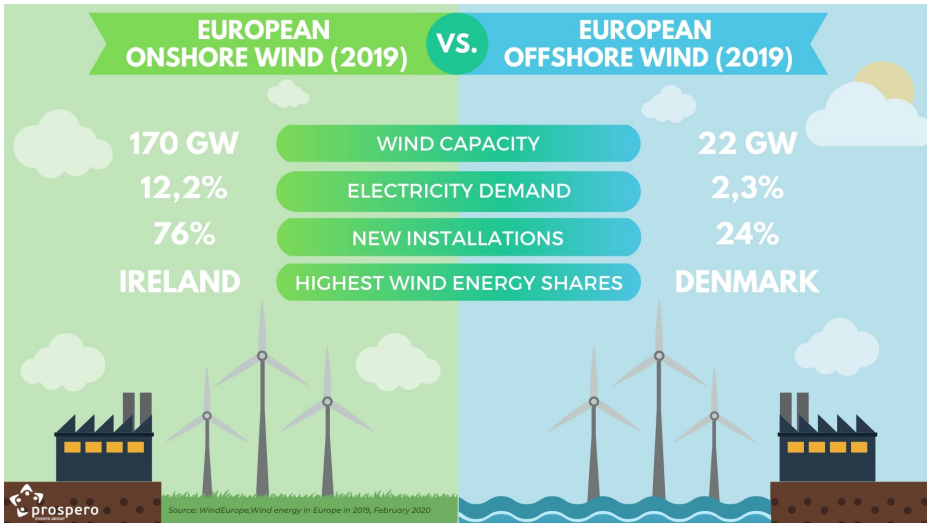


Figure. 1.4 – Eolien onshore vs Eolien Offshore en Europe (2019). *Source : WindEurope, Wind energy in Europe in 2019, February 2020.*

Les éoliennes fonctionnent selon un principe simple. L'énergie du vent fait tourner deux ou trois pales en forme d'hélice autour d'un rotor. Le rotor est lié à l'arbre principal, qui fait tourner un générateur pour produire de l'électricité.

Un générateur éolien est constitué de trois parties (voir figure 1.5) : en amont, une turbine absorbe la puissance mécanique P_{wind}, fournie par le vent de vitesse V_{wind} passant dans la surface $S = 2RH$ (R étant le rayon des pales et H la hauteur couverte par ses pales). La turbine génére ensuite un couple T_{wind}) qui va entraîner à la vitesse angulaire ω_m le rotor d'une machine tournante. Celle-ci transforme la puissance mécanique absorbée en puissance électrique exploitable. La génératrice va produire en réaction, à la fois un couple électromagnétique résistant T_{em}, et trois courants triphasés $[I_a, I_b, I_c]^T$. Dans la littérature, la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) est la plus utilisée car elle est capable de fonctionner à différentes vitesses jusqu'à l'arrêt sans décrochage, ne nécessite pas l'excitation du rotor, demande peu d'entretien et peu être fabriquée avec un nombre de poles important ce qui évitera d'utiliser un multiplicateur de vitesse [9].

La machine tournante est associée à des convertisseurs de puissance pour être reliée au réseau. Les détails sur le choix de la turbine, la machine tournante et les convertisseurs de puissance sont largement discutés dans la littérature [10, 11].

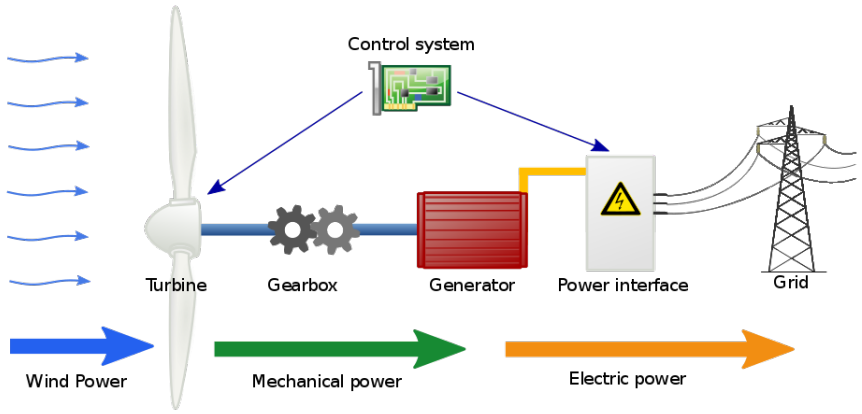


Figure. 1.5 – Schéma d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne.

La variation de la capacité mondiale de production éolienne installée (onshore et offshore) au cours de la dernière décennie, selon les données de l'IRENA, est donnée par la figure 1.6.

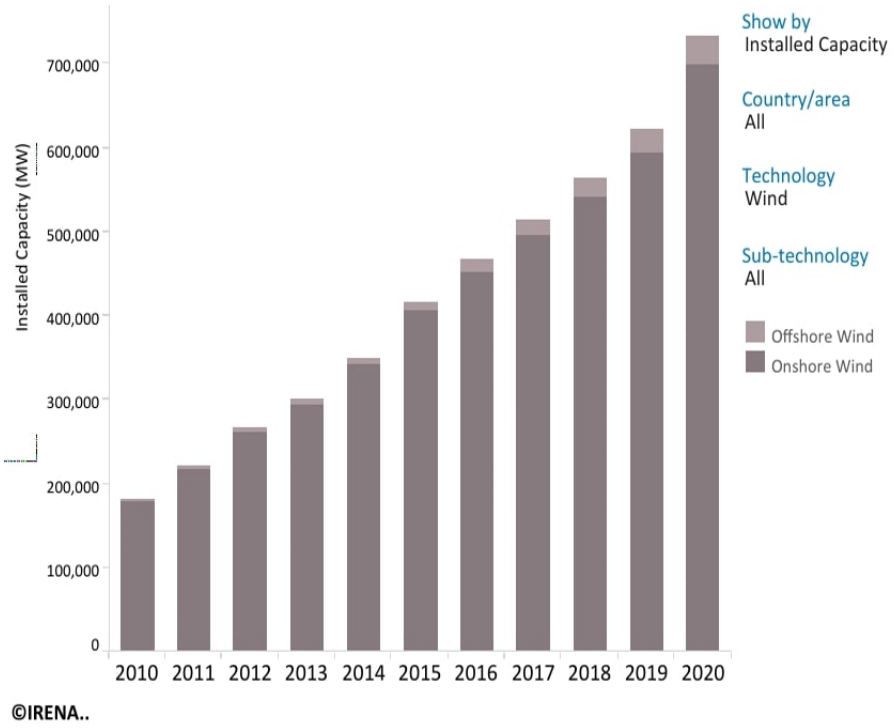


Figure. 1.6 – Variation de la capacité mondiale éolienne installée (MW) entre 2010 et 2020.

1.3.1.3 Stockage hydraulique et production d'électricité : STEP

L'hydroélectricité est l'une des premières sources d'énergies renouvelables utilisées pour la production d'électricité. En 2018, l'hydroélectricité représentait environ 15.8 % de la production mondiale d'électricité à partir des SER. Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) constituaient le premier moyen de stockage et de production d'électricité. Le fonctionnement d'une STEP est basé sur un concept simple (voir figure 1.7) : En période de faible demande et de forte disponibilité d'énergie électrique, l'eau est pompée, via l'unité moteur-pompe, d'une source d'eau (ou un réservoir) à basse altitude et stockée dans un réservoir d'eau à haute altitude. À la demande, l'eau est libérée du réservoir supérieur vers la source d'eau inférieur et, au fur et à mesure qu'elle s'écoule, elle crée de l'énergie potentielle utilisée pour faire tourner une turbine hydraulique qui entraîne une génératrice couplée [12], produisant ainsi de l'énergie électrique.

Le stockage hydraulique par pompage nécessite une large zone inclinée pour les réservoirs supérieur et inférieur. La quantité d'énergie stockée dépend de la quantité d'eau évacuée par le réservoir supérieur et de la différence d'altitude entre le réservoir supérieur et le réservoir inférieur. Plusieurs détails sur le dimensionnement d'un système de stockage par pompage hydraulique seront données dans le chapitre 3.

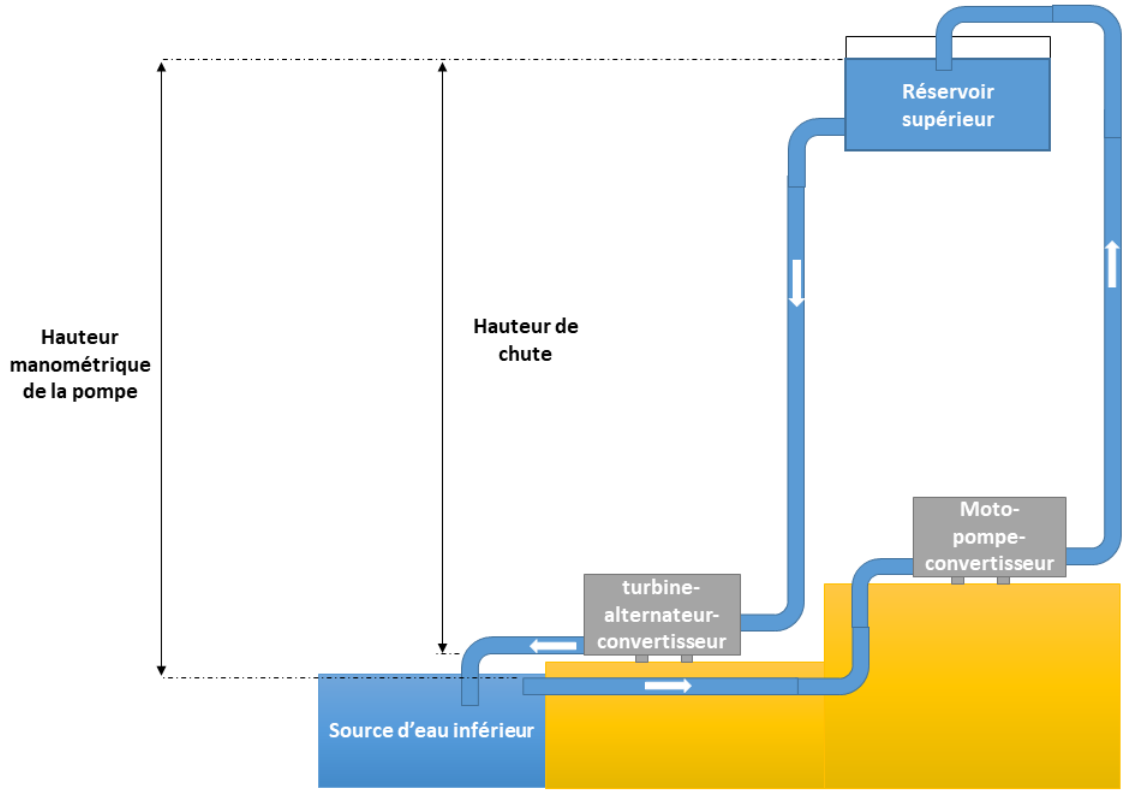


Figure. 1.7 – Station de transfert d'énergie par pompage (STEP).

La variation de la capacité mondiale installée des STEP au cours de la dernière décennie, selon les données de l'IRENA, est donnée par la figure 1.8.

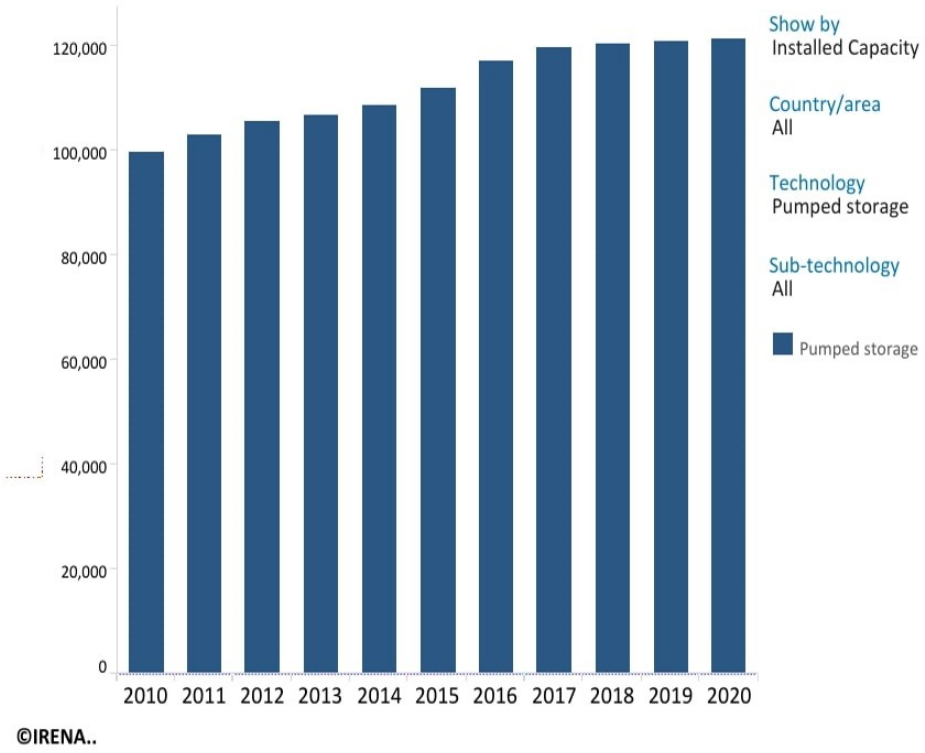


Figure. 1.8 – Variation de la capacité mondiale installée des STEP (MW) entre 2010 et 2020.

1.3.2 Stockage électrochimique par batteries/supercondensateurs

La batterie et le supercondensateur (SC) se complètent ; une batterie a une densité d'énergie relativement élevée mais une faible densité de puissance, tandis qu'un SC a une densité de puissance relativement élevée mais une faible densité d'énergie (voir figure 1.9). La batterie est l'élément de stockage le plus flexible et le plus fiable utilisé pour le stockage à moyen terme car elle nécessite peu d'entretien. Le SC a une densité d'énergie plus remarquable que celle des condensateurs conventionnels et sa durée de vie est plus élevée que celle des batteries ($>$ à 10^6 cycles), ce qui fait de lui la technologie de stockage idéale pour les applications à décharge courte et à haute puissance [13]. Afin de compenser leurs limitations opposées, un système de stockage d'énergie hybride batterie/SC est souvent proposé dans la littérature scientifique.

Le problème majeur concernant l'intégration d'un système de stockage batterie/SC dans un mico-réseau est de savoir comment associer ces deux éléments afin d'atteindre les objectifs technico-économiques suivants : réduire le coût du système, minimiser les fluctuations du courant entrant et sortant de la batterie et absorber les transitoires de puissance d'origine renouvelable par le SC.

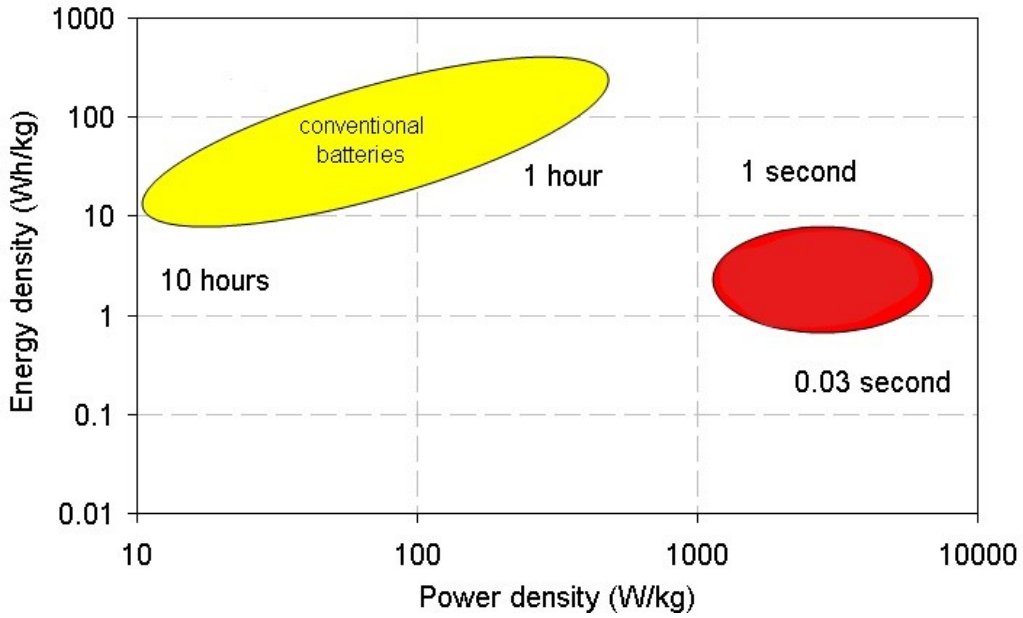


Figure. 1.9 – Supercondensateur vs batterie.

La méthode la plus simple pour intégrer une batterie et un SC dans un micro-réseau était de considérer une connexion parallèle directe (ou passive) des deux dispositifs de stockage (figure.1.10-a) [14, 15]. Cette configuration conduit à imposer la même tension sur les deux sources. Ainsi le courant généré par l'une ou l'autre sera fixé par la tension aux bornes des deux sources et leur résistances internes, et il sera impossible de contrôler la puissance échangée entre la batterie, le SC et le bus DC. L'ajout d'un convertisseur DC/DC (figure.1.10-b) permet la régulation de la tension de bus continue (DC) mais n'a pas éliminé les inconvénients mentionnés ci-dessus [16, 17].

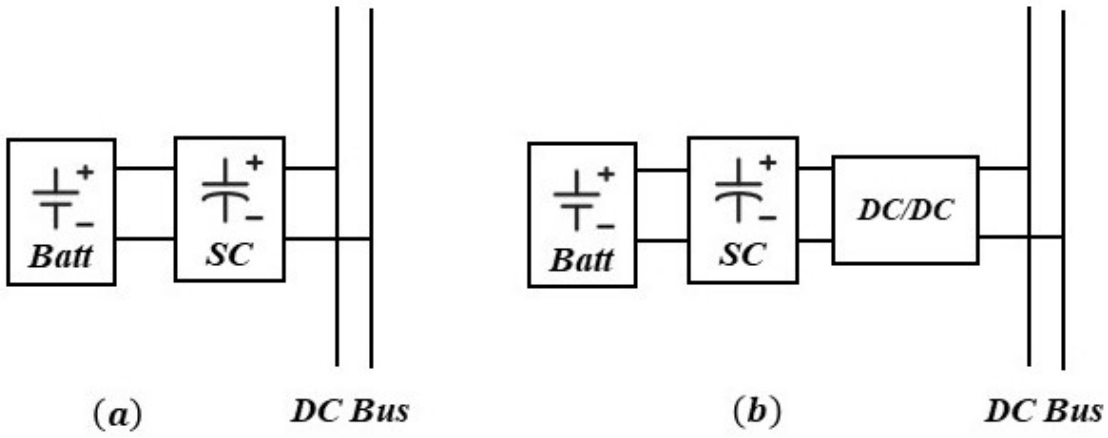


Figure. 1.10 – Batterie/SC en association parallèle passive.

À ce stade, il était plus efficace d'utiliser deux convertisseurs au lieu d'un seul [18], d'où l'introduction d'un deuxième convertisseur DC/DC entre les deux éléments de stockage. Cela permettait initialement à la tension de la batterie d'être différente de celle du SC.

L'avantage de mettre la batterie en entrée (figure.1.11-a) est de pouvoir contrôler le courant de sortie du convertisseur associé et par conséquent celui de la batterie. Le supercondensateur et le hacheur associé contribuent à la régulation du Bus DC. On trouve aussi une variante décrite sur la (figure.1.11-b). Elle ne permet cependant pas d'exploiter efficacement les propriétées du supercondensateur. Dans les deux configurations, nous avons un sudimentionnement du hacheur DC/DC connecté sur le bus DC/DC car il fait transiter les puissances générées par la batterie et le supercondensateur.

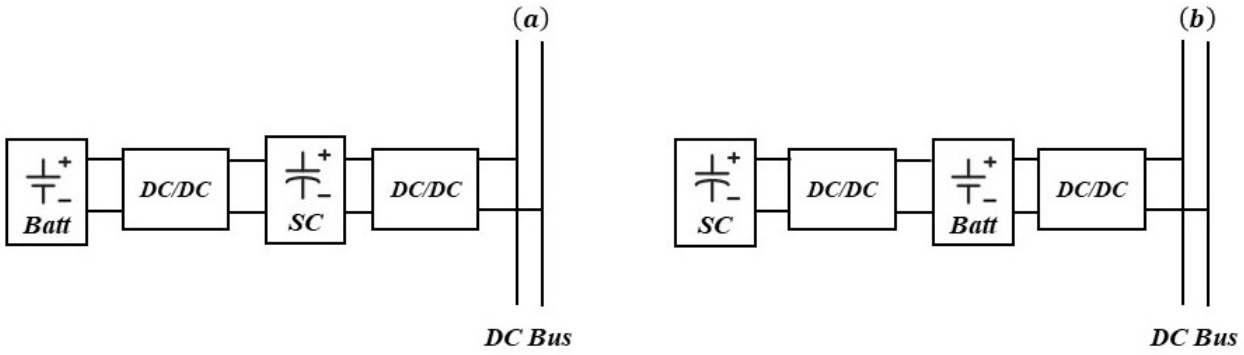


Figure. 1.11 – Batterie/SC en association cascade active.

Un autre aspect de l'utilisation de deux convertisseurs DC/DC bidirectionnels est présenté dans la figure. 1.12 [18]. Cette topologie a le même mode de fonctionnement que la configuration de la figure 1.11-a : le convertisseur du côté batterie est un régulateur de courant et celui du côté SC est un régulateur de le tension de bus DC. En fonction de la puissance à fournir/absorber ainsi que des états de charge des deux éléments, le convertisseur détermine le courant à fournir/absorber par chaque élément.

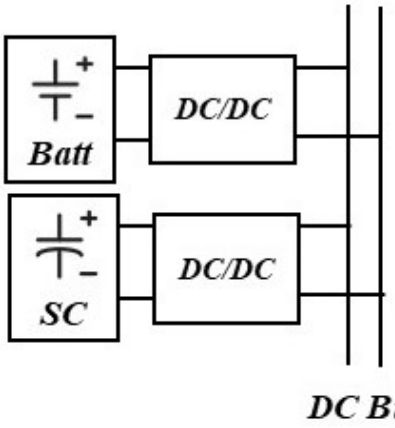


Figure. 1.12 – Batterie/SC en association parallèle active.

On peut remarquer que chacune des deux configurations précédentes utilise deux convertisseurs. Cependant, il paraît que la seconde est plus efficace en terme de stabilité car le fonctionnement du système est toujours garanti en cas de défaillance de l'un des éléments de stockage. Cependant, l'inconvénient d'utiliser ces deux topologies est le coût initial élevé.

Afin d'atteindre un rapport coût/efficacité favorable, il a été proposé à nouveau d'utiliser un seul convertisseur mais avec une disposition parallèle [19, 20] comme le montre la figure. 1.13. Les deux configurations suivantes utilisent un seul convertisseur DC/DC bidirectionnel qui permet de contrôler la puissance dans le SC (figure.1.13-a) ou dans la batterie (figure.1.13-b). Dans les deux cas, la tension du bus DC est maintenue constante par une connexion directe ou indirecte de la batterie. Il convient de noter que la connexion passive de la batterie au bus DC améliore la robustesse du système en raison des caractéristiques électriques stables de la batterie.

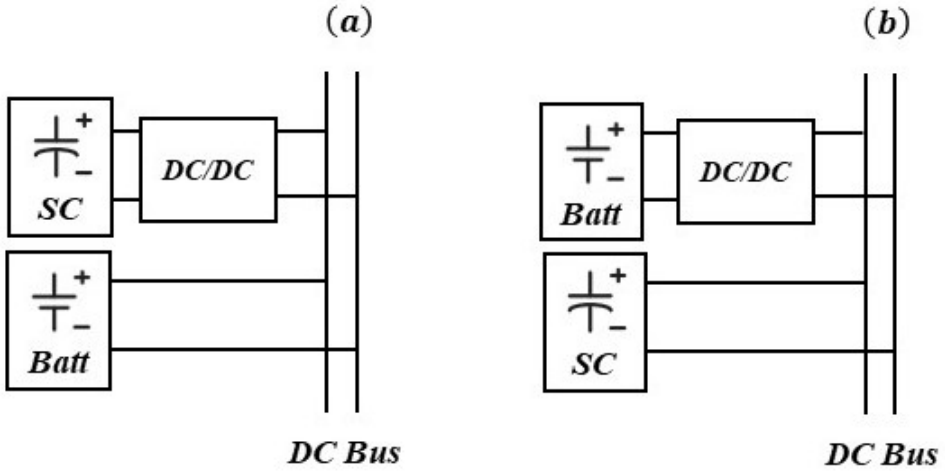


Figure. 1.13 – Batterie/SC en association parallèle semi-active.

La topologie de la figure.1.13-b a également ses avantages : elle offre la possibilité de maintenir constant le courant de la batterie lors des variations de charge. Cela permet une amélioration considérable des performances de la batterie en termes de durée de vie, d'efficacité énergétique et de température. Néanmoins, le cycle de charge/décharge du SC crée des variations de tension sur le bus DC, d'où l'exigence d'opter pour un SC dont la tension est incluse dans la plage de tension admissible sur le bus DC lors des pics de puissance. Dans certains cas, cela peut conduire à une valeur de capacité très élevée [21].

Dans [22], une combinaison de SCs et de batterie a été introduite pour servir de bus DC au lieu d'utiliser des condensateurs conventionnels, comme le montre la figure.1.14. La topologie suggérée élimine les problèmes de compatibilité du convertisseur solaire DC/DC unidirectionnel, dont le rôle est de faire l'adaptation entre le générateur photovoltaïque et le bus DC pour un transfert de puissance maximal, et de l'onduleur connecté au réseau qui gère la charge/décharge des dispositifs de stockage. Le fonctionnement est séparée en deux modes : dans le premier, la technique MPPT est utilisée pour extraire le maximum de puissance du générateur PV et la chaîne des SCs gère les variations de la tension MPPT ; dans le deuxième mode, seule la batterie est utilisée et connectée au bus DC pour fournir/absorber de la puissance et la technique MPPT n'est plus utilisée.

Bien qu'elle résout plusieurs problèmes (plage de tension limitée, distribution de courant fixe régie par les résistances internes, manque de contrôle de puissance échangé entre batterie et SC), cette topologie présente l'inconvénient majeur de ne pas pouvoir exploiter le maximum de puissance lors du deuxième mode.

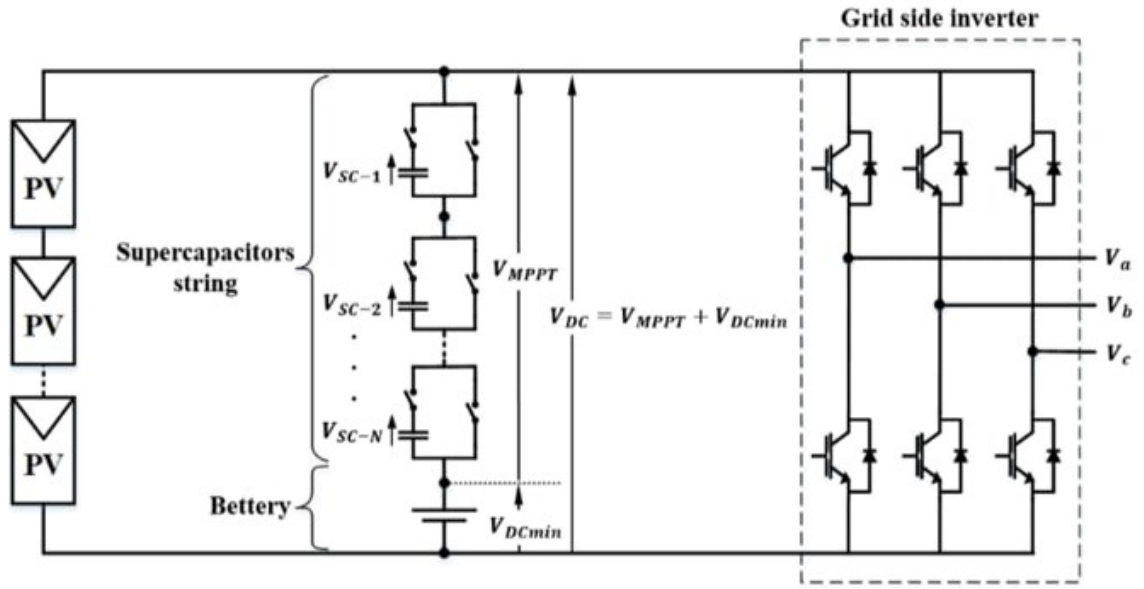


Figure. 1.14 – Batterie/SC en association série passive.

Une structure intéressante introduisant un onduleur triphasé à structure NPC (pour Neutral Point Clamped) a été présentée dans [23]. Le problème particulier de cette structure (figure.1.15) est le déséquilibre du potentiel de point neutre, dû aux états de charge inégaux des chaînes de batteries et des SCs. Une topologie similaire est introduite dans [20] pour les systèmes PV et n'a prouvé son efficacité que dans le cas de petites variations sur le bus DC. Une nouvelle approche de la méthode des vecteurs spatiaux (SVM) a été développée pour gérer le partage de puissance entre la batterie et le SC et équilibrer leurs états de charge [23].

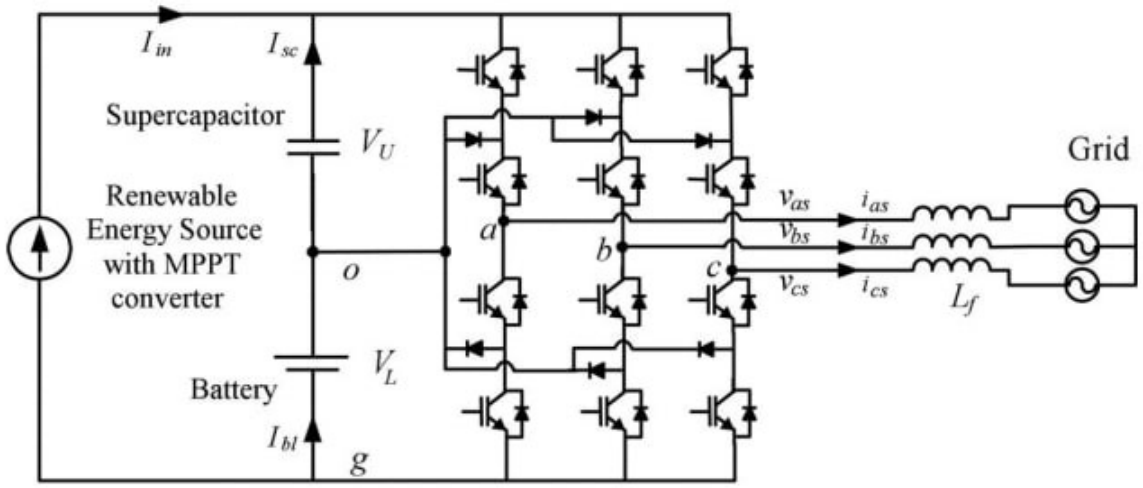


Figure. 1.15 – Batterie/SC en association série passive liés à un onduleur multiniveaux.

1.3.3 Production centralisée ou décentralisée

Les fournisseurs d'électricité ont toujours satisfait les besoins énergétiques des utilisateurs de manière centralisée à travers un réseau de transport et de distribution. À mesure que la demande en puissance augmente, le réseau doit génèrer plus d'électricité. Cependant, dès que la demande dépasse la capacité existante du réseau, les fournisseurs d'électricité se trouvent devant l'obligation de construire de nouvelles installations.

Une autre approche envisagée consiste à satisfaire la demande en puissance localement et progressivement en investissant dans la production distribuée ou décentralisée [24]. Il s'agit d'une approche qui utilise des technologies à petites échelles pour produire de l'électricité à proximité des utilisateurs. Cela peut atténuer les contraintes de capacité sur les systèmes de production, de transport et de distribution, et même de diminuer les pertes en ligne.

Les technologies de distribution décentralisée, générateurs distribués (GD), se composent souvent de générateurs modulaires (microturbines, piles à combustible,...), parfois renouvelables (panneaux photovoltaïques et éoliennes) et offrent un certain nombre d'avantages potentiels. Dans de nombreux cas, les GD peuvent fournir de l'électricité à moindre coût et une fiabilité énergétique plus élevée avec moins de conséquences environnementales que les générateurs électriques traditionnels. Ces systèmes emploient de nombreuses petites centrales et peuvent fournir de l'électricité avec peu de dépendance à l'égard de la distribution et le réseau de transport : les technologies GD peuvent fonctionner comme des îlots isolés de production d'énergie électrique ou peuvent servir de petits contributeurs au réseau électrique. Ces technologies produisent de l'énergie avec des capacités allant de quelques kilowatt (kW) à quelques centaines de Mégawatts (MW). Les unités de production à grande échelle ont des capacités de production qui peuvent dépasser les 1000 MW.

La distribution décentralisée devrait, principalement, réduire la pression sur le réseau électrique central, mais techniquement parlant, la pénétration des GD dans le réseau électrique peuvent engendrer autant de problèmes qu'elles pourront résoudre. Certains des problèmes sont cités ci-dessous :

- Tout d'abord, les GD fournissent une sortie DC ou AC à fréquence variable et nécessitent donc des convertisseurs de puissance pour s'interfacer avec le réseau électrique et/ou la charge. L'interface électronique de puissance induit des pertes supplémentaires sur la chaine de conversion [25] ;
- La production des systèmes d'énergie renouvelable fluctue avec les conditions météorologiques, ce qui est également un problème non négligeable lorsque GD sont connectées au réseau électrique ;
- Enfin, les micro-générateurs GD (PV et éolien) sont des réseaux dit à faible inertie. Ce manque d'inertie est un problème majeur qui peut conduire à des déséquilibres de puissance entre la production et la charge ainsi que la sensibilité accrue du réseau à toute perturbation [26]. Le développement de nouveaux algorithmes de contrôle permettent, dans une certaine mesure, de palier à ces problèmes.

Pour surmonter certains problèmes évoqués ci-dessus, le concept de micro-réseau a été introduit [25]. Un micro-réseau est un groupe de micro-sources, de systèmes de stockage et de charges qui se présente au réseau comme une entité unique pouvant répondre aux signaux de contrôle centraux. Le coeur du concept de micro-réseau est la notion d'une interface flexible et contrôlable entre les ressources énergétiques distribuées et le réseau électrique. Des convertisseurs et des filtres de connexion sont nécessaires à la conception d'un micro-réseau autonome.

Divers objectifs peuvent être atteints en utilisant un micro-réseau : l'augmentation de la fiabilité énergétique ; la réduction de l'impact environnemental de l'alimentation électrique ; la réduction des investissements en installations, équipements et coûts ; la diversité de l'approvisionnement énergétique ; l'alimentation en électricité des zones rurales isolées ;la régulation de la tension, la prise en charge de la puissance réactive et le maintien de la qualité de puissance injectée dans le réseau, en utilisant le stockage d'énergie.

1.3.4 Les architectures des micro-réseaux

Le micro-réseau est une approche flexible et efficace pour connecter les GD au réseau. Un micro-réseau se compose généralement de convertisseurs d'électronique de puissance, de GD, de SSE et d'une variété de charges dispersées. Il existe des micro-réseaux AC, DC et hybrides AC/DC.

Les micro-réseaux AC (MRAC) (voir figure 1.16.b) relient les différentes sources de production d'énergie et les charges au réseau à l'aide d'un bus AC. En général, les micro-réseaux AC se composent de sources de production distribuées, telles que les énergies renouvelables, et de sources de production d'énergie conventionnelles, telles que les générateurs diesel. Ces générateurs distribués sont connectés par un bus AC avec un système de stockage d'énergie (batterie par exemple). L'intégration des générateurs renouvelables tels que les panneaux solaires photovoltaïques, les éoliennes, etc. nécessite des convertisseurs de puissance pour convertir leur sortie en courant alternatif. Plusieurs études ont porté sur les micro-réseaux AC à base de ressources énergétiques distribuées : PV/Diesel avec stockage d'énergie par batteries [27], Eolien avec stockage d'énergie par volant d'inertie [28], PV avec stockage d'énergie par batteries [29], PV/Eolien avec stockage d'énergie par pompage hydraulique [30], etc.

Le principe de fonctionnement des micro-réseaux DC (MRDC) (voir figure 1.16.a) est assez similaire à celui de son équivalent AC. La principale différence entre eux est que l'interconnexion se fait au moyen d'un bus DC qui interconnecte les générateurs et les charges distribués, puis les relient au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/AC. Divers études ont porté sur les micro-réseaux DC à base de ressources énergétiques distribuées : PV/Eolien autonome avec stockage d'énergie par batteries/pompage hydraulique [31, 32, 33], PV/Eolien autonome avec stockage d'énergie par batteries/pompage hydraulique/Pile à combustible [34], PV/Eolien connecté au réseau avec stockage d'énergie par batteries/pompage hydraulique [35], Eolien connecté au réseau avec stockage d'énergie par pompage hydraulique [36, 37], etc.

Les micro-résaux AC ont été adoptés pour exploiter les technologies, la protection et les normes AC existantes [38, 39]. Cependant, la production d'énergie de certaines sources telles que les générateurs photovoltaïques et les éléments de stockage électrochimiques correspond à une alimentation DC, qui doit être convertie en une alimentation AC via des convertisseurs DC/AC et connectée au réseau électrique. Cette alimentation AC est reconvertie en alimentation DC requise pour les charges DC (véhicules électriques hybrides, variateurs de vitesse, alimentation sans interruption, lampes fluorescentes, ...), ce qui entraînera une augmentation des pertes de puissance lors de plusieurs conversions. De plus, les exigences de stabilité, de synchronisation et de puissance réactive sont des inconvénients inhérents [40]. Dans ce cas, les micro-résaux DC semblent être une meilleure alternative en termes d'efficacité, de stabilité, de fiabilité et de rentabilité, car ils réduisent les étapes de conversion de puissance et permettent une meilleure intégration du stockage d'énergie [41, 42, 43]. Les micro-résaux hybrides AC/DC associent les avantages des MRAC et MRDC pour fournir une meilleure plate-forme pour l'intégration de la production distribuée dans un système d'alimentation.

Dans la suite de cette thèse, nous nous interessons aux MRDC.

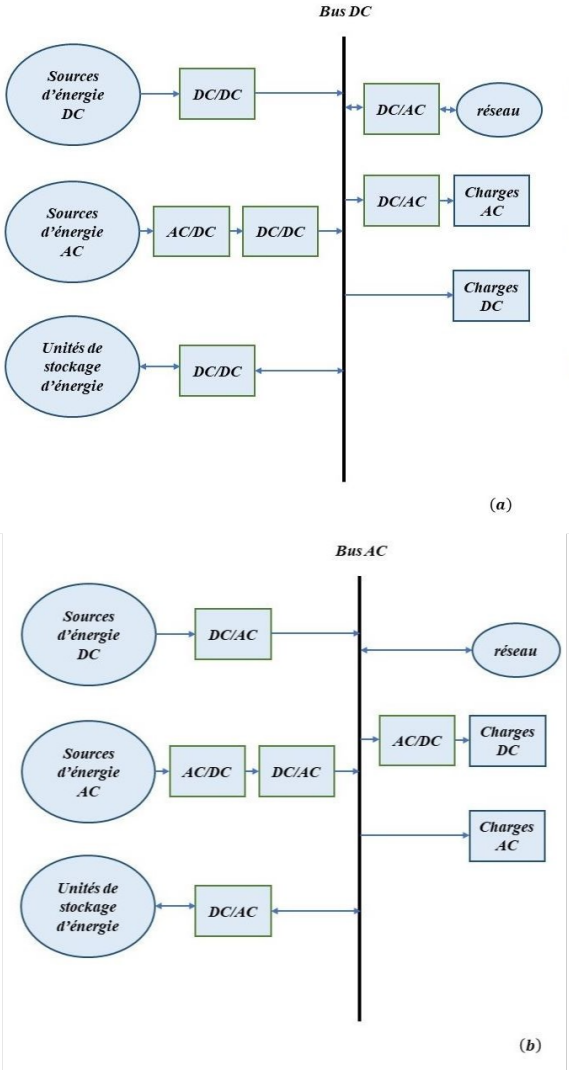


Figure. 1.16 – Topologies des micro-réseaux.

1.3.5 Problèmes de puissance dans un MRDC

De nombreuses études se sont penchées sur les problèmes de qualité de puissance dans l'architecture des systèmes AC et DC. Cinq problèmes fondamentaux dans les systèmes de distribution DC ont été identifiés : les tensions transitoires, les interférences électromagnétiques (IEM), les harmoniques, le courant d'appel et le courant de défaut [44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52]. Nous les avons résumé dans le tableau 1.3.5.

Problèmes de qualité de puissance	**Causes**	**Indicateurs**	**Conséquences**	**Solutions**
Tensions transitoires	Variations de charge DC, variations de la puissance produite sur le bus DC.	Surtension	Le système peut se stabiliser à un nouveau niveau de tension continue.	Dispositifs d'adaptation du seuil de tension, de verrouillage de tension ou de suppression de transitoires.
Interférences électro-magnétiques (IEM)	Convertisseurs fonctionnant à haute fréquence de commutation.	Distorsion de forme d'onde du courant	Dégradation ou dysfonctionnement des appareils électroniques.	Filtres EMI placés au niveau du bus DC.
Harmoniques	Circuit résonant induite par les harmoniques des courants dans le réseau : les harmoniques du courant alternatif de rang 5 et 7 entraînent une harmonique de rang 6 dans le bus DC.	Surintensité et surtension au niveau du bus DC	Condensateurs endommagés, instabilité de la tension du bus DC.	Condensateurs de filtrage placés au niveau du bus DC.
Courant d'appel	Charge des condensateurs de filtrage, charge des condensateurs des filtres EMI, mise sous tension d'une charge DC.	Oscillations de la tension du bus DC, creux de tension.	Charges DC endommagées ou éteintes.	Conception efficace des condensateurs de filtrage, circuits de démarrage progressif et modes de précharge.
Courant de défaut	Défauts de court-circuit causés par : les générateurs, les moteurs synchrones, les moteurs à induction et les réseaux électriques.	Surintensité	Dommages électriques.	Relais de protection qui répondent aux surintensités, augmenter la capacité des filtres EMI pour stocker plus de charge et configuration de mise à la terre appropriée.

Table 1.2 – Problèmes de qualité de puissance dans un micro-réseau DC.

Des stratégies de contrôle efficaces sont ainsi nécessaires pour assurer un fonctionnement stable et efficace des micro-réseaux DC. Ces stratégies permettront d'optimiser l'utilisation des ressources, de protéger les unités de stockage et de maintenir la fiabilité de l'énergie.

Dans la section suivante, nous allons nous intéresser aux stratégies de contrôle et de gestion d'énergies et de puissances dans les systèmes multi-sources.

1.4 Stratégies de contrôle et de gestion d'énergie et de puissance dans les systèmes multi-sources

La stratégie de contrôle et de gestion d'énergie et de puissance dans un système multi-sources joue un rôle très important dans l'amélioration des capacités d'une installation existante. La figure. 1.17 représente les stratégies de contrôle et de gestion d'énergie les plus répandues.

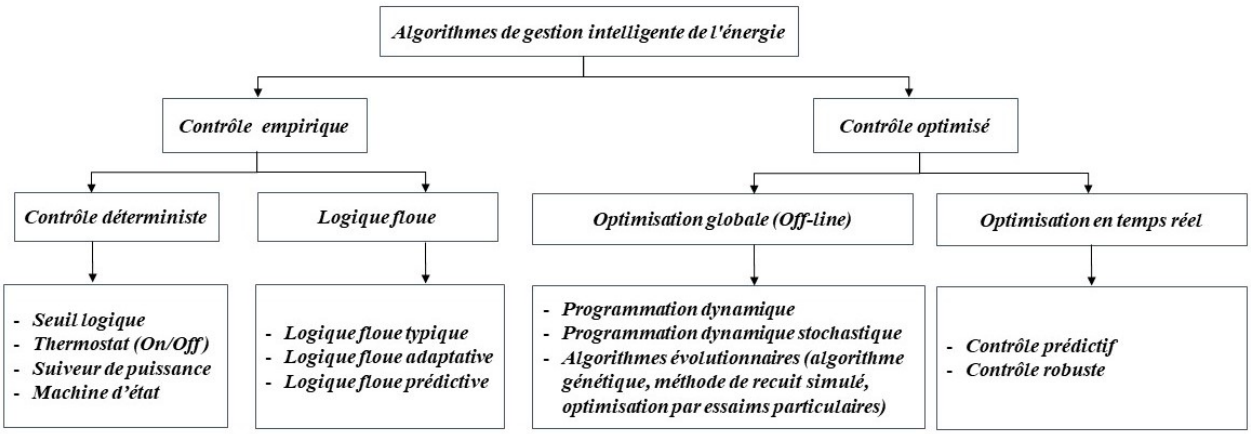


Figure. 1.17 – Stratégies de contrôle et de gestion d'énergie et de puissance.

Dans ce qui suit, nous détaillerons ces stratégies en précisant leurs avantages et inconvénients.

1.4.1 Stratégies de contrôle empiriques *(Rule-based)*

Ce sont des stratégies de contrôle établies à travers des modèles mathématiques et des expériences [53, 54],[55]. Ils sont largement utilisés pour la gestion de l'énergie en temps réel en raison de leur simplicité de calcul, de leur robustesse et de leur fiabilité.

1.4.1.1 Contrôle déterministe

Ce contrôle consiste à répartir la puissance entre les élèments de stockage en fonction de leurs caractéristiques internes : constantes de temps, états de charge (SOC), puissance maximale de charge/décharge et profondeur de décharge (DOD).

La technique du seuil logique (*Threshold logical*) [56] est la stratégie la plus utilisée dans le contrôle déterministe. Un exemple de cette technique appliquée à un système de stockage d'énergie hybride par batterie/SC est présenté dans le tableau 1.4.1.1 : Les deux éléments de stockage fournissent la puissance demandée par la charge en fonction de leurs états de charge SOC (State Of Charge) et de leurs puissances nominales (puissances maximales pouvant être fournies).

Si $SOC_{bat} \leq SOC_{bat}^{min}$ et $SOC_{sc} \leq SOC_{sc}^{min}$ alors $P_{bat} = 0; P_{sc} = 0$; Sinon Si $P_{req} \leq 0$ et $SOC_{sc} \leq SOC_{sc}^{max}$ alors $P_{bat} = 0; P_{sc} = P_{req}$; Si $P_{req} \leq 0$ et $SOC_{sc} > SOC_{sc}^{max}$ alors $P_{bat} = max(P_{req}, P_{bat_{max\ charge}}); P_{sc} = 0$; Si $0 < P_{req} \leq P_{average}$ et $SOC_{sc} \geq SOC_{sc}^{max}$ alors $P_{bat} = P_{req}; P_{sc} = 0$; Si $0 < P_{req} \leq P_{average}$ et $SOC_{sc} < SOC_{sc}^{max}$ alors $P_{bat} = P_{average}; P_{sc} = P_{req} - P_{average}$; Si $P_{req} > P_{average}$ et $SOC_{sc} \geq SOC_{sc}^{min}$ alors $P_{bat} = P_{average}; P_{sc} = P_{req} - P_{average}$; Si $P_{req} > P_{average}$ et $SOC_{sc} < SOC_{sc}^{min}$ alors $P_{bat} = max(P_{req}, P_{bat_{max\ discharge}}); P_{sc} = 0$;
SOC_{bat} : l'état de charge de la batterie
SOC_{bat}^{min} : la limite minimale de l'état de charge de la batterie
SOC_{sc} : l'état de charge du SC
SOC_{SC}^{min} : la limite minimale de l'état de charge du SC
SOC_{SC}^{max} : la limite maximale de l'état de charge du SC
P_{bat} : la puissance de la batterie
P_{sc} : la puissance du SC
P_{req} : la puissance demandée par la charge
$P_{average}$: la puissance moyenne demandée par la charge
$P_{bat_{max\ charge}}$: la puissance maximale absorbée par la batterie
$P_{bat_{max\ discharge}}$: la puissance maximale fournie par la batterie

Table 1.3 – La technique du seuil logique appliquée à un stockage d'énergie hybride par batterie/SC

La stratégie Thermostat ou On/Off est l'une des méthodes de supervision utilisée pour la gestion de l'énergie dans les micro-réseaux des véhicules hybrides. Le mode de fonctionnement est simple : le chargeur se met en marche et s'arrête en fonction de l'état de charge de la batterie. Pour ce faire, deux valeurs extrêmes sont définies SOC_{min} et SOC_{max}. Si l'état de charge de la batterie atteint la valeur inférieure SOC_{min}, le chargeur démarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que la valeur maximale SOC_{max} soit atteinte, puis le chargeur s'arrête et reste inutilisé jusqu'à ce que la valeur SOC_{min} soit atteinte, et le cycle de fonctionnement est répété [57, 58]. Les problèmes majeurs de cette stratégie résident dans la génération très élevée de pertes par effet Joule [59]. Dans [60], Une comparaison entre la stratégie Thermostat et la technique du seuil logique pour la gestion de l'énergie dans un véhicule hybride entraînée par un moteur diesel de 40 KW et une batterie plomb-acide de 60 KWh, prouve que la technique du seuil est plus efficace. En effet, les résultats de la simulation de la stratégie proposée ont montré une amélioration de l'économie de carburant par rapport à la stratégie "Thermostat".

La stratégie de suiveur de puissance (*Power Tracker*), est une méthode de gestion d'énergie en temps réel. Dans l'application des véhicules hybrides (considérés comme des systèmes multi-sources), elle permet de contrôler le moteur pour fournir une puissance variable en fonction de l'état de charge de la batterie. Ainsi, le moteur reste toujours actif tant que la valeur SOC_{max} de la batterie n'est pas atteinte [61]. Dans [62], la comparaison faite avec la stratégie Thermostat montre que la méthode du suiveur de puissance est plus rentable car elle permet de réduire les cycles de charge/décharge de la batterie, ce qui augmentera sa durée de vie et minimisera ses pertes par effet Joule.

La machine d'état (*State Machine*) est un algorithme basé sur des règles de commutation, dont le principe est de déterminer l'état de fonctionnement du système en fonction de la demande en puissance et de l'état de charge de la batterie afin de déterminer la puissance de référence pour chaque système d'alimentation (batterie, pile à combustible, SC, générateur ... + moteur à essence) [63]. La stratégie de gestion d'énergie avec machine d'état permet de réduire considérablement les cycles de charge/décharge de la batterie [64]. Cependant, le principal inconvénient de cette méthode est que l'optimisation des objectifs de performance n'est pas garantie.

1.4.1.2 La logique floue (*fuzzy logic*)

Le concept déterministe est largement utilisé en raison de sa simplicité. Cependant, il est généralement conçu par rapport à l'état initial des éléments de stockage, ce qui le rend peu flexible et imprécis pour un fonctionnement à long terme. De plus, la majorité des systèmes industriels complexes sont difficiles à contrôler du fait de leur non-linéarité, de la variation de leurs paramètres et de l'inexactitude des mesures. C'est à partir de ces contraintes que le principe de logique floue a été introduit. Comme le raisonnement humain, il tolère l'incertitude et l'imprécision. Par rapport au concept déterministe, la logique floue fournit un contrôle optimal en s'adaptant aux différentes conditions de fonctionnement [65]. Les ensembles flous et la théorie des possibilités sont à la base de la méthodologie de *"l'approche du raisonnement"* révélée dans les années 60 et plus connue sous le terme de *"logique floue"* [66]. On distingue trois stratégies qui dérivent du logique floue : logique floue typique, logique floue adaptative et logique floue prédictive.

Différentes techniques de contrôle flou ont été utilisées, comme la méthode de *Mamdani*, qui présente l'aspect le plus simple du contrôle flou, car il est basé sur la connaissance du système étudié. Dans [67], cette stratégie a été intégrée dans l'algorithme MPPT implémenté dans un convertisseur photovoltaïque pour extraire un maximum de puissance sous différentes irradiations.

Dans un travail récent [68], une stratégie de gestion d'énergie par logique floue utilisant la prédiction aléatoire de Markov a été étudiée pour un système de stockage batterie/SC en topologie parallèle semi-active où le SC est connecté au DC via un convertisseur DC/DC bidirectionnel et la batterie est directement reliée au bus DC pour assurer une tension de bus relativement stable en vue de la forte variation de la tension du SC par rapport à celle de la batterie. En se basant sur des mesures de vitesse et de puissance, des transitions d'état sous forme de matrices de probabilité sont calculées pour prédire la demande en énergie du système de stockage au moment suivant et l'énergie demandée est répartie entre la batterie et le SC en fonction de leur états de charge. Cette stratégie de contrôle permet de limiter l'usage de la batterie et de réduire les pics de puissances pouvant être générés sur le bus continu.

Dans [69], il s'est avéré plus intéressant de procéder par la logique floue adaptative : pour un système de stockage batterie/SC en topologie parallèle active relié à un système photovoltaïque, un répartiteur de puissance multimode à logique floue est utilisé pour compenser les asymétries d'énergie entre l'offre et la demande. Le premier mode est utilisé pour partager la puissance dynamiquement entre la batterie et le SC en fonction de leurs états de

charge, en tenant compte de la réponse rapide du SC aux composants haute fréquence. Le deuxième mode permet d'échanger de l'énergie entre la batterie et le SC pour éviter une charge/décharge excessive des deux unités de stockage. Cette technique permet une exploitation optimale des structures de stockage dans leur plage de fonctionnement sûre.

Bien que ces stratégies offrent une efficacité énergétique importante, elles ne peuvent pas garantir des résultats optimaux dans toutes les conditions. Pour acquérir des résultats optimaux, des techniques de contrôle optimisés ont été développées.

1.4.2 Stratégies de contrôle optimisées *(optimization-based control)*

1.4.2.1 Optimisation globale

Introduite pour la première fois par Bellman [70], la programmation dynamique (*Dynamic Programming*) est une approche d'optimisation globale pour les systèmes multi-sources dynamiques et non linéaires. Dans le concept du véhicule électrique hybride, la programmation dynamique a pour objectif de réduire le coût sur un cycle de conduite. En premier lieu, une modélisation dynamique est réalisée. Puis, selon le principe de programmation dynamique, le cycle de conduite est divisé en N intervalles et la fonction associée (le coût) est calculée dans chaque intervalle. La fonction de coût dans le problème de programmation dynamique comprend la consommation du carburant, le maintien de l'état de charge de la batterie et les fonctions de changement de mode (changement de vitesse par exemple). La fonction de transition d'un état à un autre est donnée par : $X(k+1) = f[X(k), U(k)]$ où X représente le vecteur de l'ensemble des variables d'état, U le vecteur de contrôle et k l'indice de temps. Plus de détails théoriques et algorithmiques sont fournis dans [71] et [72].

Par rapport à d'autres stratégies d'optimisation, la programmation dynamique a l'avantage de pouvoir gouverner des systèmes MIMO (pour *Multiple Inputs Multiple Outputs*) linéaires et non linéaires avec une optimisation globale. C'est pour cette raison qu'elle est largement utilisée pour résoudre le problème de la gestion optimale de puissance dans les véhicules hybrides [73, 74].

L'incertitude de l'estimation de la demande en énergie a encouragé les chercheurs à résoudre le problème d'optimisation de la gestion d'énergie par la programmation dynamique stochastique (*Stochastic Dynamic Programming*) [75, 76, 77]. Contrairement aux approches d'optimisation où le profil de puissance demandée est prédéfini, l'approche stochastique est basée sur le fait que la puissance demandée est inconnue et évolue de manière stochastique : elle est générée à l'aide d'une chaîne de Markov [78]. L'efficacité de cette approche est prouvée pour faire face aux incertitudes de la demande énergétique future. Cependant, son exécution en temps réel met en place certaines difficultés en raison des coûts de calcul élevés. L'étude comparative [75] montre que l'approche de programmation dynamique offre des performances supérieures par rapport à la stratégie de programmation dynamique stochastique : elle gère au mieux les fluctuations de puissance, ce qui protège la batterie et prolonge sa durée de vie, et présente des informations plus précises sur le profil de puissance demandée à l'avenir.

Inspirés de la théorie biologique de Darwin "*survie du plus apte*", les algorithmes évolutionnaires (*Evolutionary Algorithms*) ont gagné une place dans la catégorie des méthodes d'optimisation efficaces et appropriées pour la conception des systèmes de contrôle. Il s'agit d'une approche de recherche et d'optimisation rigoureuse capable de gérer des problèmes complexes tels que le caractère aléatoire, la multimodalité, la discontinuité et le bruit, ce qui offre un niveau de flexibilité considérable et des résultats remarquables en termes de performances [79]. Parmi les méthodes évolutives d'optimisation décrites dans la littérature, on fait référence à l'algorithme génétique (*Genetic Algorithm*), la méthode de recuit simulé (*Simulated Annealing method*) et l'optimisation par essaims particulaires (*Particle Swarm Optimization*).

L'algorithme génétique (AG) est l'algorithme évolutif le plus utilisé : c'est une technique d'optimisation itérative extraite de la théorie de l'évolution. Pour un problème donné, une population de solutions candidates est initialement produite avec des chromosomes décrivant les caractéristiques de la solution. On prend l'exemple d'un chromosome qui appartient à un membre particulier de la population, ce chromosome peut décrire l'emplacement des unités de stockage d'énergie dans un réseau BT. La capacité de chaque membre de la population est ensuite évaluée par rapport à une fonction objective. Les membres de la population sont ensuite assemblés pour générer une nouvelle génération de solutions. Le choix des membres de la population à adopter pour la prochaine génération est stochastique mais est généralement orienté vers des solutions plus appropriées. L'étape précédente est répétée jusqu'à ce qu'un critère de convergence soit satisfait. À mesure que le processus progresse, l'algorithme génétique convergera vers une population optimale de solutions [80]. Dans [81], un algorithme génétique est appliqué pour localiser le stockage d'énergie par SC afin d'améliorer l'indice de stabilité de la tension. Dans d'autres exemples [82] et [83], un algorithme génétique est utilisé pour localiser et dimensionner une unité de stockage d'énergie afin de réduire les pertes, l'écart de tension et les coûts.

Bien qu'il permette une grande exploration de l'espace de recherche, l'AG évolutif nécessite un temps de calcul important et a l'inconvénient d'être parfois plus complexe que les autres algorithmes de gestion d'énergie.

1.4.2.2 Optimisation en temps réel

Dans le concept des véhicules hydrides, des études récentes [84, 85, 86] ont développé un nouveau contrôle prédictif non linéaire (*nonlinear model predictive control* ou *NMPC*) optimisé en temps réel pour la gestion d'énergie dans une configuration hybride batterie/SC, où le SC est connecté au bus DC via un convertisseur DC/DC bidirectionnel et la batterie est directement liée au bus DC. En tenant compte de la vitesse du véhicule, du modèle du moteur contrôlé et du modèle de transmission électromécanique dans un cycle de conduite intensif, on peut prédire la demande de puissance du véhicule hybride dans le futur. Par la suite, la répartition optimale de la puissance entre la batterie et le SC est effectuée en fonction du modèle de système global (batterie, SC, convertisseur DC/DC, moteur électrique et moteur thermique) et du profil de puissance demandé attendu. La stratégie de contrôle prédictif a permis de maintenir une tension de bus DC stable et proche de la tension nominale, de fournir une protection contre les surcharges de la batterie et de réduire son utilisation.

Une étude comparative montre que les pertes de puissance, la puissance moyenne de charge/décharge dans la batterie et la puissance de pointe du système de stockage d'énergie hybride pour une stratégie de management d'énergie basée sur le *NMPC* sont inférieures à celles utilisant la technique du seuil logique [85]. En effet, la stratégie basée sur le *NMPC* utilise les avantages complémentaires du SC et de la batterie contrairement à la stratégie de seuil logique qui implique le SC uniquement si les limites définies de l'état de charge de la batterie sont dépassées.

La théorie du contrôle robuste, apparue dans les années 1970, a développé un certain nombre de techniques permettant de gérer l'incertitude des systèmes bornés [87]. Parmi les techniques de contrôle robustes les plus connues, on cite le contrôle par modes glissants (*Sliding mode control* ou *SMC*), l'approche d'inégalité matricielle linéaire (*Linear Matrix Inequalities* ou *LMI*) et la commande passive (*Passivity Based Control* ou *PBC*).

Le SMC a montré un intérêt considérable dans les applications des convertisseurs DC/DC pour l'avantage de fournir des réponses robustes aux incertitudes et perturbations [88, 89, 90]. Généralement, l'objectif est de réguler la tension de sortie du convertisseur DC/DC à une tension de référence souhaitée en présence d'incertitudes de paramètres et de perturbations de charge. La différence entre la tension de sortie et la tension de référence constitue la surface de glissement s. Le but de la technique du SMC est donc de maintenir idéalement $s = 0$. Pour ce faire, on a recours à utiliser la stabilité au sens de Lyapunov où $V = \frac{1}{2}s^2$ est la fonction candidate de Lyapunov et le système est stable si la dérivée de V est semi-définie négative et c'est ainsi que la loi de contrôle est déduite. Dans [91], trois objectifs de contrôle ont été développés pour un système de stockage hybride à batterie/SC en topologie parallèle active : le réglage des courants dans la batterie et le SC et de la tension du bus DC. Un contrôleur basé sur la fonction de Lyapunov est proposé pour porter la tension du bus DC à sa valeur de référence. Un contrôleur par modes glissants est conçu pour réguler les courants de la batterie et du SC à leurs valeurs de référence, où la référence du courant de la batterie est générée par une stratégie de gestion d'énergie, tandis que la référence du courant pour le SC est générée par le contrôleur Lyapunov pour maintenir la tension du bus DC. Cette méthode de contrôle s'avère être satisfaisante dans la mesure où elle permet un suivi robuste lors de la variation de puissance de la charge. Dans [92], une commande adaptative par modes glissants d'ordre fractionnaire a été développée pour le contrôle d'un convertisseur Boost dans une topologie parallèle semi-active de batterie/SC. Ici, la surface de glissement est exprimée par une équation différentielle d'ordre fractionnaire obtenue sous la forme de $s = \tilde{x_1} + kD_0^{-\lambda}\tilde{x_1}$, où $\tilde{x_1}$ est l'erreur de suivi. L'efficacité de cette stratégie est vérifiée par rapport à une commande par modes glissants d'ordre entier.

Il convient de mentionner que le contrôle LMI a été utilisé dans [93, 94, 95] pour concevoir une commande par retour d'états pour des convertisseurs DC/DC et dans [96, 97, 98] pour des convertisseurs DC/AC. Les quatre méthodes de synthèse d'une commande LMI sont :

- Stabilité au sens de Lyapunov ;
- Stabilité quadratique ;
- L'approche H_∞ ;
- Le placement de pôles (la D-stabilité).

La stratégie de contrôle passive non linéaire (PBC) est basée sur l'approche d'assignation de l'interconnexion et de l'amortissement IDA (interconnection and damping assignment).

L'idée de base consiste à façonner l'énergie totale du système pour forcer la dynamique du système vers un point d'équilibre désiré puis à rajouter un terme d'amortissement au système pour dissiper l'énergie du système et ainsi améliorer la convergence vers ce point d'équilibre. Cette technique, développée à l'origine pour l'objectif de régulation des robots [99], a été étendue par la suite à d'autres objectifs, à savoir la commande des convertisseurs [100, 101]. Dans [102], le contrôle PBC a été appliqué pour gérer la puissance entre deux sources d'énergie, une pile à combustible et un SC. Cette loi de commande basée sur la passivité assure une stabilité locale asymptotique de l'ensemble du système en boucle fermée tout en réduisant les transitoires de puissance de la pile. Des contrôleurs IDA-PBC ont été conçus dans [103] pour contrôler les convertisseurs DC/DC d'interfaçage dans un système multi-sources autonome composé d'un générateur PV et d'une batterie. La réponse transitoire du système proposé a montré une meilleure performance par rapport à celle d'un contrôleur linéaire. De plus, les résultats ont démontré la robustesse des contrôleurs proposés lors de la variation de la charge résistive, de l'éclairement solaire et de la tension du bus DC. Dans [104], l'IDA-PBC a été appliqué à un système de stockage d'énergie à batterie/SC dans un véhicule électrique hybride pour rejeter les perturbations persistantes introduites par la compensation des ondulations du couple moteur et les perturbations transitoires causées par la demande en puissance de la charge variable. Les résultats expérimentaux ont montré l'efficacité du contrôleur dans le rejet des perturbations. Dans [105], une stratégie de contrôle IDA-PBC a été appliquée à un système PV connecté au réseau via un onduleur pour extraire le maximum d'énergie de la source renouvelable et l'injecter dans le réseau. Les résultats ont montrés des meilleures performances du contrôleur PBC en comparaison avec celles d'un contrôleur PI traditionnel.

1.5 Problèmatique et orientation de la thèse

Dans la première partie de cette thèse, l'objectif sera de définir une stratégie de contrôle optimale pour un MRDC à énergies renouvelables éolienne/hydroélectrique/photovoltaïque et à stockage d'énergie hybride batterie-SC en topologie semi-active, où la batterie est connecté au bus DC à travers un convertisseur DC/DC bidirectionnel et le SC est lié directement au bus continu. Le MRDC est également capable d'échanger de l'énergie avec le réseau principal via un onduleur triphasé à MLI et d'alimenter correctement une charge DC de puissance souhaitée. Le MRDC étudié est présenté par la figure 1.18. La stratégie de contrôle à définir doit permettre de réaliser les objectifs suivants :

- Diviser le courant du bus DC (injecté ou prélevé) en dynamiques lentes et rapides ;
- Faire absorber les variations rapides par le supercondensateur pour ne laisser que des variations lentes aux batteries et au réseau de distribution ;
- Maintenir stable la tension du bus DC ;

ce qui permettra de maintenir un courant régulier dans la batterie et d'assurer une meilleure qualité de puissance injectée dans le réseau.

Nous faisons le choix d'une commande IDA-PBC qui permet à partir du modèle Hamiltonien du système non-linéaire d'en contrôler les paramètres (courant dans la batterie, courant du SC, la tension du bus DC et les courants de l'onduleur). Cette commande permet également de traiter efficacement les suivis de consigne en régime permanent et la maîtrise du régime transitoire.

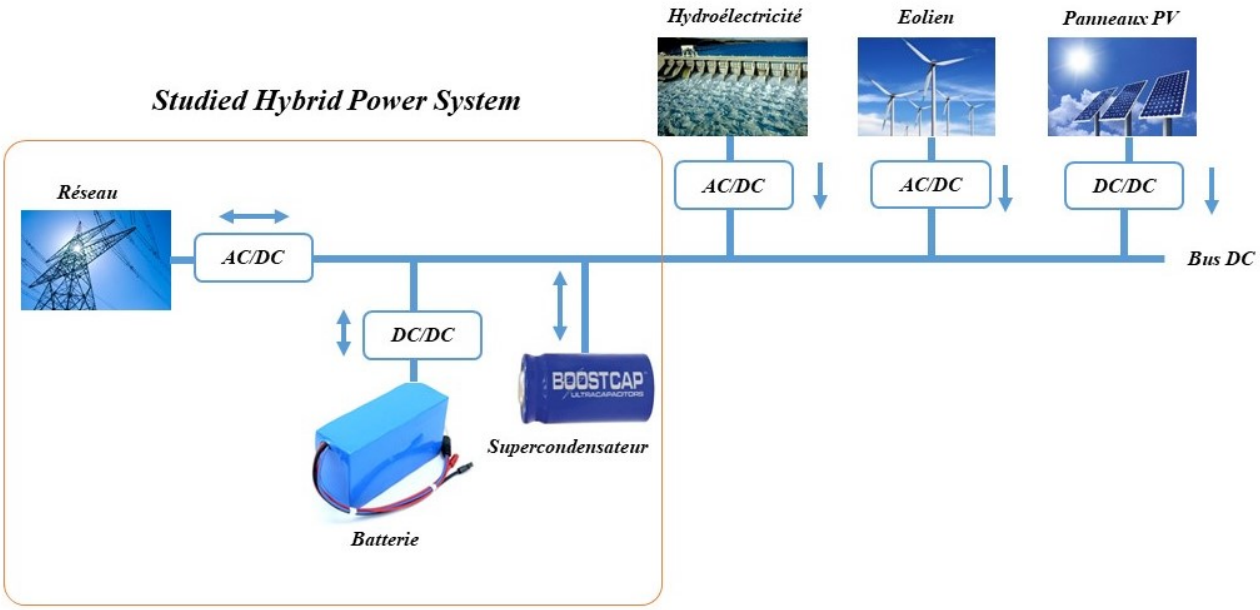


Figure. 1.18 – Micro-réseau DC.

Dans notre étude, le système de production d'énergie renouvelable (solaire, hydroélectrique et éolien) sera considéré comme un courant externe perturbé alimentant le bus DC. Ces perturbations sont induites par les caractéristiques dynamiques intrinsèques des sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque, dont la disponibilité n'est pas garantie d'une manière continue. L'utilisation des variateurs de vitesse dans les stations de pompage d'eau induit également des perturbations sur le bus DC. Le shéma simplifié du système étudié dans ce qui suit est présenté dans la figure 1.19.

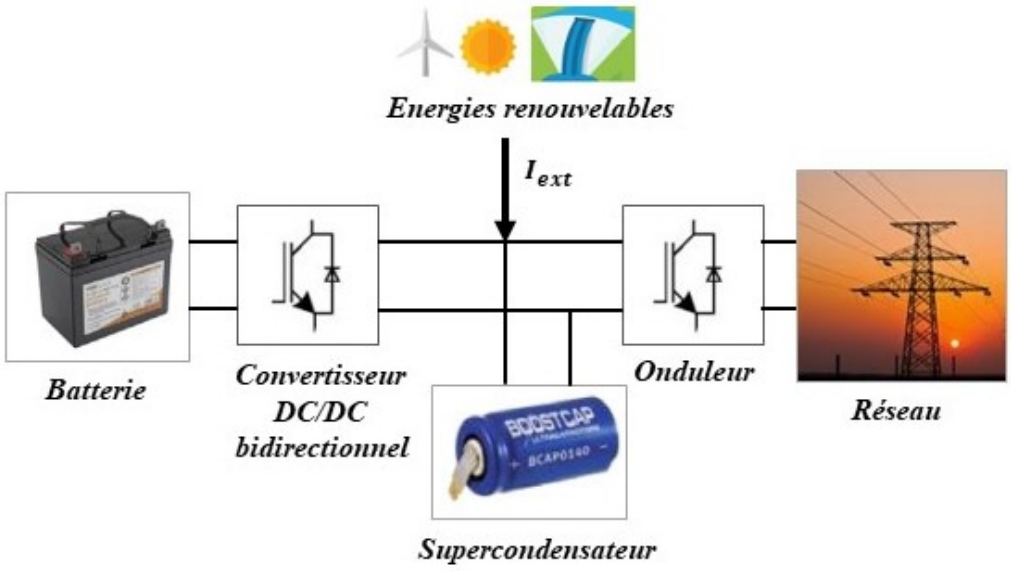


Figure. 1.19 – L'architecture du micro-réseau DC étudié.

Dans la deuxième partie de cette thèse, notre objectif sera d'étudier l'optimisation énergetique du système multi-sources autonome PV/hydroélectricité/batteries d'ecrit par la figure 1.18. Son synoptique est donné sur la figure 1.20. L'étude se divise en plusieurs étapes : définir les besoins énergétiques, évaluer le potentiel énergétique de chaque source d'énergie, choisir les équipements du système, développer différents scénarios énergétiques possibles et sélectionner le scénario le plus adapté, permettant d'améliorer l'efficacité énergétique du système.

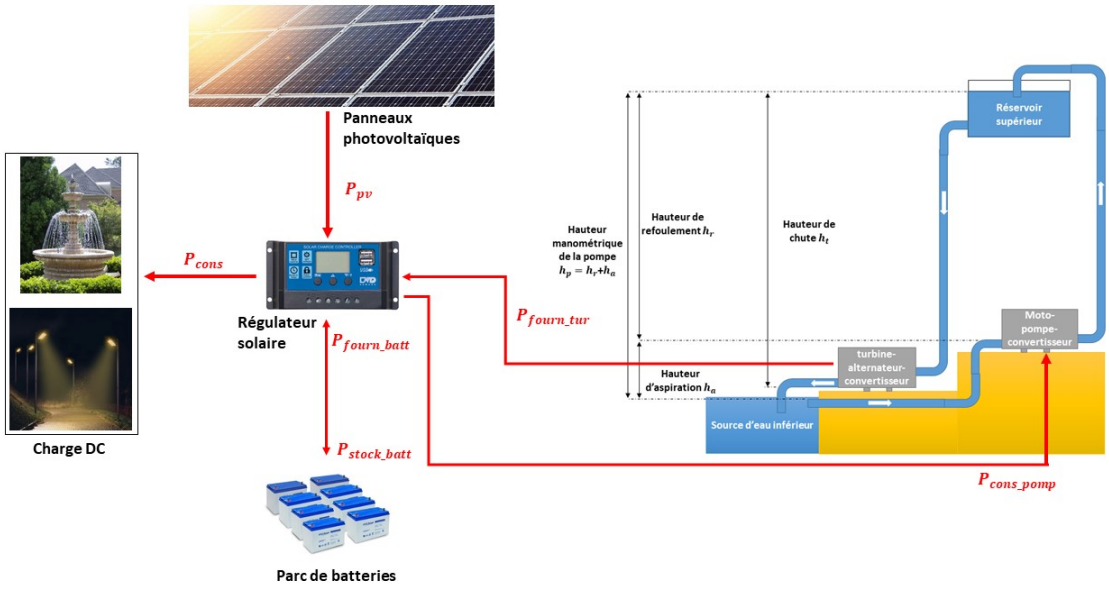


Figure. 1.20 – Architecture du système multi-sources autonome PV/hydroélectricité/batteries étudié.

Dans la dernière partie de ce mémoire, on s'intéresse à l'optimisation technico-économique du système de la figure 1.20, en utilisant l'algorithme génétique. L'optimisation du dimensionnement de notre système est basée sur l'analyse des coûts et l'analyse de fiabilité énergétique. Ainsi, le but de l'algorithme génétique est de parvenir, parmi différentes configurations possibles, à une configuration optimale du système à moindre coût et à fiabilité énergétique maximale.

1.6 Conclusion

Le concept de micro-réseau avec des dispositifs de stockage est un moyen efficace d'alimenter les zones rurales isolées et d'amener une telle énergie au réseau principal, ainsi que de fournir des services auxiliaires tels que la prise en charge de la tension, de la fréquence et de l'inertie. L'intégration des micro-réseaux décentralisés à énergies renouvelables avec stockage est une tâche importante, néanmoins, le défi consiste à développer une stratégie de gestion d'énergie adaptée et une commande flexible pour le contrôle des convertisseurs d'interface, et d'optimiser le dimensionnement du système afin d'avoir le meilleur rapport coût/fiabilité.

Dans ce chapitre, nous avons tout d'abord fourni un aperçu de la littérature sur les micro-résaux à énergies renouvelables et de stockage hydride et leurs topologies. Ensuite, nous avons passé en revue les structures de contrôle et de supervision les plus répandus utilisées dans la commande des convertisseurs de puissance et la gestion d'énergie au sein d'un système de puissance multi-sources. Enfin, nous avons défini la problématique de la thèse. Dans ce qui suit, les trois parties de cette problématique serons traitées dans l'ordre à travers trois chapitres.

Chapitre 2 : Conception et mise en oeuvre d'une commande IDA-PBC pour un système hybride à énergies renouvelables intégré au réseau avec un stockage batterie/SC

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous proposons de concevoir une commande IDA-PBC (Interconnection and Damping Assignment Passivity-Based Control) et l'appliquer à un microgrid DC à énergies renouvelables (PV, éolienne). Le microgrid DC est composé d'une batterie connectée au bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC, un supercondensateur (SC) lié directement au bus continu, l'ensemble est connecté au réseau via un onduleur triphasé. Dans ce qui suit, la production des énergies renouvelables sera assimilée à un courant externe perturbateur injecté dans le bus continu. Le système étudié est présenté dans la figure 2.1.

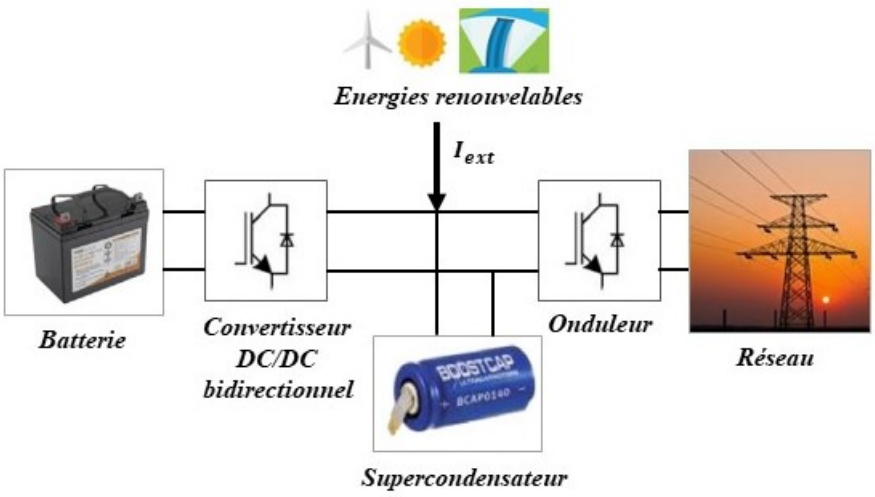


Figure. 2.1 – L'architecture du micro-réseau DC étudié.

L'objectif est d'élaborer une loi de commande dans le but est d'atteindre les objectifs suivants :

- Piloter d'une manière indépendante les courants dans la batterie et le réseau ;
- Stabiliser la tension de bus DC en utilisant le SuperCondensateur afin d'abosorber les transitoires dus à l'injection d'un courant perturbateur ou suite à des impacts de charge sur le bus DC ;

ce qui permet de protéger la batterie et le réseau contre les changements brusques, augmenter la durée de vie de la batterie et améliorer la qualité de l'énergie fournie au réseau. Pour cela, nous avons travaillé sur la synthèse d'un correcteur basée sur l'IDA-PBC avec une action intégrale. Dans la conception d'IDA-PBC, la fonction hamiltonienne (fonction de l'énergie du système) est considérée comme une fonction de Lyapunov candidate pour analyser les critères de stabilité.

La première partie de ce chapitre est consacrée à la modélisation du système. Puis, une seconde partie présente la stratégie de contrôle. Dans la troisième section, la procédure de conception de l'IDA-PBC est détailltée. Dans la quatrième partie, le système est simulé sous l'environnement Matlab/Simulink et les performances du contrôleur sont comparées à celles d'un contrôleur conventionnel PI. Dans la dernière partie de ce chapitre, les performances de l'IDA-PBC sont validés expérimentalement.

2.2 Choix de la commande IDA-PBC

Les systèmes de régulation en automatique sont des systèmes de contrôle en boucle fermée. Le principe de la rétroaction (retour d'état) est qu'une partie du signal de sortie est renvoyée à l'entrée et combinée avec le signal d'entrée de manière à le réduire (rétroaction négative) ou à l'augmenter (rétroaction positive). Cela présente un certain nombre d'avantages, tels que la réduction de la distorsion et du bruit, et le maintien de la stabilité du système. L'une des formes les plus connues de rétroaction d'un système passe par une loi de contrôle à trois termes connue sous le nom de contrôleur PID (Proportionnel-Intégral-Dérivé), qui a d'abord été présenté avec un formalisme analytique par le mathématicien russe Nicolas Minorsky. Le contrôleur PID est connue par sa simplicité et son aptitude à résoudre les problèmes de commande pour les systèmes faiblement non-linéaires autour d'un point d'équilibre. Toutefois, dans des modes de fonctionnement loin de ce point d'équilibre, les performances dynamiques du contrôleur seront considérablement détériorées. Nous obtenons alors des réponses divergentes. Pour éviter cet inconvénient, une approche courante réside dans l'adaptation des gains du PID (gain scheduling), qui repose sur l'utilisation d'un ensemble de régulateurs linéaires PID, fournissant chacun un contrôle satisfaisant pour un point de fonctionnement défini. Cette pratique a plusieurs inconvénients, tels que la commutation des gains de la commande et la détermination des régions de l'espace d'état dans lesquelles cette commutation aura lieu. Ces problèmes saggravent si la dynamique du système est fortement non-linéaire.

Motivé par ces problèmes, le contrôle basé sur la passivité a été introduit pour la première fois par l'informaticien mexicain Romeo Ortega [106]. Le contrôle basé sur la passivité est une méthode qui consiste à réguler le comportement des systèmes non-linéaires en attribuant une structure souhaitée à la boucle fermée. La commande basée sur la passivité s'appuie sur

le formalisme des Systèmes Hamiltoniens à Ports (se sont les systèmes passifs admettant un bilan d'énergie équilibré) et un contrôle reposant sur la passivité, par façonnage de l'énergie totale du système (energy shaping) et injection d'amortissement (damping injection) [107].

2.3 Modélisation du système

Dans cette étude, la production hybride des énergies renouvelables est assimilée à un courant externe perturbé I_{ext} injecté dans le bus continu. La batterie est modélisée par une tension de circuit ouvert E en série avec une résistance interne équivalente r_b qui tient compte des pertes lors de la conversion d'énergie électrochimique. La batterie est connectée au bus DC via un convertisseur DC-DC bidirectionnel. Le SC est modélisé par la capacité C_{sc}, qui représente l'énergie stockée, en parallèle avec une résistence équivalente R_{sc} qui symbolise les pertes de transfert d'énergie au sein du SC lors des cycles de charge-décharge et qui sert comme circuit d'équilibrage de la tension aux bornes du SC. L'onduleur de tension à MLI triphasé permet un transfert bidirectionnel de puissance entre les éléments de stockage et le réseau de distribution électrique. Un filtre rL est inséré entre l'onduleur et le réseau éléctrique. Le modèle électrique équivalent du système global est donné par la figure 2.2.

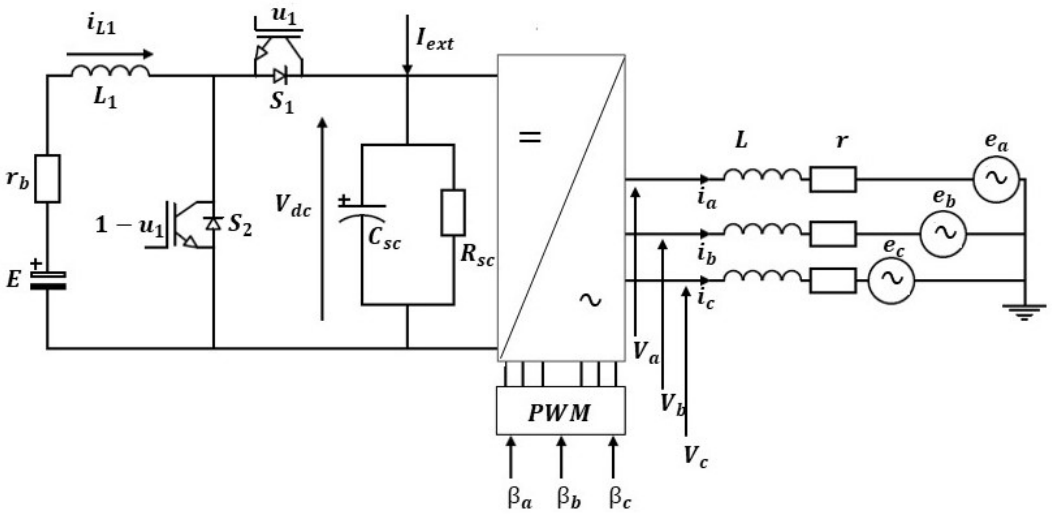


Figure. 2.2 – Schéma électrique équivalent du système énergétique hybride.

2.3.1 Modèle d'état du système global

Le système triphasé (onduleur + réseau) est régi par les équations suivantes :

$$\begin{cases} L\frac{di_a}{dt} = -ri_a - e_a + V_a \\ L\frac{di_b}{dt} = -ri_b - e_b + V_b \\ L\frac{di_c}{dt} = -ri_c - e_c + V_c \\ V_{abc} = \beta_{abc} V_{dc} \end{cases} \tag{2.1}$$

où i_a, i_b et i_c sont les courants de sortie de l'onduleur ; V_a, V_b et V_c les tensions simples en sortie de l'onduleur ; e_a, e_b et e_c les tensions simples du réseau ; β_a, β_b et β_c les signaux de commande de l'onduleur ; V_{dc} est la tension du bus continu ; E la tesion nominale de la batterie ; r_b sa résistance interne ; L_1 l'inductance du convertisseur DC/DC ; C_{sc} la capacité du supercondensateur (SC) et R_{sc} la résistance équivalente du SC.

En considérant que l'axe d du référentiel dq est aligné avec la phase a du réseau, le modèle du système triphasé (onduleur + réseau) peut être donné dans le repère tournant dq par :

$$\begin{cases} L\frac{di_d}{dt} = -ri_d - E_m + \omega L i_q + \beta_d V_{dc} \\ L\frac{di_q}{dt} = -ri_q - \omega L i_d + \beta_q V_{dc} \end{cases} \tag{2.2}$$

où i_d et i_q sont les composantes des courants de sortie de l'onduleur dans les axes d et q ; β_d et β_q sont les composantes des signaux de commande de l'onduleur dans les axes d et q ; ω est la pulsation du réseau telle que $\omega = 2\pi F$ ($F = 50\ Hz$) et E_m est la valeur maximale de la tension simple du réseau.

D'après les lois de Kirchhoff appliqués au système étudié, on en déduit que le système est représenté par un modèle d'état non-linéaire d'ordre 4

$$\begin{cases} L_1\frac{di_{L1}}{dt} = E - r_b i_{L1} - u_1 V_{dc} \\ C_{sc}\frac{dV_{dc}}{dt} = I_{ext} + u_1 i_{L1} - \frac{V_{dc}}{R_{sc}} - \beta_d i_d - \beta_q i_q \\ L\frac{di_d}{dt} = -ri_d - E_m + \omega L i_q + \beta_d V_{dc} \\ L\frac{di_q}{dt} = -ri_q - \omega L i_d + \beta_q V_{dc} \end{cases} \tag{2.3}$$

où i_{L1} est le courant passant dans l'inductance L_1 ; V_{dc} est la tension aux bornes du SC ; $u_1 \in [0, 1]$ est le signal de commande pour le commutateur S_1 du convertisseur DC-DC (S_1 et S_2 sont complémentaires) ; $I_{ext} = \bar{I}_{ext} + \tilde{I}_{ext}$ avec $\bar{I}_{ext}$ la composante continue de I_{ext} et $\tilde{I}_{ext}$ sa composante transitoire.

En définissant $x = [L_1 i_{L1}\ C_{sc} V_{dc}\ L i_d\ L i_q]^T$, le modèle précédent peut s'écrire comme suit

$$\dot{x}_1 = E - r_b\frac{x_1}{L1} - u_1\frac{x_2}{C_{sc}} \tag{2.4a}$$

$$\dot{x}_2 = I_{ext} + u_1\frac{x_1}{L_1} - \frac{x_2}{C_{sc}R_{sc}} - \beta_d\frac{x_3}{L} - \beta_q\frac{x_4}{L} \tag{2.4b}$$

$$\dot{x}_3 = -r\frac{x_3}{L} - E_m + \omega L\frac{x_4}{L} + \beta_d\frac{x_2}{C_{sc}} \tag{2.4c}$$

$$\dot{x}_4 = -r\frac{x_4}{L} - \omega L\frac{x_3}{L} + \beta_q\frac{x_2}{C_{sc}} \tag{2.4d}$$

2.3.2 Modélisation Hamiltonienne

La modélisation énergétique des systèmes physiques a été largement arborée en mécanique par les deux méthodes Lagrangienne et Hamiltonienne. Ces approches permettent de représenter la dynamique des systèmes mécaniques en gardant à l'esprit la loi de la conservation de l'énergie [108]. Même si ces méthodes ont été proposés pour les systèmes mécaniques, leur application s'est répandu à d'autres disciplines d'ingénierie [109].

Les modélisations précédentes permetteront la conception d'une commande par injection d'amortissement : La modélisation Lagrangienne pour une commande de type "Euler-Lagrange Passivity-Based Control" (EL-PBC) et la modélisation Hamiltonienne pour une commande de type "Interconnection and Damping Assignment Passivity-Based Controller" (IDA-PBC). Etant donnée que toutes deux sont liées entre elles, nous nous intéressons dans ce chapitre qu'à la modélisation Hamiltonienne.

La modélisation Hamiltonienne est un formalisme mathématique qui utilise la représentation d'état et l'hamiltonien (énergie totale stockée dans un système) pour modéliser des systèmes physiques complexes MIMO (pour *Multiple-Input Multiple-Output*) non-linéaires et à dimension infinie en préservant un bilan d'énergie.

Les systèmes hamiltoniens commandés par ports (SHP) représentent l'interconnexion conservative des éléments de stockage d'énergie, des éléments dissipatifs d'énergie et des sources externes d'énergie. Chaque élément du système définit un port, ce dernier peut relier différents composants d'un système, ou le système à l'environnement extérieur. L'intérêt majeur des SHP se manifeste dans leur aptitude à représenter une vaste classe de systèmes MIMO physiques, y compris (sans toutefois s'y limiter) les systèmes décrits par des équations d'Euler-Lagrange, et à révéler le rôle fondamental des concepts physiques d'énergie, de dissipation et d'interconnexion.

L'approche Hamiltonienne repose sur deux étapes essentielles : Dans la première étape, l'Hamiltonien $H = V + T$ (la somme de l'énergie électrique et de l'énergie magnétique dans un système) permet de supposer que le système considéré est autonome (n'échange pas de l'énergie avec l'extérieur) et conservatif (sans pertes). Dans la deuxième étape, les composants dissipatifs et les entrées exogènes qui caractérisent le système lui sont connectés pour acquérir l'équation de bilan d'énergie en fonction du vecteur x, qui définit les variables d'état du système, et du vecteur de commande u. Ainsi, la variation de l'énergie interne du système est la somme des pertes par dissipation et des échanges d'énergie avec l'extérieur par l'intermédiaire des entrées exogènes. Son équation est donnée par :

$$\frac{\partial H(x)^T}{\partial x}\dot{x} = \frac{\partial H(x)^T}{\partial x}J\frac{\partial H(x)}{\partial x} - \frac{\partial H(x)^T}{\partial x}R\frac{\partial H(x)}{\partial x} + \frac{\partial H(x)^T}{\partial x}g \tag{2.5}$$

où J est une matrice antisymétrique qui représente les échanges d'énergie internes au système, R est une matrice symétrique positive qui reproduit les pertes du système (dissipation d'énergie) et g est un vecteur colonne qui répertorie les entrées exogènes.

Par suite, l'équation caractéristique du SHP, correspondante au modèle d'état, est déduite par :

$$\dot{x} = (J - R)\nabla H(x) + g \tag{2.6}$$

Le modèle d'état (2.4) est un système hamiltonien à port qui peut être écrit sous la forme suivante :

$$\dot{x} = (J(u) - R)\nabla H(x) + g \tag{2.7}$$

où $J(u) = -J(u)^T = \begin{pmatrix} 0 & \text{-}u_1 & 0 & 0 \\ u_1 & 0 & -\beta_d & -\beta_q \\ 0 & \beta_d & 0 & \omega L \\ 0 & \beta_q & -\omega L & 0 \end{pmatrix}$, u représente les entrées de commandes des convertisseurs, $R = R^T = \begin{pmatrix} r_b & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{R_{sc}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r \end{pmatrix} \geqslant 0$, $g = \begin{pmatrix} E \\ I_{ext} \\ -E_m \\ 0 \end{pmatrix}$ et $H(x) = \frac{x_1^2}{2L_1} + \frac{x_2^2}{2C_{sc}} + \frac{x_3^2}{2L} + \frac{x_4^2}{2L} = \frac{1}{2}x^T Q x\,; \quad Q = \begin{pmatrix} \frac{1}{L_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_{sc}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L} \end{pmatrix}$.

On peut voir que l'entrée de commande est incluse dans la matrice d'interconnexion. En d'autres termes, l'action de contrôle a un effet sur la structure d'interconnexion.

2.4 Stratégie de contrôle

2.4.1 Introduction à la passivité

L'idée de base de la commande passive repose sur la modification de l'énergie totale du système, puis, lui rajoutant un terme d'amortissement pour assurer sa stabilité asymptotique. Le principe du contrôle passif est basé sur la formulation énergétique des systèmes, une idée qui a été inspirée des travaux de [99] dans le contrôle des robots manipulateurs, ce domaine bien connu et très réussi. L'un des premiers résultats sur la passivité remonte à 1959, lorsque le lien entre passivité et stabilité des réseaux non-linéaires a été établi par les travaux de [110], dans le cadre de la théorie des circuits. A la même époque , au début des années 80, [111] et [112] ont établit le lien entre la propriété dissipative [113] et les propriétés passives des systèmes électriques. En outre, une forme canonique de la représentation d'état des systèmes conservateurs a été développée. La propriété antisymétrique de certaines matrices des modèles bilinéaires d'une grande classe de systèmes électriques est prouvée pour la première fois. En 1989, le terme PBC (Passivity Based Control) a été introduit pour la première fois par [106] pour définir une méthodologie de contrôle des robots manipulateurs dont le but est de rendre passif un système bouclé (retour d'état) avec une fonction de stockage assignée, ce qui a apporté des résultats intéressants concernant la stabilité globale des systèmes. Ce n'est qu'en 1992 que la commande d'un convertisseur basée sur la "modélisation" de l'énergie totale via Lyapunov est apparue, ayant recours au critère de Lyapunov pour concevoir un contrôle stabilisant le système [114]. En 1993, [115] ont appliqué la méthodologie de conception de contrôleur non-linéaire de [116] au problème de la régulation du couple du moteur à induction pour stabiliser des systèmes décrits par les équations d'Euler-Lagrange avec moins d'actions de contrôle que les degrés de liberté et une sortie à réguler. L'idée clé était de

façonner l'énergie totale du système en ajoutant un amortissement requis. En 1997, la première commande passive d'un convertisseur de puissance DC-DC est synthétisée par [117]. Il sagit de la stabilisation de la tension de sortie moyenne des convertisseurs de types "buck", "boost" et "buck boost". Les retours dynamiques de sorties sont basés sur la modification des fonctions d'énergie totale des modèles moyens des convertisseurs . La structure de dissipation des modèles moyens est améliorée par des "injections d'amortissement" appropriés, qui ont donné un comportement en boucle fermée asymptotiquement stable.

2.4.2 Théorie des perturbations singulières

Les perturbations singulières (singular perturbations) et la modélisation à plusieurs échelles du temps (time-scale) ont été introduites dans l'ingénierie de contrôle à la fin des années 1960 et sont depuis devenues des techniques communes pour la modélisation, l'analyse et la conception des systèmes de contrôle. La plupart des systèmes de contrôle étant dynamiques, la décomposition du modèle global du système en sous-modèles par une séparation des échelles de temps est requise. Typiquement, le sous-modèle réduit (externe) représente les phénomènes les plus lents, qui dans la plupart des applications sont dominants. Les sous-modèles de couche limite (internes) évoluent à des échelles de temps plus rapides et représentent des écarts par rapport au comportement lent prévu. Le but des sous-modèles internes est de se rendre asymptotiquement stables afin que les écarts se réduisent rapidement. La séparation des échelles de temps élimine également les problèmes de robustesse et permet une implémentation matérielle et logicielle plus efficace du contrôleur. Les expansions asymptotiques en modèle réduit (externe) et en couches limites (internes), sont les principales caractéristiques des techniques de perturbation singulières. Dans ce qui suit, certains concepts de base des outils des perturbations singulières et de la modélisation à plusieurs échelles du temps sont présentés, faisant référence à [118].

Le modèle de perturbation singulière des systèmes dynamiques de dimension finie, largement étudié dans la littérature mathématique par [119], [120], [121], [122], [123], [124], [125], [126],etc., a également été le premier modèle à être utilisé dans la théorie des systèmes et du contrôle. Ce modèle se présente sous la forme explicite de variables d'état dans laquelle les dérivées de certains états sont multipliées par un petit scalaire positif ε

$$\dot{x} = f(x, z, \varepsilon, t),\ x(t_0) = x_0,\ x \in \mathbb{R}^n \tag{2.8a}$$
$$\varepsilon\dot{z} = g(x, z, \varepsilon, t),\ z(t_0) = z_0,\ z \in \mathbb{R}^m \tag{2.8b}$$

où f et g sont supposés être des fonctions continuellement suffisamment de fois différentiables en leurs arguments x, z, ε, t. Le scalaire ε représente tous les petits paramètres à négliger. Dans la plupart des applications, avoir un seul paramètre n'est pas une restriction.

Dans la théorie du contrôle des systèmes, le modèle (2.8) est une étape vers la "*modélisation d'ordre réduit*". La réduction d'ordre est convertie en un paramètre de perturbation, appelé "*singulier*".

Lorsque nous fixons $\varepsilon = 0$, la dimension de l'espace d'état de (2.8) passe de $n + m$ à n car l'équation différentielle (2.8b) dégénère en équation algébrique

$$0 = g(\bar{x}, \bar{z}, 0, t) \tag{2.9}$$

où la barre est utilisée pour indiquer que les variables appartiennent à un système avec $\varepsilon = 0$. Le modèle (2.8) est sous *forme standard* si et seulement si l'hypothèse cruciale suivante concernant (2.9) est satisfaite.

Hypothèse :

Dans le domaine d'intérêt (2.9), on a $k \geq 1$ racines réelles distinctes ("isolées")

$$\bar{z} = \bar{h_i}(\bar{x}, t),\ i = 1, 2, ..., k. \tag{2.10}$$

Cette hypothèse garantit qu'un modèle réduit à n dimensions bien défini correspondra à chaque racine (2.10). Pour obtenir le ième modèle réduit, on substitue (2.10) dans (2.8),

$$\dot{\bar{x}} = f(\bar{x}, \bar{h_i}(\bar{x}, t), 0, t),\ \bar{x}(t_0) = x_0, \tag{2.11}$$

et on conserve la même condition initiale pour la variable d'état $\bar{x}$ que pour x. Dans la suite, nous allons supprimer l'indice i et réécrire (2.8) de manière plus compacte comme suit

$$\dot{\bar{x}} = f(\bar{x}, t),\ \bar{x}(t_0) = x_0, \tag{2.12}$$

ce modèle est appelé modèle quasi-stationnaire.

Il faut dire que la commodité de l'utilisation d'un paramètre pour réduire l'ordre du modèle présente également un inconvénient : il n'est pas toujours évident de choisir les paramètres à considérer comme petits (ε). Heureusement, dans de nombreuses applications, notre connaissance des processus physiques et des composants du système nous place sur la bonne voie.

2.5 Conception du contrôleur

2.5.1 Solutions statiques et dynamiques

Nous rappelons ici que nos objectifs de contrôle sont de :

- maintenir la tension de bus continu constante, ce qui correspond à une constante connue de x_2 à l'état d'équilibre ;
- stocker de l'énergie dans la batterie en vue de l'utiliser pour compenser l'intermittence de la production renouvelable en mode îlot, ce qui correspond à une constante connue de x_1 à l'état d'équilibre. Cette constante est fixée en fonction de la stratégie de management d'énergie approuvée et des paramètres de la batterie (courant de charge et de décharge).

Dans la suite, on supposera que l'énergie réactive est compensée, ce qui correspond à une constante nulle de x_4.

Nous ignorons d'abord les perturbations et considérons le cas où il n'y a pas de perturbations externes, ce qui correspond à un courant constant fourni par les sources d'énergie renouvelables à l'état d'équilibre : $I_{ext} = \bar{I}_{ext}$. Nous définissons les solutions de ce problème comme des *solutions statiques*, représentées par $\bar{x} = [\bar{x}_1\ \bar{x}_2\ \bar{x}_3\ \bar{x}_4]^T$, où $\bar{x}_1$ est une référence connue du courant dans la batterie, $\bar{x}_2$ est une référence connue correspondant à la tension de bus continu désirée et $\bar{x}_4 = 0$. En laissant $\dot{x} = 0$, nous obtenons la référence du courant actif dans l'onduleur

$$\bar{x}_3 = \frac{L}{2r}\left(-E_m + \sqrt{E_m^2 + \frac{2r\bar{I}_{ext}\bar{x}_2}{R_{sc}C_{sc}}}\right). \tag{2.13}$$

Les entrées de contrôle qui génèrent la réponse $\bar{x}$ sont :

$$\begin{cases} \bar{u}_1 = \frac{C_{sc}}{\bar{x}_2}\left(E - r_b\frac{\bar{x}_1}{L_1}\right) \\ \bar{\beta}_d = \frac{C_{sc}}{\bar{x}_2}\left(E_m + r\frac{\bar{x}_3}{L}\right) \\ \bar{\beta}_q = \frac{C_{sc}}{\bar{x}_2}\omega\bar{x}_3 \end{cases} \tag{2.14}$$

Maintenant, nous prenons en considération la perturbation externe ($I_{ext} = \bar{I}_{ext} + \tilde{I}_{ext}$) qui peut être transitoire ou sous forme d'impulsion. À l'état d'équilibre, nous visons de gérer les perturbations transitoires dans le bus DC via le SC afin de protéger la batterie et le réseau des changements soudains, ce qui augmente la durée de vie de la batterie et améliore la qualité de l'énergie fournie au réseau. Nous définissons les solutions qui atteignent l'objectif de contrôle comme des *solutions dynamiques* et représentons les trajectoires souhaitées des variables d'état par $x^* = [x_1^*\ x_2^*\ x_3^*\ x_4^*]^T$.

Si la perturbation est un signal sinusoïdal périodique, cela signifie que nous voulons que x_1^* et x_4^* soient constants, alors que x_2^* et x_3^* forment une orbite stable. Afin d'atteindre une orbite stable, x_2^* et x_3^* sont censés former un cycle limite stable à l'état d'équilibre. Par conséquent,les trajectoires souhaitées sont $x_1^* = \bar{x}_1$, $x_4^* = \bar{x}_4$ et $x_2^* = \bar{x}_2 + \widehat{x}_2$, $x^*{}_3 = \bar{x}_3 + \widehat{x}_3$, où, $\widehat{x}_2$ et $\widehat{x}_3$, sont des cycles limites autour de zéro, qui représentent les différences entre les trajectoires souhaitées et les valeurs moyennes.

Nous listons ici, par souci de clarté, les différents symboles précédents avec leurs représentations comme suit :

x variables d'état ;
$\bar{x}$ solutions statiques du modèle moyen, point d'équilibre ;
$\tilde{x}$ erreurs statiques, $\tilde{x} = x - \bar{x}$;
x^* solutions dynamiques, trajectoires souhaitées des variables d'état ;
$\widehat{x}$ cycles limites, $\widehat{x} = x^* - \bar{x}$.

Si nous conduisons le système au point d'équilibre puis le forçons à opérer le long de la trajectoire souhaitée, nous atteindrons notre objectif de contrôle. Ils restent deux points clés à considérer : comment forcer le système à fonctionner comme nous le voulons et quelles sont les trajectoires souhaitées. Le premier point sera atteint grâce à une structure de contrôle en cascade qui est développée dans la section suivante. Pour le deuxième point, il est facile de trouver les solutions statiques où le système n'est pas perturbé, c'est simplement le point d'équilibre, mais lorsque le système est perturbé, les trajectoires souhaitées x_2^* et x_3^* doivent être des signaux périodiques. Nous pouvons théoriquement les assimiler à des cycles limites, mais comme il est difficile de les écrire sous forme analytique, nous les déterminerons via une approche énergétique. Dans la structure de contrôle, la trajectoire souhaitée est générée à partir d'un bloc isolé désigné modèle interne. L'algorithme du modèle interne sera également présenté dans la section suivante.

2.5.2 Structure de contrôle en cascade

L'idée du contrôle est basée sur la décomposition du système en un modèle lent et un modèle rapide. L'idée est de forcer la boucle lente externe pour maintenir le système fonctionnant autour du point d'équilibre et d'imposer la dynamique du système à travers une boucle rapide interne, afin de conduire le système fonctionnant le long de la trajectoire souhaitée. La structure de contrôle des convertisseurs de puissance est illustrée dans la figure 2.3.

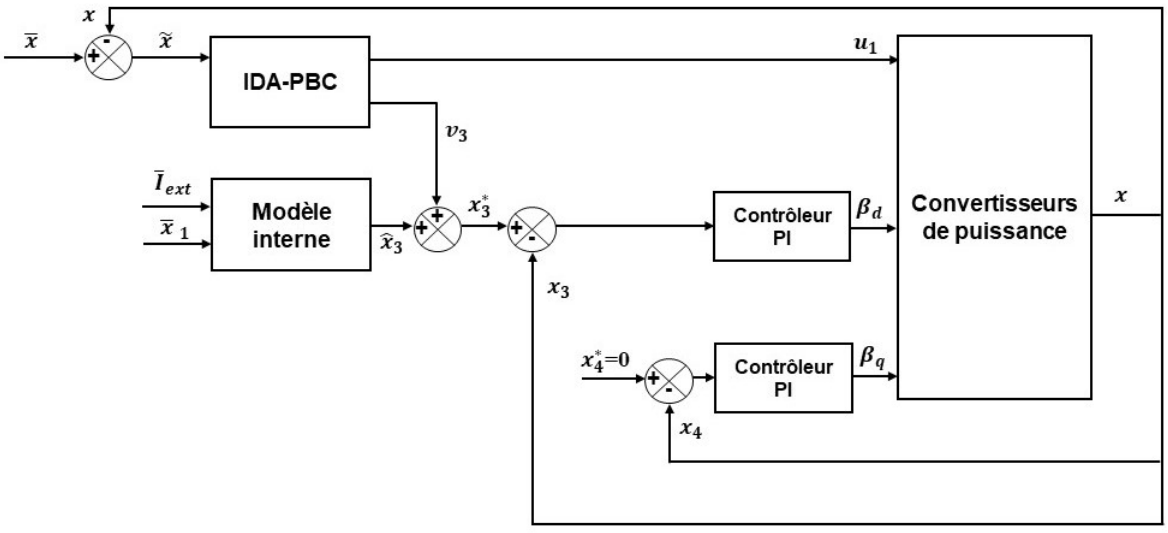


Figure. 2.3 – Schéma global du principe de commande IDA-PBC.

Dans le modèle d'état (2.3) , on peut considérer que l'inductance équivalente du réseau L a une faible valeur et peut jouer le rôle de notre paramètre ε, et le modèle (2.4) est sous forme standard. Cela signifie que, en négligeant L, nous résolvons

$$\begin{cases} \dot{x}_3 = 0 \\ \dot{x}_4 = 0. \end{cases} \tag{2.15}$$

Ainsi, la commande de retour des courants dans l'onduleur (correspondant à la commande de x_3 et x_4) est choisie comme boucle rapide interne.

Par conséquent, en se basant sur la théorie de la perturbation singulière, le problème de contrôle peut être résolu en utilisant une structure de contrôle en cascade avec deux boucles de contrôle : une boucle de contrôle rapide interne et une boucle de contrôle lente externe.

2.5.2.1 Boucle rapide interne

En admettant (2.15), le système global sera forcé en mode de contrôle de courant en utilisant une boucle de courant interne rapide. Plus précisément, les contrôleurs de courant en PI suivants seront utilisés pour forcer x_3 et x_4 à converger vers leur références respectives x_3^* et x_4^*

$$\begin{cases} \beta_d = K_{p1}(x_3^* - x_3) + K_{i1}\int_0^t (x_3^* - x_3)dt \\ \\ \beta_q = K_{p2}(x_4^* - x_4) + K_{i2}\int_0^t (x_4^* - x_4)dt \end{cases} \tag{2.16}$$

Les contrôles β_d et β_q sont considérés comme des retours à gain élevé [127].

2.5.2.2 Boucle lente externe

nous réécrivons le modèle du système (2.4) :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = E - r_b\frac{x_1}{L1} - u_1\frac{x_2}{C_{sc}} \\ \\ \dot{x}_2 = I_{ext} + u_1\frac{x_1}{L_1} - \frac{x_2}{C_{sc}R_{sc}} - \beta_d\frac{x_3}{L} - \beta_q\frac{x_4}{L} \\ \\ \dot{x}_3 = -r\frac{x_3}{L} - E_m + \omega L\frac{x_4}{L} + \beta_d\frac{x_2}{C_{sc}} \\ \\ \dot{x}_4 = -r\frac{x_4}{L} - \omega L\frac{x_3}{L} + \beta_q\frac{x_2}{C_{sc}} \end{cases} \tag{2.17}$$

En mettant $\dot{x}_3 = 0$ et $\dot{x}_4 = 0$, on obtient

$$\begin{cases} \beta_d = \frac{C_{sc}}{x_2}(r\frac{v_3}{L} + E_m - \omega v_4) \\ \\ \beta_q = \frac{C_{sc}}{x_2}(r\frac{v_4}{L} + \omega v_3) \end{cases} \tag{2.18}$$

où v_3 et v_4 sont les trajectoires souhaités de x_3 et x_4, respectivement, après le régime transitoire.

En remplaçant dans (2.17) β_d et β_q par leur expressions, x_3 et x_4 par v_3 et $v_4 = 0$ (réseau compensé), on aura le modèle d'ordre réduit suivant

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = E - r_b\frac{x_1}{L_1} - u_1\frac{x_2}{C_{sc}} \\ \\ \dot{x}_2 = I_{ext} + u_1\frac{x_1}{L_1} - \frac{x_2}{C_{sc}R_{sc}} - \frac{C_{sc}}{x_2}(r\frac{v_3}{L} + E_m)\frac{v_3}{L} \end{cases} \tag{2.19}$$

Ainsi, le modèle d'origine à quatre dimensions est transformé en un modèle lent à deux dimensions. Ce modèle est valable tant que la dynamique de la boucle externe est plus lente que celle de la boucle interne (2.16). Par la suite, nous considérons la forme Hamiltonienne de la dynamique de l'erreur du modèle réduit pour concevoir un contrôleur non-linéaire de type *Interconnection and Damping Assignment*.

Le modèle réduit précédent peut être écrit en termes de dynamique de l'erreur comme suit

$$\begin{cases} \dot{\tilde{x}}_1 = E - r_b\frac{\tilde{x}_1}{L_1} - r_b\frac{\bar{x}_1}{L_1} - u_1\frac{x_2}{C_{sc}} \\ \dot{\tilde{x}}_2 = I_{ext} + u_1\frac{x_1}{L_1} - \frac{\tilde{x}_2}{C_{sc}R_{sc}} - \frac{\bar{x}_2}{C_{sc}R_{sc}} - \frac{C_{sc}}{x_2}(r\frac{v_3}{L} + E_m)\frac{v_3}{L} \end{cases} \tag{2.20}$$

Nous obtenons, ainsi, un nouveau SHP

$$\dot{\tilde{x}} = (J - R)\nabla H(\tilde{x}) + g \tag{2.21}$$

où $J = \begin{pmatrix} 0 & j \\ j & 0 \end{pmatrix}$, $R = \begin{pmatrix} r_b & 0 \\ 0 & \frac{1}{R_{sc}} \end{pmatrix}$, $g = \begin{pmatrix} E - r_b\frac{\bar{x}_1}{L_1} - u_1\frac{x_2}{C_{sc}} \\ I_{ext} + u_1\frac{x_1}{L_1} - \frac{\bar{x}_2}{C_{sc}R_{sc}} - \frac{C_{sc}}{x_2}(r\frac{v_3}{L} + E_m)\frac{v_3}{L} \end{pmatrix}$ et $H = \frac{\tilde{x}_1^2}{2L_1} + \frac{\tilde{x}_2^2}{2C_{sc}}$.

Le but fondamental de l'IDA-PBC est d'affecter le modèle réduit à l'équilibre souhaité. Pour atteindre cet objectif, la structure du système en boucle fermée en terme de dynamique de l'erreur doit être définie comme suit [107],

$$\dot{\tilde{x}}_r = (J_d - R_d)\nabla H_d \tag{2.22}$$

Où l'indice d désigne les matrices souhaitées dans le système de commande. La fonction d'énergie souhaitée est choisie comme $H_d = H$. En tenant compte des contraintes d'antisymétrie de J_d et de semi-définitivité positive de R_d, il s'ensuit que $J_d = \begin{pmatrix} 0 & j \\ -j & 0 \end{pmatrix}$ et $R_d = \begin{pmatrix} r_1 & 0 \\ 0 & r_2 \end{pmatrix}$.

Les lois de contrôle sont trouvées en résolvant (3.11) = (2.22) comme indiqué ci-dessous

$$\begin{cases} u_1 = \frac{C_{sc}}{(x_2, x_{2min})}(E - r_b\frac{\bar{x}_1}{L1} + (r_1 - r_b)\frac{\tilde{x}_1}{L1} - j\frac{\tilde{x}_2}{C_{sc}}) \\ v_3 = \frac{L}{2r}(-E_m + \sqrt{\delta}) \end{cases} \tag{2.23}$$

avec $\delta = E_m^2 + \frac{4rx_2}{C_{sc}}(\bar{I}_{ext} + u_1\frac{x_1}{L_1} - \frac{\bar{x_2}}{R_{sc}C_{sc}} + j\frac{\tilde{x}_1}{L_1} + (r_2 - \frac{1}{R_{sc}})\frac{\tilde{x}_2}{C_{sc}})$.

Ici, compte tenu de la sécurité du système, nous ajoutons x_{2min} correspondant à la valeur minimale de la tension du bus DC qui doit être définie. Si la tension du bus DC descend en dessous de cette valeur, l'algorithme ne peut plus être utilisé afin d'éviter la saturation de u_1.

A Noter que H_d est une fonction définie quadratique positive : $H_d(0) = 0$ pour $\tilde{x}_r = 0$ et $H_d(\tilde{x}_r) > 0$ pour $\tilde{x}_r \neq 0$. Alors la fonction d'énergie souhaitée H_d correspond à une fonction candidate de Lyapunov. En appliquant la dérivée temporelle à H_d et après quelques manipulations algébriques, on trouve

$$\dot{H}_d = \frac{dH_d}{d\tilde{x}}^T \dot{\tilde{x}} = -\frac{dH_d}{d\tilde{x}}^T R_d \frac{dH_d}{d\tilde{x}} \leqslant 0. \tag{2.24}$$

De (3.14), nous concluons que, puisque R_d est définie positive, l'équation (2.22) est *globalement asymptotiquement stable.*

Pour la synthèse du système de contrôle de mise en forme d'énergie, différentes combinaisons d'éléments des matrices J_d et R_d du système de contrôle peuvent être réalisées. De ce fait, plusieurs solutions peuvent être développées :

1. La première loi de contrôle peut être obtenue pour tous les éléments nuls des matrices de contrôle J_d et R_d, il s'ensuit que l'amortissement dans le système dépendra uniquement de ses paramètres (les valeurs des éléments inductifs et capacitifs).
2. La deuxième loi peut être obtenue pour la matrice J_d nulle et un élément non nul r_2 de la matrice d'amortissement R_d. le coefficient d'amortissement introduit à travers la boucle de commande, reproduit le même comportement du système que l'insertion d'une résistance active dans le circuit du module SC, mais cela ne s'accompagne pas de pertes d'énergie résistive supplémentaires. En choisissant la valeur du coefficient d'amortissement, il est possible de réguler les paramètres dynamiques du système, assurant sa stabilité asymptotique.
3. Une troisième loi est obtenue pour l'élément j non nul de la matrice J_d et un élément non nul r_2 de la matrice d'amortissement R_d.

Il est théoriquement possible d'obtenir d'autres lois de contrôle en introduisant d'autres combinaisons d'interactions dans la matrice J_d et d'amortissement dans la matrice R_d, mais la réalisation de ces lois de gestion peut être inutilement plus compliquée.

Le contrôleur IDA-PBC conçu ne prend pas en compte les pertes des convertisseurs. Par conséquent, une action intégrale faible doit être ajoutée au contrôleur pour établir une erreur statique nulle. Ainsi, nous introduisons les termes intégraux $\int \tilde{x}_1$ et $\int \tilde{x}_2$. Le nouveau système avec le vecteur d'état $\tilde{z} = [\tilde{x}_1\ \tilde{x}_2\ \int \tilde{x}_1\ \int \tilde{x}_2]^T$ s'écrit alors comme suit

$$\dot{\tilde{z}} = \begin{pmatrix} -R & 0_{(2\times 2)} \\ D & 0_{(2\times 2)} \end{pmatrix} \frac{dH}{d\tilde{z}} + \begin{pmatrix} g(\tilde{x}, x^*) \\ 0_{(1\times 2)} \end{pmatrix} \tag{2.25}$$

où $H(\tilde{z}) = \frac{\tilde{x}_1^2}{2L_1} + \frac{\tilde{x}_2^2}{2C_{sc}} + \frac{\int \tilde{x}_1{}^2}{2L_1} + \frac{\int \tilde{x}_2{}^2}{2C_{sc}}$, $R = \begin{pmatrix} r_b & 0 \\ 0 & \frac{1}{R_{sc}} \end{pmatrix}$, $D = \begin{pmatrix} L_1 & 0 \\ 0 & C_{sc} \end{pmatrix}$ et

$$g(u) = \begin{pmatrix} E - u_1 \frac{x_2}{C_{sc}} - r_b \frac{x_1^*}{L_1} \\ \\ \bar{I}_{ext} + u_1 \frac{x_1}{L_1} - \frac{x_2^*}{R_{sc}C_{sc}} - \frac{C_{sc}}{x_2}(r\frac{v_3}{L} + E_m)\frac{v_3}{L} \end{pmatrix}.$$

D'autre part, la dynamique de l'erreur souhaitée s'écrit

$$\dot{\tilde{z}} = (J_d - R_d)\frac{dH}{d\tilde{z}} \tag{2.26}$$

où $J(x) = -J(x)^T = \begin{pmatrix} 0 & j & 0 & 0 \\ -j & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$ et $R(x) = \begin{pmatrix} r_1 & 0 & c_1 & c_2 \\ 0 & r_2 & c_2 & c_4 \\ -L_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -C_{sc} & 0 & 0 \end{pmatrix}$.

L'identification des deux systèmes précédents (3.15) et (3.16) conduit aux lois de commande suivantes :

$$\begin{cases} u_1 = \frac{C_{sc}}{x_2}(E - r_b\frac{x_1^*}{L1} + (r_1 - r_b)\frac{\tilde{x}_1}{L1} - j\frac{\tilde{x}_2}{C_{sc}} + c_1\int\frac{\tilde{x}_1}{L_1} + c_2\int\frac{\tilde{x}_2}{C_{sc}}) \\ v_3 = \frac{L}{2r}(-E_m + \sqrt{\delta}) \end{cases} \tag{2.27}$$

avec $\delta = E_m^2 + \frac{4rx_2}{C_{sc}}(\bar{I}_{ext} + u_1\frac{x_1}{L_1} - \frac{x_2^*}{R_{sc}C_{sc}} + j\frac{\tilde{x}_1}{L_1} + (r_2 - \frac{1}{R_{sc}})\frac{\tilde{x}_2}{C_{sc}} + c_2\int\frac{\tilde{x}_1}{L_1} + c_4\int\frac{\tilde{x}_2}{C_{sc}})$.

La matrice d'amortissement R_d n'est plus une matrice diagonale. Il est donc difficile de déterminer le signe de la dérivée de l'hamiltonien. Considérant que la dynamique souhaitée de l'erreur est un système linéaire, la stabilité du système en boucle fermée est vérifiée par la théorie linéaire conventionnelle en écrivant le système sous forme linéaire standard :

$$\dot{\tilde{z}} = A\tilde{z} \tag{2.28}$$

où $A = \begin{pmatrix} -\frac{r_1}{L_1} & \frac{j}{C_{sc}} & -\frac{c_1}{L_1} & -\frac{c_2}{C_{sc}} \\ -\frac{j}{L_1} & -\frac{r_2}{C_{sc}} & -\frac{c_2}{L_1} & -\frac{c_4}{C_{sc}} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \end{pmatrix}$ est la matrice du système en boucle fermée.

Si toutes les valeurs propres de la matrice A sont situées dans la partie gauche du plan complexe, le système en boucle fermée est stable.

Interprétation du système dans le domaine fréquentiel

Afin de déterminer les coefficients $(r_1, r_2, c_1, c_2, c_4, j)$, la dynamique de l'erreur souhaitée (3.16) est analysée dans le domaine fréquentiel. Après la transformation de Laplace, (3.16) devient

$$\begin{cases} (L_1s^2 + r_1s + c_1)\tilde{x}_1 = L_1(-\frac{c_2}{C_{sc}} + \frac{j}{C_{sc}}s)\tilde{x}_2 \\ (C_{sc}s^2 + r_2s + c_4)\tilde{x}_2 = C_{sc}(-\frac{c_2}{L_1} - \frac{j}{L_1}s)\tilde{x}_1 \end{cases} \tag{2.29}$$

qui peut se mettre sous la forme suivante

$$\begin{cases} \frac{\tilde{x}_1}{\tilde{x}_2} = \frac{-\frac{c_2}{C_{sc}}(1-\frac{j}{c_2}s)}{s^2+\frac{r_1}{L_1}s+\frac{c_1}{L_1}} \\ \frac{\tilde{x}_2}{\tilde{x}_1} = \frac{-\frac{c_2}{L_1}(1+\frac{j}{c_2}s)}{s^2+\frac{r_2}{C_{sc}}s+\frac{c_4}{C_{sc}}} \end{cases} \tag{2.30}$$

Les deux équations précédentes ont la forme d'une fonction de transfert de second ordre avec zéro :

$$H_a(s) = \frac{\omega_n^2(1 + \frac{1}{a}s)}{s^2 + 2m\omega_n s + \omega_n^2} \tag{2.31}$$

où $H(s)$ est la fonction de transfert du système original (sans zéro), ω_n est la pulsation naturelle non amortie du système, m est le facteur d'amortissement et $(-a)$ est le zéro du système.

D'une part, la condition de stabilité du système est atteinte si les pôles sont négatifs, ce qui correspond à la condition $(m \geq 1)$. Lorsque $(m \geq 1)$, le système a un comportement apériodique et converge de façon exponentielle. Il peut être considéré comme une série de deux systèmes du premier ordre avec deux constantes de temps différentes $T_1 = -\frac{1}{\lambda_1}$ et $T_2 = -\frac{1}{\lambda_2}$, où $\lambda_1 = -m\omega_n - \omega_n\sqrt{m^2 - 1}$ et $\lambda_1 = -m\omega_n + \omega_n\sqrt{m^2 - 1}$ sont les pôles du système. Le système précédent s'écrit ainsi

$$H_a(s) = \frac{\omega_n^2(1 + \frac{1}{a}s)}{(1 + T_1 s)(1 + T_2 s)}. \tag{2.32}$$

Il est à noter que, plus les pôles négatifs sont éloignés de l'axe imaginaire, plus les réponses du système sont rapides.

D'autre part, la fonction de transfert H_a peut s'écrire comme suit

$$H_a(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2m\omega_n s + \omega_n^2} + \frac{1}{a}s\frac{\omega_n^2}{s^2 + 2m\omega_n s + \omega_n^2} = H(s) + \frac{1}{a}sH(s). \tag{2.33}$$

Ainsi, la réponse indicielle du système s'écrit

$$Y_a(s) = \frac{1}{s}H_a(s) = Y(s) + \frac{1}{a}sY(s). \tag{2.34}$$

En notant que la transformée inverse de Laplace de $sY(s)$ est $\dot{y}$, on obtient

$$y_a(t) = y(t) + \frac{1}{a}\dot{y}(t). \tag{2.35}$$

Ainsi, la réponse du système de second ordre avec un zéro à $s = -a$ est donnée par la réponse du système d'origine plus une version mise à l'échelle de la dérivée de la réponse du système d'origine. Notez que pour :

- $a > 0$ (zéro dans le demi plan gauche) : plus a augmente (c.-à-d. que le zéro se déplace plus loin dans le demi-plan gauche), le terme $\frac{1}{a}$ devient plus petit et la contribution du terme $y(t)$ diminue (c.-à-d. que la réponse du système commence à ressembler à la réponse en échelon du système d'origine).
- $a < 0$ (zéro dans le demi plan droite) : la dérivée $\dot{y}(t)$ est soustraite de $y(t)$ pour produire $y_a(t)$.
- $a = 0$: la réponse en échelon du système est purement la dérivée de la réponse en échelon du système d'origine.

Il est à noter que, plus le zéro est proche de l'axe imaginaire, plus les réponses du système sont rapides.

Identification des coefficients du contrôleur PBC

La réponse de la tension de bus DC à un échelon de courant (réponse indicielle) a un comportement apériodique ($m \geq 1$). Ainsi, à partir de

$$\frac{\tilde{x}_2}{\tilde{x}_1} = \frac{\omega_{n_2}^2(1 + \frac{1}{a}s)}{s^2 + 2m_2\omega_{n_2}s + \omega_{n_2}^2}, \tag{2.36}$$

on peut identifier les termes suivants :

$$\begin{cases} c_4 = C_{sc}\omega_{n_2}^2 \\ c_2 = L_1\omega_{n_2}^2 \\ r_2 = 2m_2C_{sc}\omega_{n_2} \\ j = \frac{L_1\omega_{n_2}^2}{a}. \end{cases}$$

Pour $m_2 = 1$ (valeurs propres réelles) et $a = 1$ (correspond à la réponse la plus rapide), on aura :

$$\begin{cases} c_4 = C_{sc}\omega_{n_2}^2 \\ c_2 = L_1\omega_{n_2}^2 \\ r_2 = 2C_{sc}\omega_{n_2} \\ j = L_1\omega_{n_2}^2. \end{cases}$$

Pour déterminer les coefficients c_4, c_2, r_2 et j il faut simuler plusieurs valeurs de ω_{n_2}. A partir des simulations, les meilleurs résultats sont obtenues pour $\omega_{n_2} \in [0,\ 4rad/s]$.

Par ailleurs, la réponse du courant dans la batterie à un échelon de tension de bus DC a également un comportement apériodique ($m \geq 1$). Ainsi, à partir de

$$\frac{\tilde{x}_1}{\tilde{x}_2} = K\frac{\omega_{n_2}^2(1 + \frac{1}{b}s)}{s^2 + 2m_2\omega_{n_2}s + \omega_{n_2}^2}, \tag{2.37}$$

on peut identifier les termes suivants :

$$\begin{cases} b = -a \\ \omega_{n_2}^2 = K\omega_{n_1}^2 \\ r_1 = 2m_1 L_1 \omega_{n_1} \\ c_1 = L_1 \omega_{n_1}^2 \end{cases}.$$

Pour $m_1 = 1$ et $b = -1$, on aura :

$$\begin{cases} \omega_{n_1} = \delta\omega_{n_2},\ \delta = \frac{1}{\sqrt{K}} \\ r_1 = 2L_1\omega_{n_1} \\ c_1 = L_1\omega_{n_1}^2. \end{cases}$$

Ainsi pour déterminer r_1 et c_1, il faut choisir δ. A partir des simulations, les meilleurs résultats sont obtenues pour $\delta \geq 100$. Il faut noter que plus on augmente δ, plus la partie réelle des valeurs propres augmente (plus le système est stable).

Finalement Pour les valeurs suivantes $\omega_{n_2} = 1, m_1 = m_2 = 1, a = 1$ et $\delta = 100$, les coefficients du contrôleur IDA-PBC avec termes intégrales sont : $r_1 = 4, r_2 = 6.5, c_1 = 200, c_2 = 0.02, c_4 = 3.25$ et $j = 0.02$.

Il vient que les valeurs propres de la matrice linéaire en boucle fermé A $[-100 + 0.08i\ -100 - 0.08i\ -1\ -1]$ sont tous dans la partie gauche du plan complexe. Ainsi, la stabilité en boucle fermée du contrôleur IDA-PBC est prouvée.

2.5.3 Conception du modèle interne

Comme le montre la structure de contrôle de la figure 2.3, le modèle interne consiste à calculer $\widehat{x}_3$ afin d'obtenir la trajectoire souhaitée x_3^* pour réaliser le contrôle de courant interne rapide (2.16). Comme v_3 tend vers $\bar{x}_3$ lorsque $\tilde{I}_{ext} \to 0$, il reste à obtenir $\widehat{x}_3$.

Soit un système Hamiltonien sous une forme générale :

$$\begin{cases} \dot{x} = (J(u) - R)\nabla H(x) + g \\ H(x) = \frac{1}{2}x^T Q x \end{cases} \tag{2.38}$$

D'une part, on peut obtenir :

$$\nabla H(x)^T \dot{x} = \nabla H(x)^T (J(u) - R)\nabla H(x) + g$$

$$= -\nabla H(x)^T R \nabla H(x) + \nabla H(x)^T g.$$

D'autre part,

$$\nabla H(x)^T \dot{x} = 2Qx^T \dot{x}.$$

Ainsi, il est facile d'obtenir

$$2Qx^T \dot{x} = -\nabla H(x)^T R \nabla H(x) + \nabla H(x)^T g$$

$$Q\frac{d}{dt}(x^T x) = -\nabla H(x)^T R \nabla H(x) + \nabla H(x)^T g.$$

En intégrant des deux côtés, on obtient :

$$Q(x^T x) = -\int \nabla H(x)^T R \nabla H(x) + \int \nabla H(x)^T g + cte \tag{2.39}$$

où *cte* est une constante.

On peut voir que (2.39) exprime la loi de conservation de l'énergie. Le côté gauche représente l'énergie totale stockée dans le système, le premier terme du côté droit exprime la dissipation d'énergie, le deuxième terme exprime l'énergie fournie par l'exosystème, et la constante *cte* représente l'énergie initiale dans le système :

$$\underbrace{Q(x^T x)}_{\text{énergie stockée}} = -\underbrace{\int \nabla H(x)^T R \nabla H(x)}_{\text{énergie dissipée}} + \underbrace{\int \nabla H(x)^T g}_{\text{énergie fournie}} + \underbrace{H[x(0)]}_{\text{énergie initiale}} \tag{2.40}$$

Par conséquent, les références d'état peuvent être déduites en se basant sur le bilan énergétique (3.1) du système.

Revenons à notre cas spécifique, afin d'obtenir les trajectoires souhaitées des états du système, nous multiplions par $\frac{x_2}{C_{sc}}$ les deux côtés de (2.4b), en exploitant les équations (2.4a) et (2.4c), et après quelques manipulations, on obtient pour $x_4 = 0$ (courant réactif est compensé) :

$$\frac{\dot{x}_1 x_1}{L_1} + \frac{\dot{x}_2 x_2}{C_{sc}} + \frac{\dot{x}_3 x_3}{L} = (E - r_b \frac{x_1}{L_1})\frac{x_1}{L_1} + (I_{ext} - \frac{x_2}{R_{sc}C_{sc}})\frac{x_2}{C_{sc}} - (r\frac{x_3}{L} + E_m)\frac{x_3}{L} \tag{2.41}$$

L'un des objectifs de commande est de maintenir le courant constant dans la batterie, cela correspond à $x_1 = \bar{x}_1$. Ainsi (3.2) devient :

$$\frac{\dot{x}_2 x_2}{C_{sc}} + \frac{\dot{x}_3 x_3}{L} = (E - r_b \frac{\bar{x}_1}{L_1})\frac{\bar{x}_1}{L_1} + (I_{ext} - \frac{x_2}{R_{sc}C_{sc}})\frac{x_2}{C_{sc}} - (r\frac{x_3}{L} + E_m)\frac{x_3}{L} \tag{2.42}$$

Le deuxième objectif de commande est de gérer les perturbations du courant externe via le SC, cela correspond à $\dot{x_2} + \frac{x_2}{R_{sc}C_{sc}} = \tilde{I}_{ext}$. Ainsi (3.3) devient :

$$\frac{\dot{x}_3 x_3}{L} = (E - r_b \frac{\bar{x}_1}{L_1})\frac{\bar{x}_1}{L_1} + \bar{I}_{ext}\frac{x_2}{C_{sc}} - (r\frac{x_3}{L} + E_m)\frac{x_3}{L} \tag{2.43}$$

Equivalent à :

$$\frac{d}{dt}(\frac{1}{2L}x_3^2) = (E - r_b\frac{\bar{x}_1}{L_1})\frac{\bar{x}_1}{L_1} + \bar{I}_{ext}\frac{x_2}{C_{sc}} - (r\frac{x_3}{L} + E_m)\frac{x_3}{L} \tag{2.44}$$

En intégrant sur t, on aura :

$$\frac{1}{2L}x_3^2 = H[x(0)] + \int (E - r_b\frac{\bar{x}_1}{L_1})\frac{\bar{x}_1}{L_1} + \bar{I}_{ext}\frac{x_2}{C_{sc}} - (r\frac{x_3}{L} + E_m)\frac{x_3}{L} \tag{2.45}$$

$H[x(0)] = \frac{\bar{x}_3^2}{2L} - \int (E - r_b\frac{\bar{x}_1}{L_1})\frac{\bar{x}_1}{L_1} + \bar{I}_{ext}\frac{\bar{x}_2}{C_{sc}} - (r\frac{\bar{x}_3}{L} + E_m)\frac{\bar{x}_3}{L}$

Ainsi,

$$\frac{x_3^2}{2L} = \frac{\bar{x}_3^2}{2L} + \int \bar{I}_{ext}\frac{(x_2 - \bar{x}_2)}{C_{sc}} - r\frac{(x_3^2 - \bar{x}_3^2)}{L^2} - E_m\frac{(x_3 - \bar{x}_3)}{L} \tag{2.46}$$

Par conséquent, la trajectoire souhaitée de x_3 est x_3^* tel que

$$\frac{x_3^{*2}}{2L} = \frac{\bar{x}_3^2}{2L} + \int \bar{I}_{ext}\frac{(x_2 - \bar{x}_2)}{C_{sc}} - r\frac{(x_3^{*2} - \bar{x}_3^2)}{L^2} - E_m\frac{(x_3^* - \bar{x}_3)}{L} \tag{2.47}$$

Il n'est pas facile d'écrire la forme analytique de x_3^*. Ici, nous proposons un algorithme pour obtenir une approximation de la solution x_3^*, on pose alors :

$$\begin{cases} \bar{H} = \frac{\bar{x}_3^2}{2L} \\ \tilde{W} = \int \bar{I}_{ext}\frac{(x_2 - \bar{x}_2)}{C_{sc}} - r\frac{(x_3^{*2} - \bar{x}_3^2)}{L^2} - E_m\frac{(x_3^* - \bar{x}_3)}{L}. \end{cases}$$

Ainsi,

$$x_3^* = [2L(\bar{H} + \tilde{W})]^{\frac{1}{2}} = (2L\bar{H})^{\frac{1}{2}}(1 + \frac{\tilde{W}}{\bar{H}})^{\frac{1}{2}} \tag{2.48}$$

Appliquons la série binomiale pour obtenir une approximation de la trajectoire souhaitée x_3^* comme suit :

$$x_3^* = \sqrt{2L\bar{H}}(1 + \frac{\tilde{W}}{2\bar{H}} - \frac{\tilde{W}^2}{8\bar{H}^2}) \tag{2.49}$$

on obtient ainsi $\widehat{x}_3$ comme suit

$$\widehat{x}_3 = x_3^* - \bar{x}_3. \tag{2.50}$$

2.6 Comparaison entre l'IDA-PBC et les commandes classiques en PI

2.6.1 Synthèse des contrôleurs PI

Pour contrôler le système proposé dans la figure 2.2, deux configurations de commande basées sur des régulateurs PI sont possibles.

2.6.1.1 Configuration 1

Dans cette configuration, deux boucles de contrôle en cascade sont utilisées pour contrôler le courant i_d de l'onduleur ; une boucle externe régule la tension du bus DC à une valeur fixe souhaitée V_{dc}^* et génère la valeur de référence i_d^* pour la boucle interne. Un régulateur PI standard est utilisé pour contrôler le courant de la batterie. En pratique, la référence i_{L1}^* est fixée suivant les modes de charge/décharge de la batterie. La référence du courant réactif d'onduleur i_q^* est fixée à zéro. Le schéma de contrôle de la configuration 1 est donné par la figure 2.4.

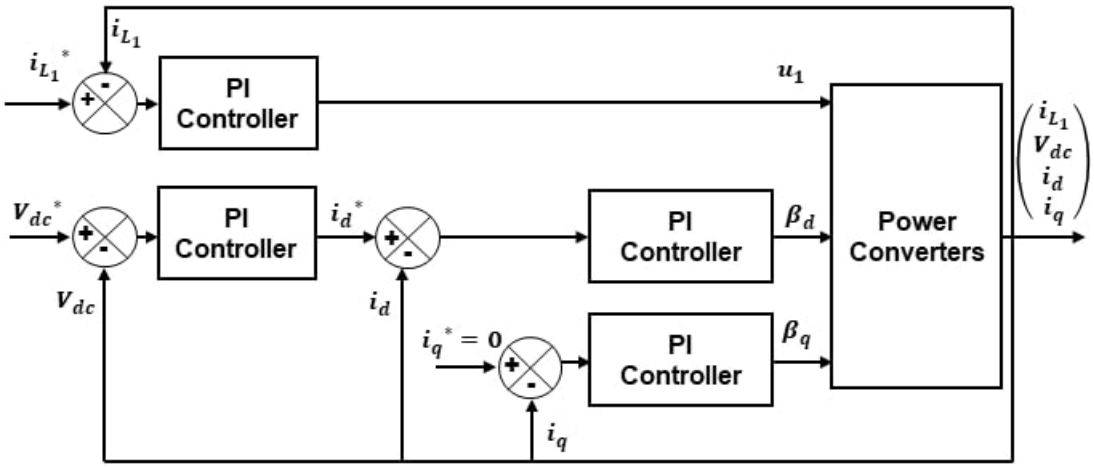


Figure. 2.4 – Schéma du principe de commande en PI de la configuration 1.

2.6.1.2 Configuration 2

Dans la deuxième configuration, la tension du bus DC est régulée à V_{dc}^* à l'aide du convertisseur DC côté batterie. Le contrôle des courants i_d et i_q est réalisé via deux contrôleurs PI. Pour rester dans les mêmes conditions que la première configuration, la référence i_q^* est fixée à zéro. Afin de gérer les transitoires $\tilde{I}_{ext}$ via SC et alimenter le réseau avec la partie moyenne du courant externe $\bar{I}_{ext}$, la référence du courant actif de l'onduleur est obtenu par :

$$i_d^* = \frac{2V_{dc}^* \bar{I}_{ext}}{3E_m}$$

Le schéma de contrôle de la configuration 2 est donné par la figure 2.5.

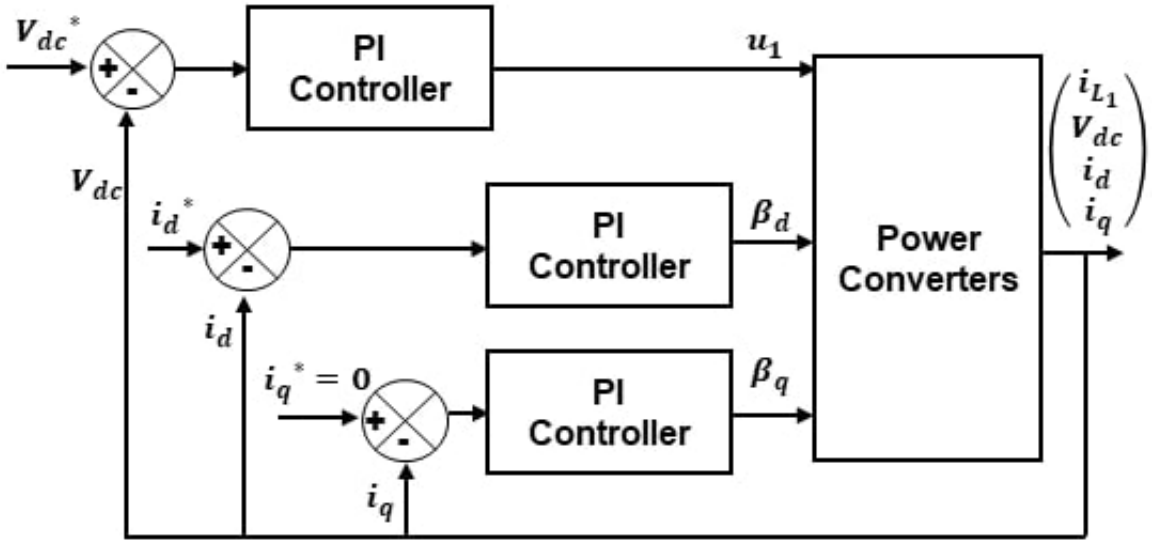


Figure. 2.5 – Schéma du principe de commande en PI de la configuration 2.

On peut ainsi résumer dans le tableau 2.1, les régulateurs PI utilisés pour les trois méthodes de contrôle étudiées.

		Régulateurs PI		
		Courant dans la batterie	Tension de bus DC	Courants dans le réseau
Méthodes de contrôle	IDA-PBC	x	x	✓
	PI (configuration 1)	x	✓	✓
	PI (configuration 2)	✓	✓	✓

Table 2.1 – Régulateurs PI utilisés pour les trois contrôleurs étudiés.

2.6.2 Résultats des simulations des contrôleurs PI et IDA-PBC

Afin d'évaluer les performances du contrôleur IDA-PBC proposé, en comparaison avec les deux configurations à régulateurs PI, le système représenté sur la figure 2.2 est simulé sous l'environnement Matlab/Simulink. Les valeurs des paramètres utilisés pour les simulations, donnée dans le tableau 2.2, sont sélectionnés suivant le matériel disponible pour la validation expérimentale.

2.6.2.1 Gestion des perturbations transitoires sur le bus DC

Dans cette partie, on suppose que le courant externe I_{ext} représente le courant total fournie par les EnR (éolienne et panneaux PV). Dans ce cas, le schéma électrique équivalent du système est donnée par la figure 2.6.

Paramètres	**Symboles**	**Valeurs**
Tension de circuit ouverte (V)	E	96
Résistance interne de la batterie ($m\Omega$)	r_b	20
Inductance d'entrée du convertisseur DC (mH)	L_1	20
Résistance équivalente parallèle du SC ($K\Omega$)	R_{sc}	10
Capacité du SC (F)	C_{sc}	3.25
Inductance de filtrage en sortie de l'onduleur (mH)	L	5
Résistance de filtrage en sortie de l'onduleur ($m\Omega$)	r	10
Tension simple maximale du réseau (V)	E_m	$80\sqrt{\frac{2}{3}}$
Pulsation du réseau (rad/s)	ω	100π
Fréquence de commutation (KHz)	F_{sw}	5

Table 2.2 – Paramètres du système utilisés dans les simulations sous Matlab/Simulink.

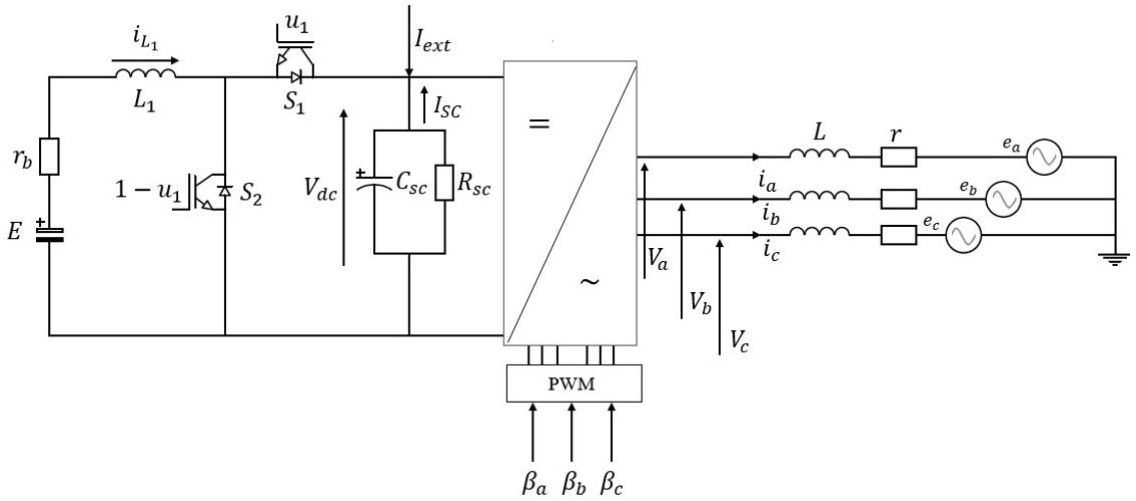


Figure. 2.6 – Schéma électrique équivalent du système énergétique hybride.

Ici, on s'intéresse uniquement aux perturbations transitoires (les problèmes de qualité de l'énergie dans les micro réseaux DC ont été identifiés dans le chapitre 1). L'équilibre souhaité de la sortie du système est :

$$x^* = [i_{L1}^* \; V_{dc}^* \; i_d^* \;\; i_q^*]^T = [0 \; 180 \; \frac{2V_{dc}^* \bar{I}_{ext}}{3E_m} \; 0]^T$$

Pour les simulations, nous avons généré un courant externe I_{ext} de $10A$. A $t = 1,5s$, nous avons superposé un transitoire oscillatoire sinusoïdal d'amplitude $5A$. Entre $t = 3s$ et $t = 4s$, le courant externe passe de $10A$ à $15A$. Les correcteurs PI utilisés ont la fonction de transfert suivante :

$$K(s) = K_p + K_i \frac{1}{s}. \tag{2.51}$$

où K_p est le gain proportionnel et K_i est le gain intégral.

La figure 2.7 donne les résultats de la simulation du système sous le contrôleur PI de la configuration 1.

On peut voir que le transitoire oscillatoire est absorbé par le SC mais également par le réseau. Ce résultat était prévu vu que la référence i_d^* est inaccessible et que le courant du SC n'est pas contrôlé. Par contre, lors d'une variation brutale du courant extérieur, le SC gère totalement le transitoire généré lors du changement de la valeur de I_{ext} (à $t = 3$ et $t = 4$) et laisse passer la partie moyenne de I_{ext} au réseau. Ce qui limite les perturbations sur le réseau. Le courant dans la batterie i_{L1}, la tension de bus DC V_{dc} et le courant réactif i_q ne sont pas impactés par les différents échelons.

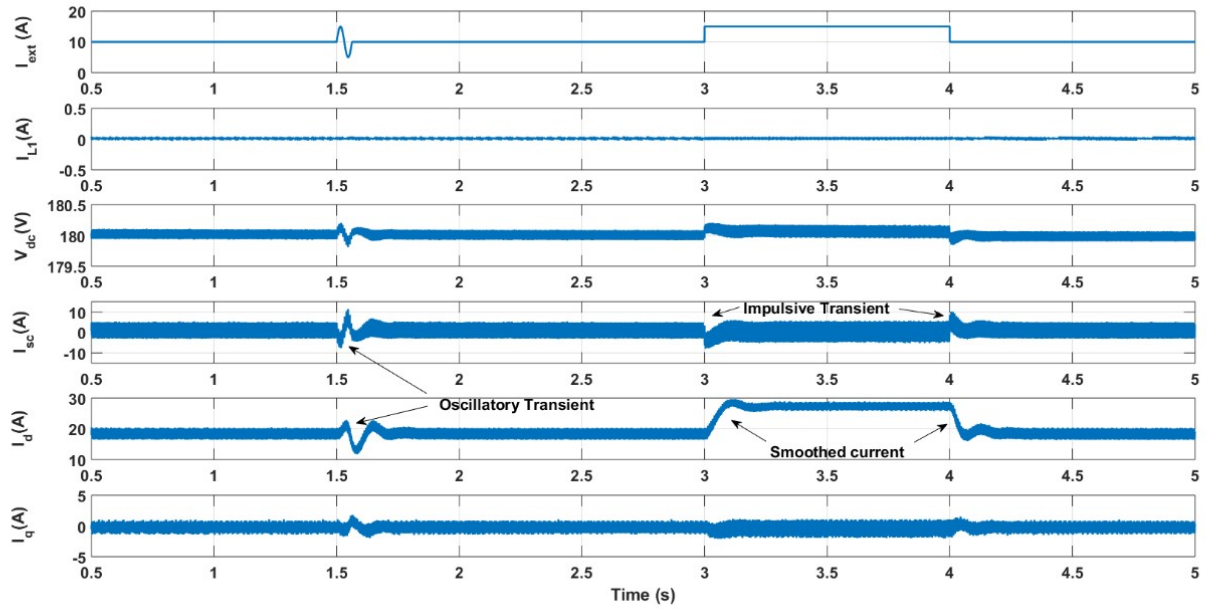


Figure. 2.7 – Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 1).

La figure 2.8 présente les résultats de la simulation du système sous le contrôleur PI de la configuration 2.

On peut voir que la partie continue $\bar{I}_{ext}$ du courant externe est géré par l'onduleur, tandis que, la batterie et le SC absorbent les transitoires. Ces transtoires impacterons négativement la durée de vie de la batterie et doivent être évitées. La tension du bus continu V_{dc} et les courants réseau i_d et i_q sont très peu perturbés.

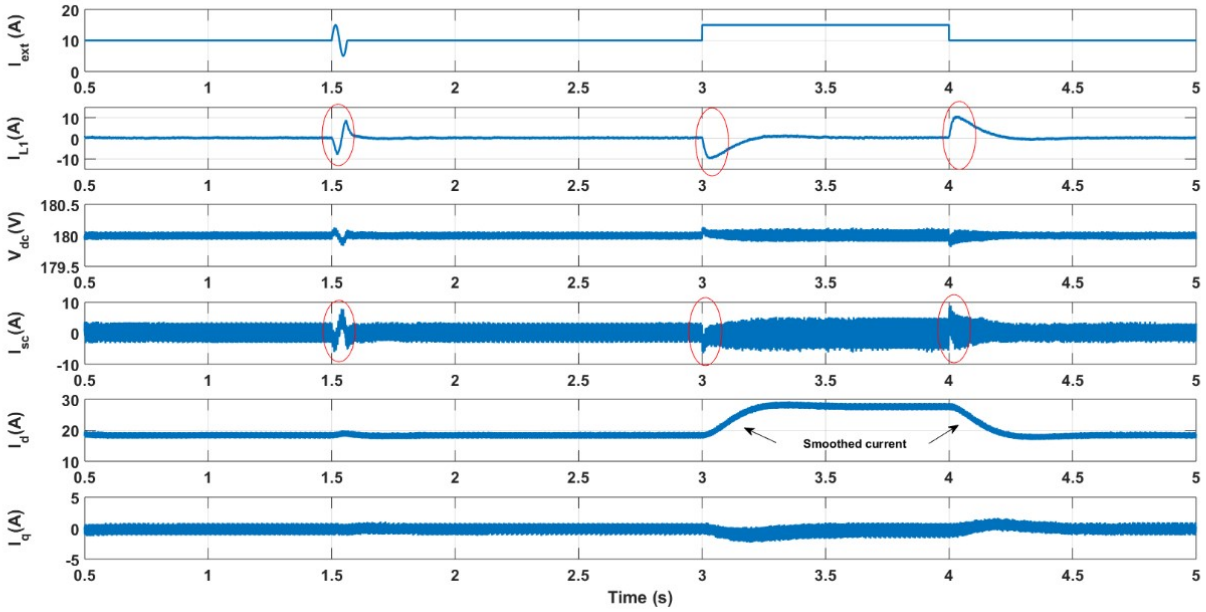


Figure. 2.8 – Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 2).

Nous allons maintnenat présenter les résulats obtenus avec le contrôleur IDA-PBC dans les mêmes conditions de perturbations extérieures. La figure 2.9 montre les résultats de la simulation.

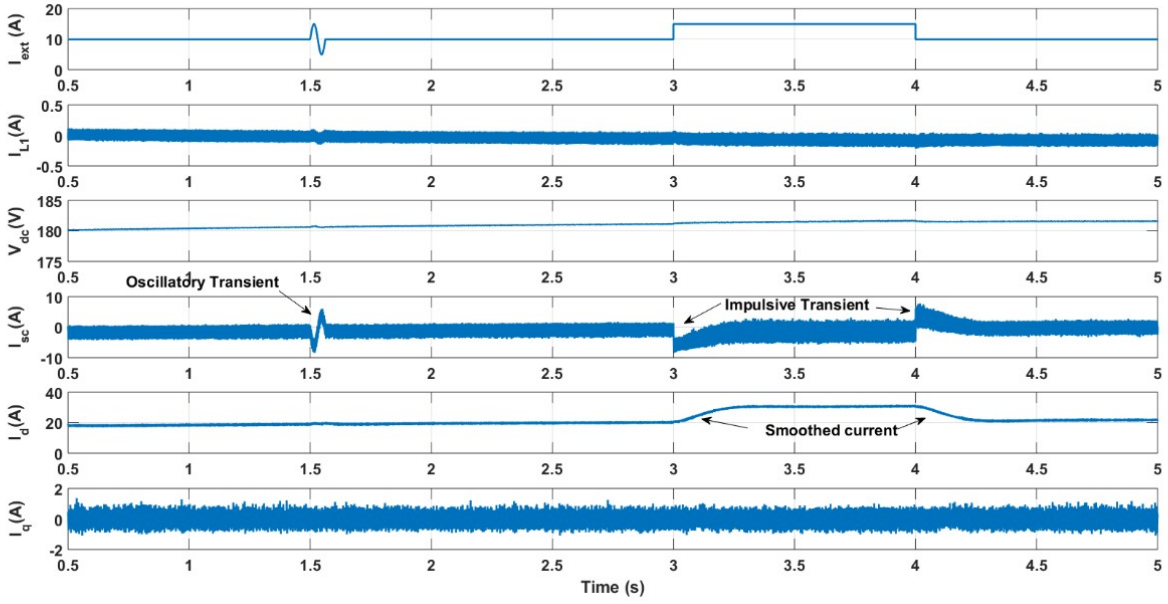


Figure. 2.9 – Réponse du système sous le contrôleur IDA-PBC.

Dans le cas du contrôleur IDA-PBC, on voit bien que le SC absorbe efficacement les perturbations transitoires à $t = 1.5s$ et entre $t = 3s$ et $t = 4s$. L'onduleur gère la partie continue du courant I_{ext}. La tension de bus DC, le courant dans la batterie et le courant réactif suivent bien leurs références et ne sont pas impactés par les perturbations.

Interprétations et conclusion partielle

Les deux stratégies de contrôle avec des régulateurs PI permettent de réguler la tension de bus DC, mais n'assurent pas le rejet des perturbations transitoires via le SC. En effet, pour avoir des courants plus fluides à la fois dans la batterie et sur le réseau, les gains des contrôleurs doivent être plus petits, ce qui rend l'action de contrôle plus lente. En même temps, les perturbations dépendent fortement de l'impédance interne du dispositif de stockage et du réseau et ils ont tendance à être absorbées par l'impédance la plus faible. C'est pour cette raison que les contrôleurs en PI ne sont pas efficaces pour le rejet des perturbations via le SC. De plus, le courant du SC n'est pas contrôlé ce qui rend impossible la gestion de son état de charge pour une application à long terme.

Par contre, le contrôleur IDA-PBC proposé présente de bonnes performances et permet un bon rejet de perturbations via le SC, ce qui rend le profil du courant actif sur le réseau plus lisse. Les performances en régime permanent sont aussi améliorées ; cela est dû à l'ajout de l'action intégrale qui garantit une erreur statique nulle et une réponse rapide pour la gestion des perturbations via le SC.

Le contrôle IDA-PBC offre des avantages significatifs par rapport au contrôle en PI : il est utilisé pour les systèmes non-linéaires avec des incertitudes, offre une stabilité asymptotique globale et permet de rejeter les perturbations sur le bus DC. Tandis que, la méthode de contrôle avec des régulateurs PI n'est utilisée que pour les systèmes linéarisés, ne peut assurer qu'une stabilité asymptotique locale autour d'un point d'équilibre et permet uniquement de réduire les perturbations.

2.6.2.2 Gestion d'un impact de charge sur le bus DC

Dans cette partie, on se propose de gérer les perturbations sur le bus continu dues à des impacts de charge. C'est un cas de figure important puisqu'il correspond à des connexions et déconnexions de charges sur le bus DC. Dans ce cas, le schéma électrique équivalent du système est donnée par la figure 2.10.

Dans cette simulation, nous avons comme objectifs les points suivants :

- assurer un transfert de courant continue entre la batterie et le réseau ;
- gérer via le SC le courant I_R (courant d'impact) demandée par la charge R entre les instants $t_1 = 8s$ et $t_2 = 16s$;
- charger le SC (après l'impact) par l'intermédiaire de la batterie ou du réseau entre les instants $t_3 = 30s$ et $t_4 = 55s$;
- maintenir un courant réactif i_q nul.

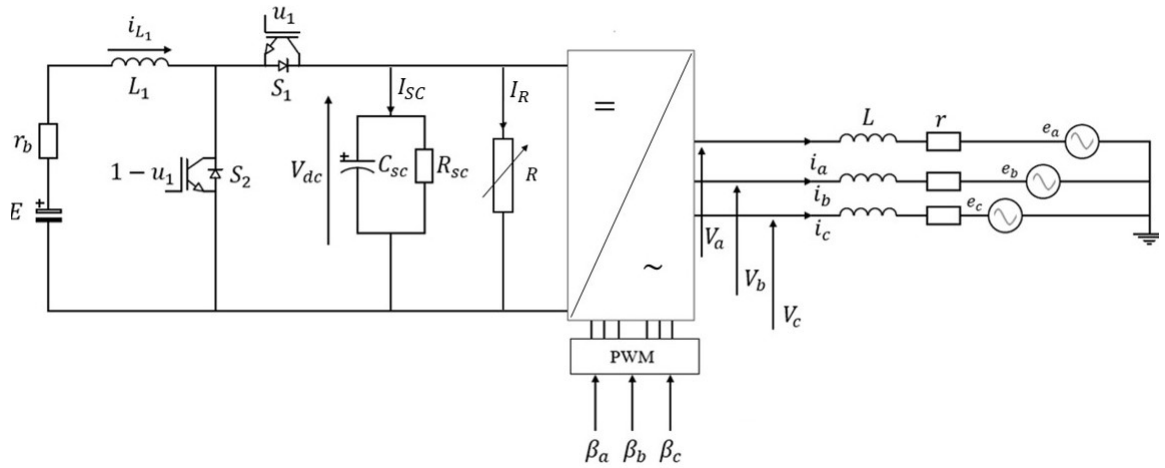


Figure. 2.10 – Schéma électrique équivalent du système énergétique hybride.

Dans le contrôleur PI de la configuration 1, le courant de la batterie est contrôlé (le courant de référence I^*_{L1} est fixé par l'utilisateur), ce qui nous permet d'imposer un transfert de courant en provenance de la batterie vers l'ensemble SC+réseau. La figure 2.11 donne les résultats de la simulation du système sous le contrôleur PI de la configuration 1.

D'une part, on constate que la charge continue est totalement géréé par le réseau (courant I_d), ce qui est prévu du fait que le réseau est responsable de maintenir la tension de bus DC stable et que le courant du SC n'est pas accessible pour être contrôlé auparavant. D'autre part, on constate que le transfert d'un courant stable de la batterie vers le réseau est assuré tout au long de la simulation. Cependant, le courant fournie par la batterie entre les instants t_3 et t_4, censé servir à charger le SC, est entièrement absorbé par le réseau. Le courant réactif du réseau I_q est maintenue à zéro.

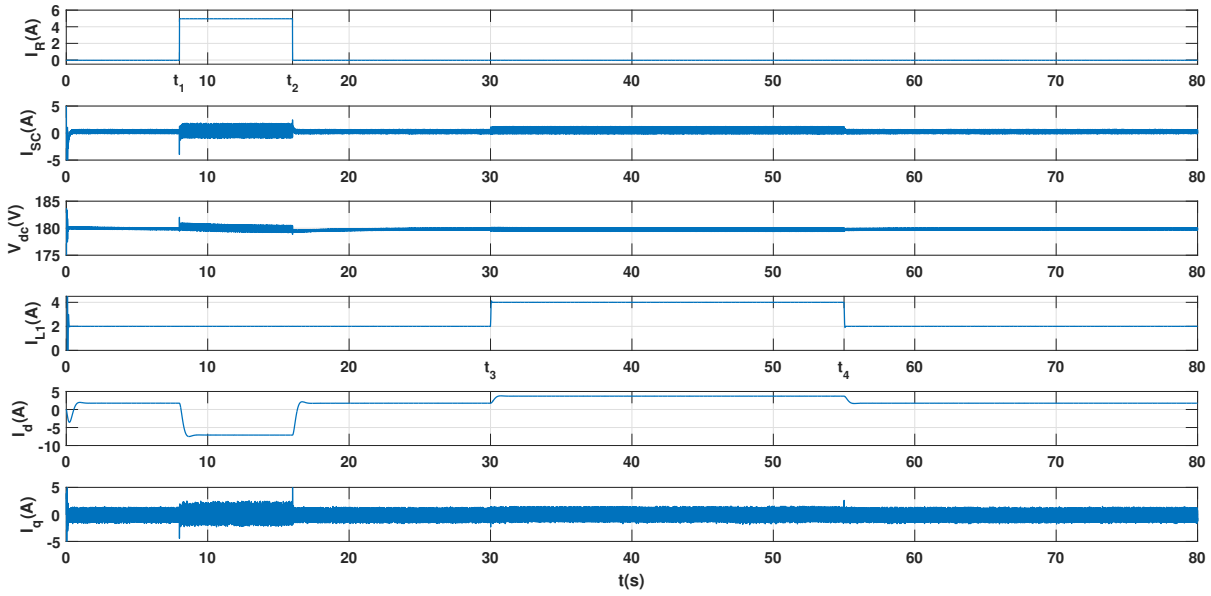


Figure. 2.11 – Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 1).

Dans le contrôleur PI de la configuration 2, le courant actif dans le réseau est contrôlé (le courant de référence I_d^* est fixé par l'utilisateur), ce qui nous permet d'imposer un transfert de courant en provenance du réseau vers l'ensemble SC+batterie. La figure 2.12 présente les résultats de la simulation du système sous le contrôleur PI de la configuration 2.

D'une part, on constate que le courant demandé par la charge est entièrement fournit par la batterie et que le SC gère seulement les pics de courants dus à l'accrochage/décrochage de la charge R. D'autre part, un transfert de courant stable du réseau vers la batterie est assuré tout au long de la simulation. Cependant, le courant fournit par le réseau entre les instants t_3 et t_4, cencé servir à charger le SC, est absorbé par la batterie. Le courant réactif du réseau est maintenue à zéro.

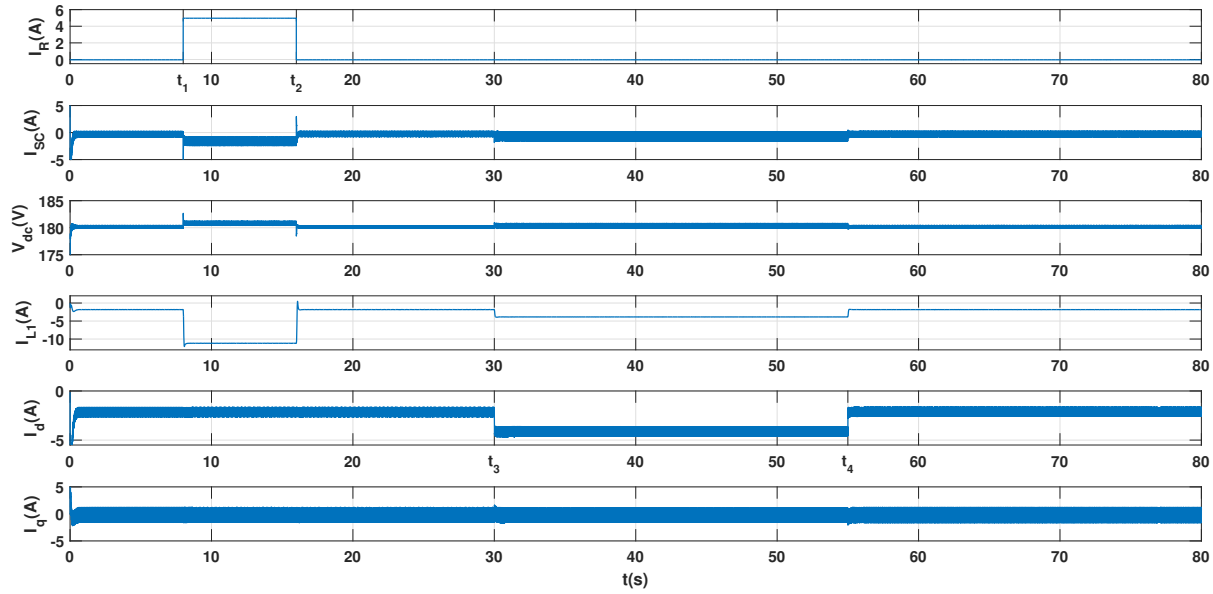


Figure. 2.12 – Réponse du système sous le contrôleur PI (configuration 2).

La figure 2.13 présente les résultats de la simulation du système sous l'IDA-PBC. Ici, nous avons imposé un transfert de courant de la batterie vers l'ensemble SC+réseau.

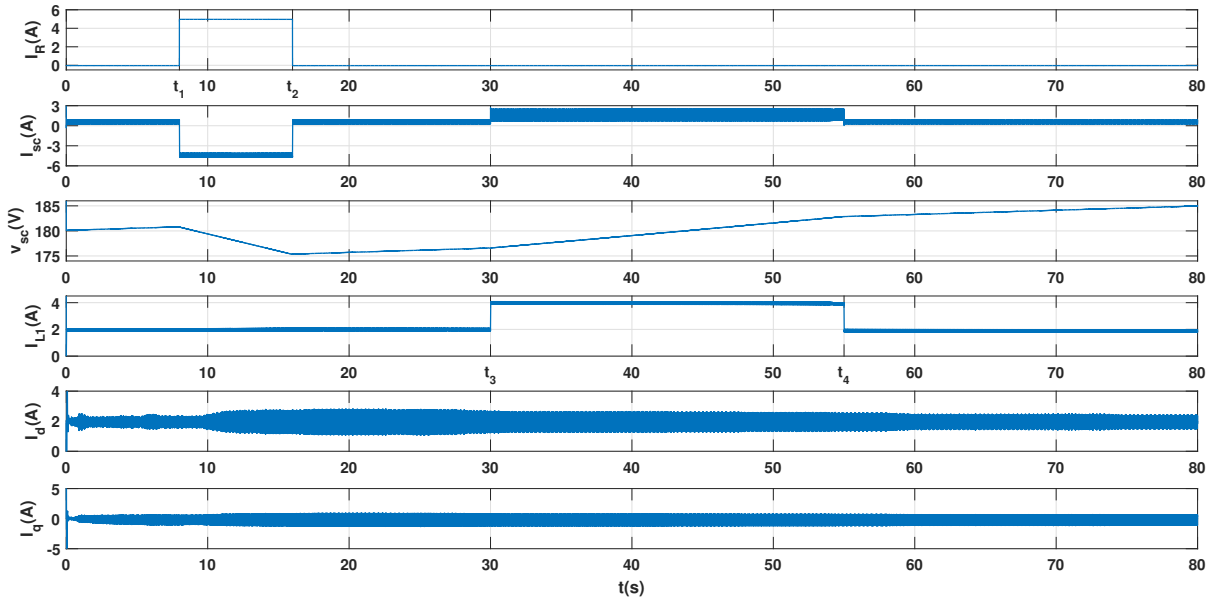


Figure. 2.13 – Réponse du système sous le contrôleur IDA-PBC.

D'une part, on peut voir que le courant I_R demandé par la charge est fourni en sa totalité par le SC, ce qui conduit à une baisse de la tension de bus DC. Entre les instants $t_3 = 65s$ et $t_4 = 85s$, le SC est chargé par l'intermédiaire de la batterie pour revenir à sa tension initiale. Dautre part, le transfert batterie $\rightarrow$ réseau est assuré tout au long de la simulation. Le courant réactif du réseau est maintenue à zéro.

Interprétations et conclusion partielle

Dans les deux configurations de contrôle en PI, la stabilité de la tension de bus DC est assurée soit par le convertisseur DC/DC soit par l'onduleur, ce qui empêche le SC à gérer la totalité du courant demandé par la charge. De plus, on ne peut assurer qu'un seul sens de transfert de courant : courant en provenance de la batterie vers le réseau sous le contrôleur PI de la configuration 1, ou courant en provenance du réseau vers la batterie sous le contrôleur PI de la configuration 2.

Par contre, dans le cas du contrôleur IDA-PBC, le courant I_R est considéré comme une perturbation extérieure et est uniquement gérée par le SC. Dans le prochaine paragraphe, nous allons présenté les résultats expérimentaux obtenus avec le contrôleur IDA-PBC.

2.7 Validation expérimentale de la commande IDA-PBC

Dans cette section, nous allons présenté les performances de la commande IDA-PBC proposée sur un banc de test réalisé au LIAS. La figure 2.14 illustre l'image du banc d'essai.

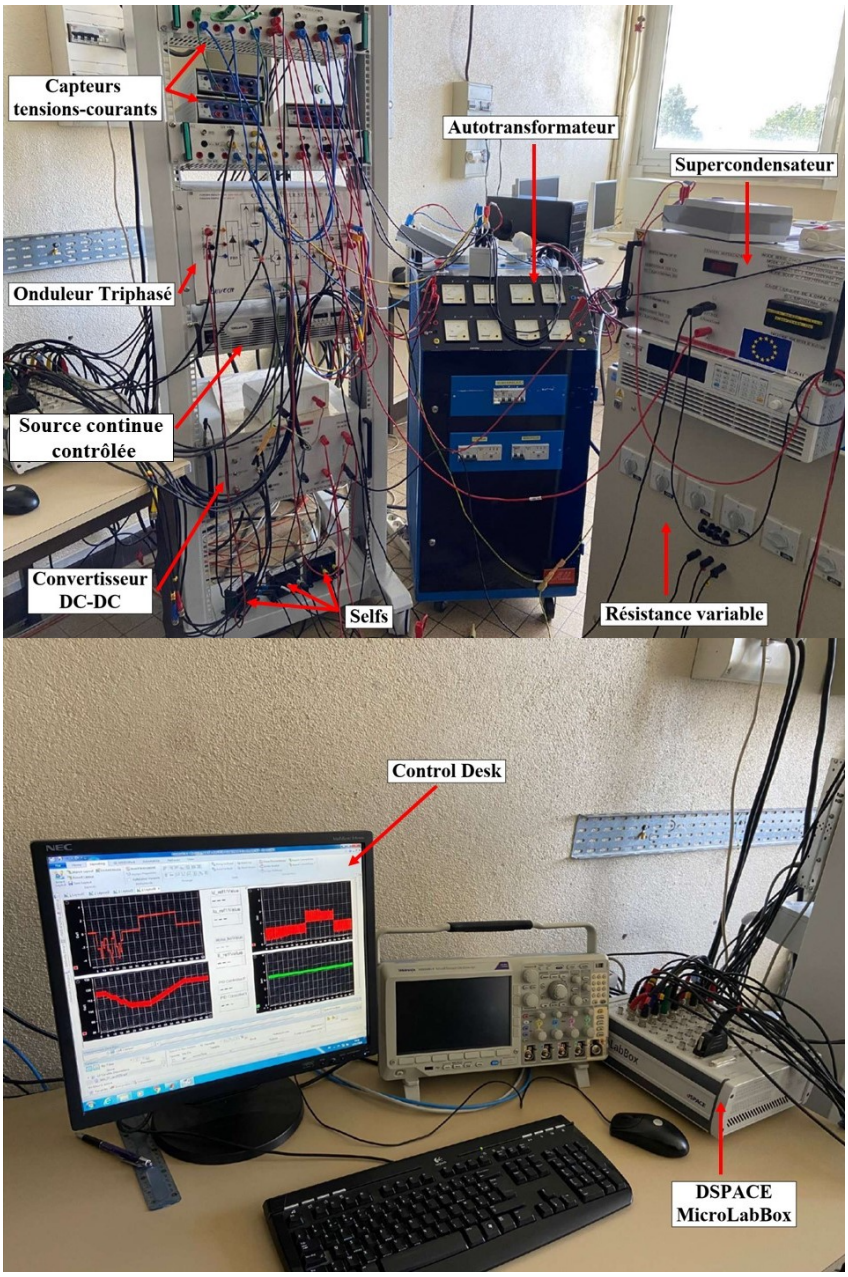


Figure. 2.14 – Photos du banc d'essai utilisé.

Comme le montre la figure 2.14, les composants utilisés sont :

- Une alimentation continue controlée "TDK-Lambda" utilisée pour simuler la batterie ;
- Un convertisseur buck ;
- Un pack de super-condensateurs "Maxwell BMOD0006 E160 B02" ;
- Un onduleur de tension triphasé ;
- Des selfs de filtrage ;
- Un auto-transformateur
- Une charge DC variable ;
- Une carte dSPACE DS1202 (MicroLabBox).

Les paramètres des composants du banc d'essai sont donnés dans le tableau 2.3.

Paramètres	**Symboles**	**Valeurs**
Alimentation continue controlée	V_{max}, I_{max}	600V, 11A
Pack de super-condensateurs	$V_{SC\,max}$, C_{SC}	240V, 3.25F
Onduleur triphasé	P_{max}, I_{nom}	6.9kW, 14A
Self de filtrage	L	5mH
Auto-transformateur	P_n, U, f	7kVA, 80V, 50Hz

Table 2.3 – Paramètres des composants du banc d'essai.

La programmation et le fonctionnement en temps réel est assurée par la carte **dSPACE-MicroLabBox DS1202**. Il s'agit d'un système de prototypage qui fournit des environnements temps-réels permettant de configurer rapidement et facilement des applications de contrôle, de test ou de mesure. MicroLabBox dispose d'un processeur temps réel NXP (Freescale QorlQ P5020) double coeur à 2 GHz et d'une carte FPGA programmable (Xilinx Kintex-7 XC7K325T) permettant d'exécuter des boucles de contrôle extrêmement rapides. MicroLabBox est pris en charge par un progiciel complet dSPACE, comprenant l'interface temps réel (RTI) pour Simulink permettant d'intégrer des E/S dans un modèle et le logiciel d'expérimentation ControlDesk, qui permet d'accéder à l'application en temps réel pendant son exécution au moyen d'instruments graphiques.

ControlDesk est une interface de supervision permettant de visualiser en temps réel les variables d'un modèle développé sous Simulink et de modifier les différents paramètres caractérisant le mode de fonctionnement des blocs du modèle Simulink. Dans notre étude, le logiciel dSPACE ControlDesk 6.1 est utilisé pour visualiser en temps réel les données de mesure et les enregistrer sous des fichiers .mat (pouvant être récupérées sur Matlab).

La figure 2.15 illustre le schéma bloc du banc d'essai.

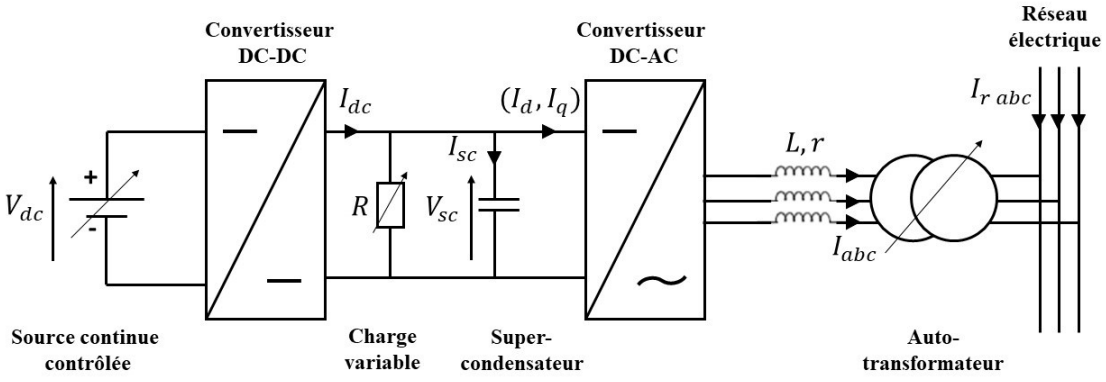


Figure. 2.15 – Schéma bloc du banc d'essai.

Dans les essais qui suivent, nous allons présenter les essais expérimentaux qui valident l'efficacité du contrôle IDA-PBC proposé.

2.7.1 Gestion d'une charge continue via SC et transfert batterie → Réseau+SC

Dans cet essai, nous validons l'efficacité du contrôle IDA-PBC dans la gestion d'un impact de charge linéaire par le SC et le transfert d'énergie de la batterie vers le réseau et le SC. Initialement, la tension aux bornes du SC est fixéa à 125V et celle aux bornes de la source DC est fixée à 196V. Les figures 2.16-2.17 montrent la réponse du système suite à l'accrochage d'une charge continue sur le bus DC.

Durant tous les essais, un courant de 1A provenant de la source DC est transféré vers le réseau ($\beta_d.I_d = \ 3.5A$). Entre les instants $t_1 = 8.5s$ et $t_2 = 16s$, on connecte au bus DC une charge de 25Ω. On peut voir à partir des deux figures 2.16-2.17 que, seul le SC gère l'impact de la charge, ce qui conduit à la baisse de la tension du bus continu V_{SC} de 125V à 110V. Les courants dans le réseau ($I_{r\ abc}$) et le courant à la sortie du bloc batterie-hacheur restent stables.

Entre les instants $t_3 = 31s$ et $t_4 = 55.2s$, le supercondensateur est chargé par 2A en utilisant la batterie (source DC) jusqu'à revenir à sa tension initiale $V_{SC} = \ 125V$. On peut voir sur la figure 2.17 que, le réseau reçoit toujours la même quantité d'énergie provenant de la batterie et n'intervient pas dans le processus de charge du SC.

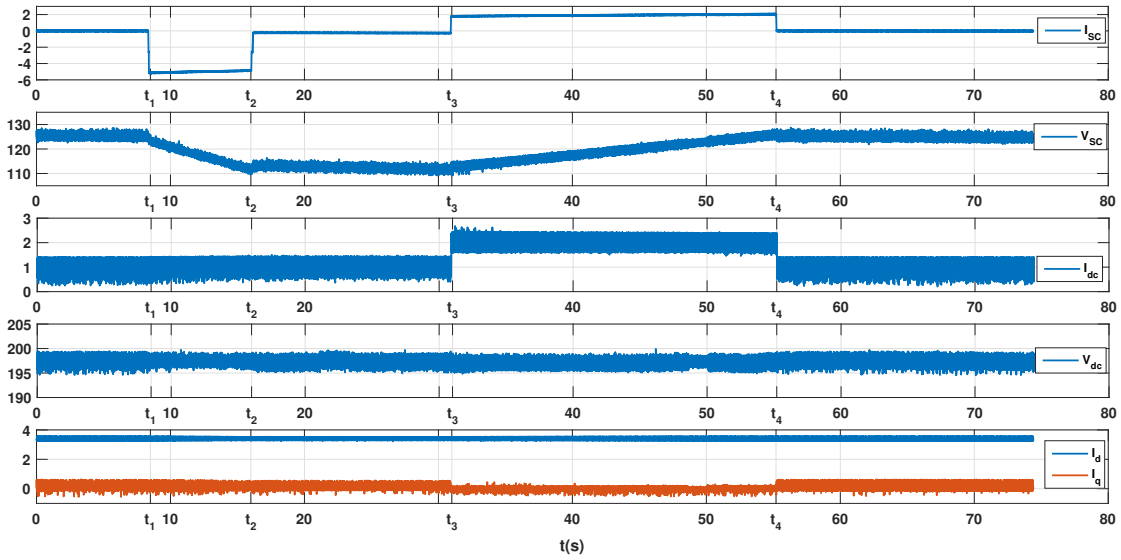


Figure. 2.16 – Réponses du système en cas de perturbation linéaire sur le bus DC.

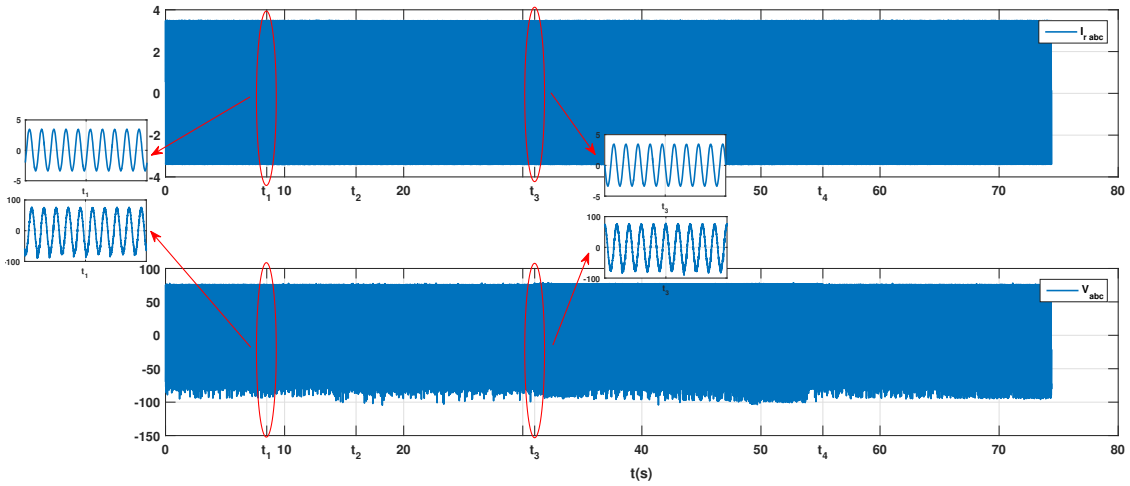


Figure. 2.17 – Réponses du réseau en cas de perturbation linéaire sur le bus DC.

2.7.2 Gestion d'une charge continue via SC et transfert batterie → Réseau et Réseau →SC

Cet essai permet de valider l'efficacité du contrôle IDA-PBC dans la gestion d'un impact de charge continue par le SC et les transferts d'énergie batterie-réseau et réseau-SC. Initialement, la tension aux bornes du SC est fixéa à 125V et celle aux bornes de la source DC est fixée à 196V. Les figures 2.18-2.19 montrent la réponse du système suite à un impact de charge continue sur le bus DC.

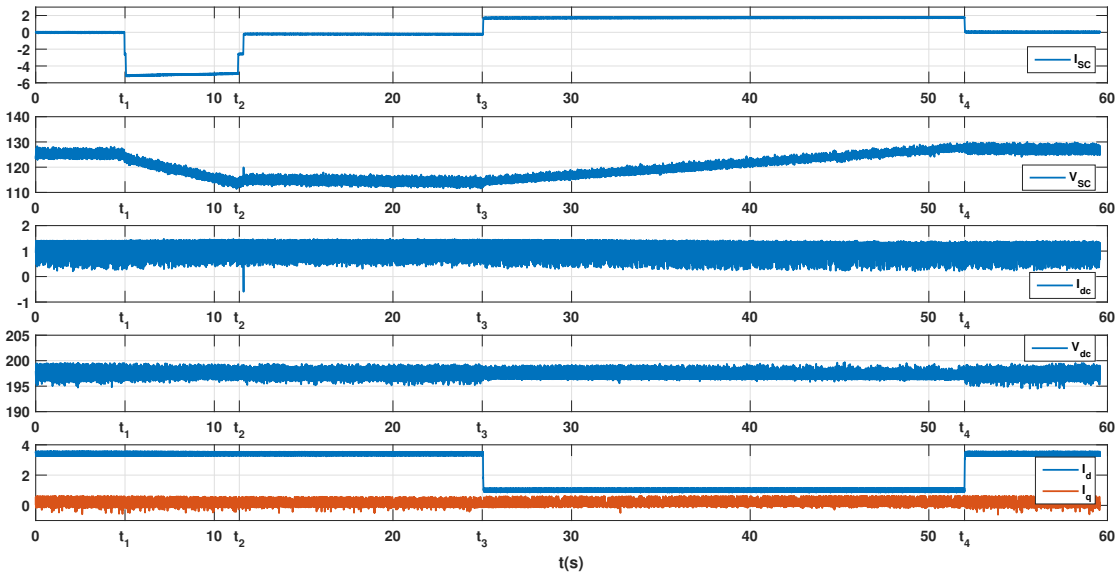


Figure. 2.18 – Réponses du système en cas de perturbation linéaire avec un transitoire sur le bus DC.

Durant tout l'essai, un courant de 1A provenant de la source DC est injecté dans le réseau ($\beta_d.I_d = 3.5A$). Entre les instants $t_1 = 5s$ et $t_2 = 11.4s$, une charge de 25Ω est connectée au bus DC. On peut voir à partir des deux figures 2.18-2.19 que, seul le SC gère la demande de la charge, ce qui conduit une baisse de tension sur le bus continu V_{SC}. Les courants dans le réseau ($I_{r\ abc}$) restent stables.

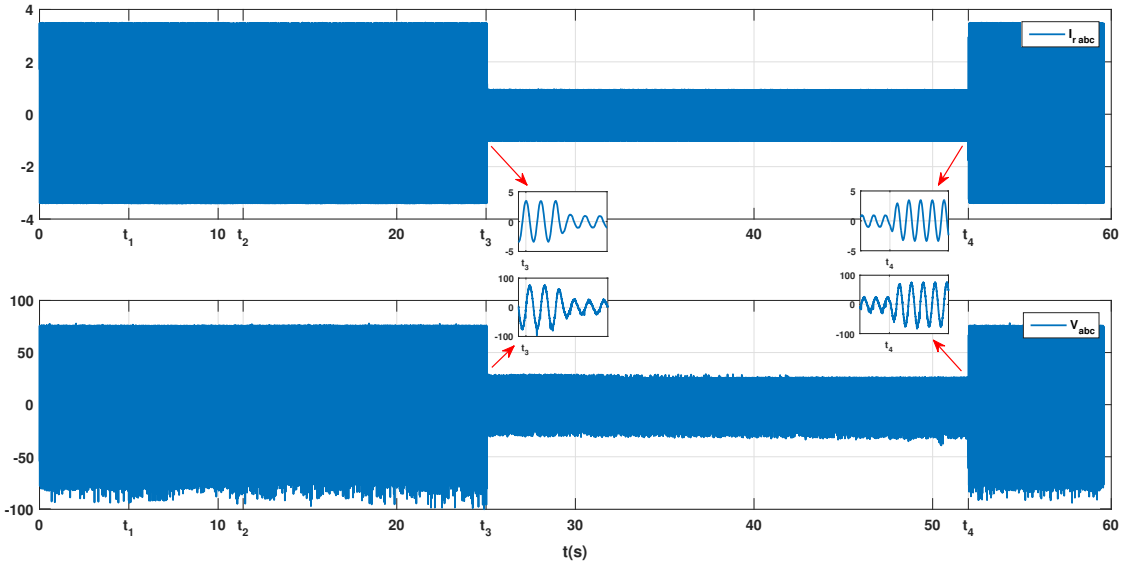


Figure. 2.19 – Réponses du réseau en cas de perturbation linéaire avec un transitoire sur le bus DC.

Entre les instants $t_3 = 25s$ et $t_4 = 52s$, le supercondensateur est chargé par 2A provenant du réseau jusqu'à revenir à sa tension initiale $V_{SC} = 125V$. On peut voir sur la figure 2.19 que, seul le réseau intervient pour charger le SC. Le courant dans la batterie reste inchangé (voir figure 2.18)

2.7.3 Gestion d'une charge variable via SC et transfert batterie → réseau+SC

Cet essai permet de valider la pertinence du contrôle IDA-PBC dans la gestion d'un impact de charge variable via le SC et le transfert d'énergie de la batterie vers l'ensemble réseau+SC. Initialement, la tension aux bornes du SC est fixée à 120V et celle aux bornes de la source DC est fixée à 196V. Les figures 2.20-2.21 montrent la réponse du système suite à l'introduction d'un impact de charge non-linéaire sur le bus DC.

Durant toute la simulation, un courant de 1A provenant de la source DC est injecté dans le réseau ($\beta_d.I_d = 3.5A$). Entre les instants $t_1 = 7.3s$ et $t_2 = 26.3s$, une charge résistive variable est connectée au bus DC. On peut voir à partir des deux figures 2.20-2.21 que, seul le SC fournit le courant demandé par la charge variable, ce qui conduit à une baisse de tension du bus continu (V_{SC}). Les courants dans le réseau ($I_{r\ abc}$) et le courant à la sortie du bloc batterie-hacheur restent stables.

Entre les instants $t_3 = 40.5s$ et $t_4 = 70s$, le supercondensateur est chargé par 2A en provenance de la batterie jusqu'à revenir à sa tension initiale $V_{SC} = 120V$. On peut voir sur la figure 2.21 que, le réseau reçoit toujours la même quantité d'énergie provenant de la batterie et n'intervient pas dans le processus de charge du SC.

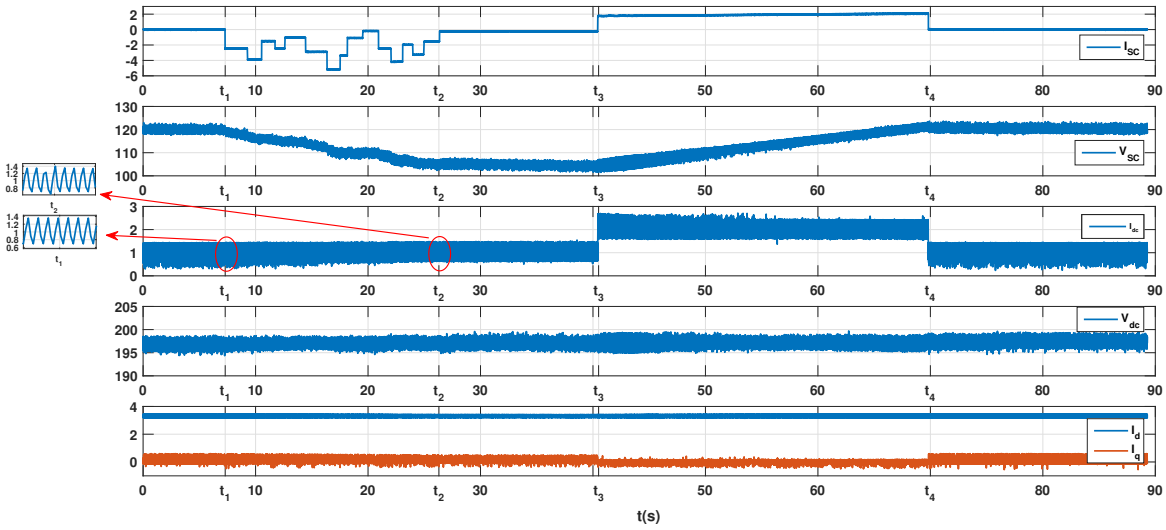


Figure. 2.20 – Réponses du système en cas de perturbation non-linéaire sur le bus DC.

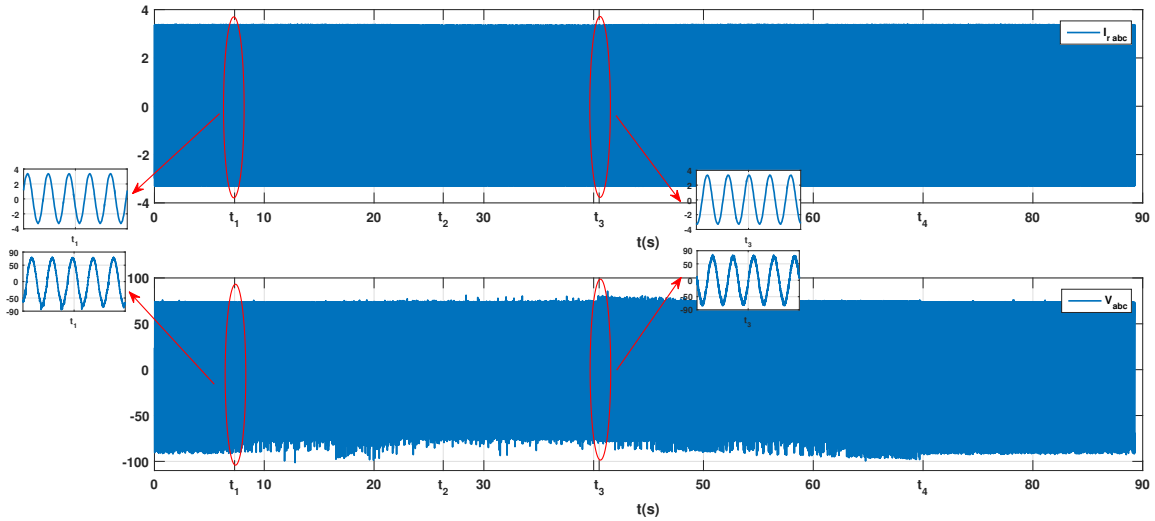


Figure. 2.21 – Réponses du réseau en cas de perturbation non-linéaire sur le bus DC.

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une formulation hamiltonienne unifiée d'un système de puissance multi-sources avec stockage. Le système est constitué de sources d'énergie renouvelables (hydraulique, solaire, éolien), considérées comme un courant perturbé exogène, avec un système de stockage d'énergie hybride batterie/SC. Le système de stockage est intégré en topologie semi-active, où la batterie est connectée au bus DC via un convertisseur DC bidirectionnel.

Le système de puissance hybride est raccordé au réseau de distribution électrique via un onduleur triphasé. L'approche hamiltonienne proposée nous a permis de concevoir une stratégie de contrôle basée sur la passivité avec assignation d'interconnexion et injection d'amortissement (IDA-PBC) permettant de :

— Gérer les perturbations transitoires via le SC pour protéger la batterie et le réseau contre les changements soudains, ce qui augmente la durée de vie de la batterie et améliore la qualité de l'énergie fournie au réseau ;
— Améliorer les performances du système en régime permanent via une action intégrale, qui vise à conduire le système à l'équilibre statique après des changements brusques.

La stabilité du système perturbé sous le contrôle IDA-PBC a été prouvée en utilisant le hamiltonien (la fonction d'énergie du système) comme fonction de Lyapunov.

Pour la commande de notre système MIMO non-linéaire avec incertitudes, la commande passive s'avère être plus performante que les autres techniques linéaires en PI. Les résultats de simulation du système hybride sous Matlab/Simulink ont montré que le contrôleur IDA-PBC présente de bonnes performances et est plus efficace pour atteindre les objectifs de contrôle déjà mentionnés, en comparaison avec des contrôleurs en PI classiques.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous avons validé expérimentalement les performances de contrôle de la commande IDA-PBC développée. Les différents essais ont validé la pertinence du contrôleur IDA-PBC dans la gestion des impacts de charge sur le bus DC dans un micro-réseau et le transfert d'énergie entre les diffèrents sous-systèmes (SC, batterie, réseau).

Chapitre 3 : Dimensionnement et gestion des flux énergétiques au sein d'un système multi-sources autonome à énergies renouvelables

3.1 Introduction

L'ambitieux plan de transition énergétique en Europe vise à parvenir à un avenir résilient à faible émission de carbone de manière sûre et rentable, en servant d'exemple à l'échelle mondiale. L'électricité a un rôle clé dans cette transition énergétique. Dans de nombreux pays européens, le retrait progressif des centrales nucléaires et au charbon a commencé pour une transition vers de nouvelles sources renouvelables comprenant principalement l'énergie solaire et éolienne pour la production d'électricité. Cependant, le solaire et l'éolien sont des sources d'énergie intermittentes et difficiles à aligner sur la demande. L'hydroélectricité soutient déjà l'intégration de l'énergie éolienne et solaire dans le réseau d'approvisionnement grâce à la flexibilité de la production ainsi qu'à son potentiel de capacité de stockage. Ces services seront beaucoup plus demandés pour réaliser la transition énergétique en Europe et dans le monde. L'hydroélectricité, au potentiel sous-exploité, présente toutes les caractéristiques pour servir d'excellent catalyseur d'une transition énergétique réussie. Cependant, cela exigera une approche plus flexible, efficace, écologiquement et socialement acceptable permettant d'augmenter la production hydroélectrique pour compléter la production d'énergie éolienne et solaire. En particulier :

- Accroître la production hydroélectrique grâce à la mise en oeuvre de nouveaux projets hydroélectriques polyvalents respectueux de l'environnement en utilisant des infrastructures existantes ;
- Augmenter la flexibilité de la production à partir des centrales hydroélectriques existantes par l'adaptation et l'optimisation des infrastructures et des équipements combinés à des solutions innovantes pour l'atténuation des impacts environnementaux ;
- Accroître le stockage par la construction de nouveaux réservoirs, qui doivent non seulement assurer un approvisionnement énergétique flexible, mais qui soutiennent également l'approvisionnement en eau.

C'est dans ce contexte que s'inscrit le projet collaboratif EdGeWIsE (Energy and Water Systems Integration and Management) entre les pays euro-méditerranéen Portugal, France, Tunisie, Grèce, Chypre et Malte, dont le principal axe de recherche vise à contribuer à l'intégration des systèmes d'eau et d'énergie dans un seul système hautement efficace. Afin de réaliser cette vision, un système de production d'électricité hybride autonome intégrant un générateur solaire photovoltaïque, une centrale hydraulique et des batteries a été mise en oeuvre en contexte urbain et en environnement réel dans la ville de Covilhã, au Portugal. Ce système est destiné à tirer parti du potentiel gravitationnel du débit d'eau et de l'énergie renouvelable solaire pour répondre aux besoins énergétiques d'un profil de puissance donné.

La première étape de la conception d'un tel système consiste à déterminer la capacité nécessaire de chaque source d'énergie pour satisfaire la demande. La deuxième étape est de gérer d'une façon optimale les échanges d'énergie entre les différents composants (source, stockage et charge). Une stratégie de gestion d'énergie a pour rôle de gérer les flux d'énergie entre les différents sous-systèmes et de contrôler le processus de charge/décharge des structures de stockage également. Le choix d'une stratégie de gestion d'énergie dépend du système de stockage, de la nature de production, de la consommation et de la fiabilité de l'énergie.

Ce chapitre comprend quatre parties. Dans la première partie, nous présentons l'architecture de notre système multi-sources autonome PV/hydroélectricité/batteries. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à l'estimation des potentiels énergétiques des différentes sources d'énergie. Dans la troisème partie, nous nous intéressons à la gestion des flux énergétiques au sein du système. Dans la dernière partie de ce chapitre, on discutera des résultats de simulation du système sous Matlab.

3.2 Architecture du système PV autonome

Le système de production d'électricité hybride autonome implémenté est constitué principalement d'un générateur solaire photovoltaïque, une centrale hydraulique, des batteries et une charge DC. La figure 3.1 illustre le système d'énergie mis en oeuvre.

L'objectif principal de la mise en oeuvre d'un tel système est d'optimiser l'efficacité de l'énergie produite par rapport à l'énergie consommée. Dans des conditions idéales et constantes, le système fonctionne comme suit : pendant la nuit, de l'hydroélectricité est produite pour alimenter l'éclairage public d'un parc de 21h à 5h du matin via une turbine hydraulique conventionnelle et pendant la journée, l'énergie solaire est produite pour alimenter une pompe qui stocke le potentiel en eau dans un réservoir supérieur (à utiliser la nuit et en cas d'un déficit de production solaire pendant la journée) et pour faire fonctionner une fontaine de jardin de 8h à 14h.

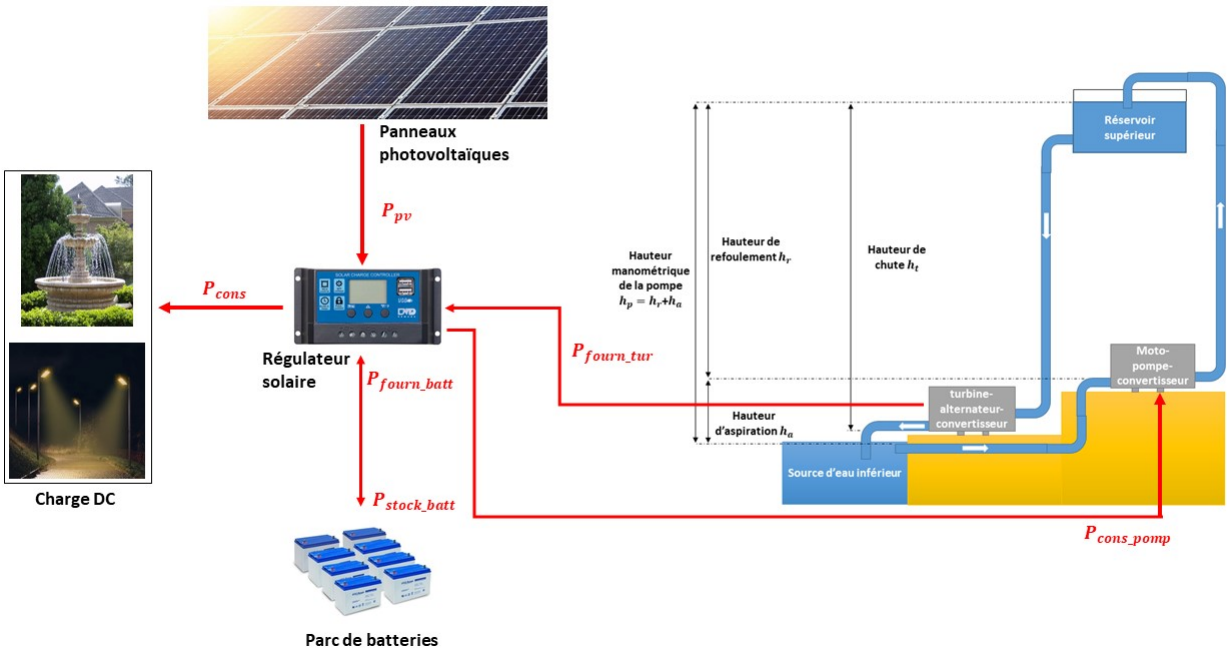


Figure. 3.1 – Architecture basique du système intégré d'énergie et d'eau à mettre en oeuvre dans le Parc Alexandra Aibéo (Jardin Botanique).

Les microgrids PV autonomes performants tirent généralement parti d'une combinaison de stockage hydraulique/batteries pour générer une électricité fiable et réduire les coûts de production : le stockage hybride par pompage hydraulique et batteries est utilisé compte tenu de l'excès/déficit de la quantité d'énergie nette (la différence entre production PV et consommation), pour équilibrer la demande de production et atténuer l'intermittence de la source photovoltaïque. Pour cette raison, un système de batteries est également mis en place comme dispositif de secours pour stocker l'énergie excédentaire produite par les panneaux solaires si le réservoir supérieur est plein et fournir de l'énergie durant les jours sans soleil et si le réservoir supérieur est vide.

À ce titre, le Jardin Botanique, situé dans le parc Alexandre Aibéo (qui s'étend sur une superficie de $12000m^2$) a été sélectionné, dans lequel il y a un réservoir supérieur et une source d'eau inférieure. Les figures 3.2 et 3.3 présentent respectivement le site de mise en oeuvre du système avec l'emplacement du réservoir supérieur d'eau (HWT) et la source d'eau inférieure (LWT), et le profil de la consommation d'électricité journalière.



Figure. 3.2 – Site de mise en oeuvre du système - Parc Alexandre Aibéo (Jardin botanique), Covilha, Portugal (HWT : réservoir d'eau supérieur ; LWT : source d'eau inférieure) [1]

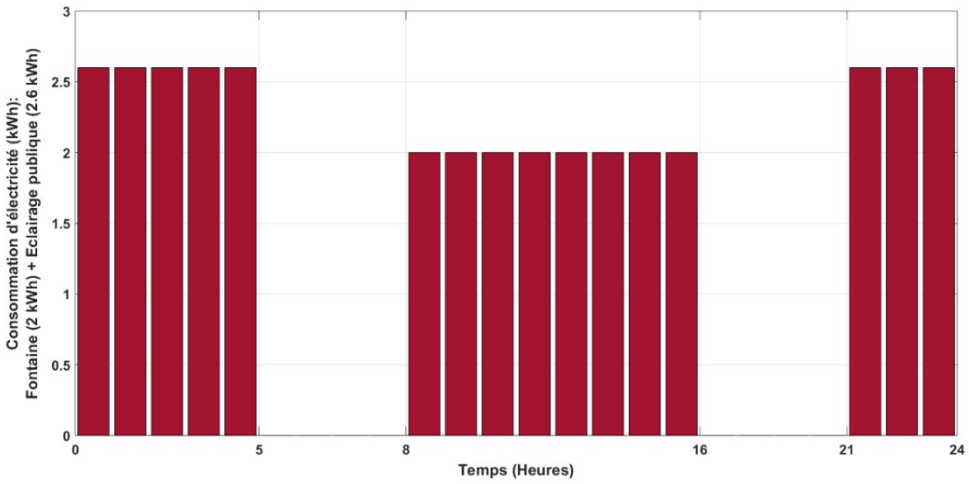


Figure. 3.3 – Profil journalier de la consommation d'électricité (kWh) : Fontaine ($2kWh$) et Eclairage publique ($2.6kWh$).

L'étude de faisabilité pour le développement du concept théorique et la mise en oeuvre du prototype comprend, dans une première phase, l'analyse hydraulique du terrain dont l'objectif consiste à identifier la hauteur nette et le débit disponible entre le réservoir supérieur et la source d'eau, ainsi que le potentiel énergétique associé. À un stade ultérieur, il faut procéder à une analyse des caractéristiques du site à travers des cartes et des photos satellites dans le but de reconnaître deux variables supplémentaires majeures : l'orientation et l'intensité du rayonnement solaire, dont la dépendance influencera l'ensemble du processus de développement et de conception du prototype. Une troisième étape consiste à faire des premières estimations de l'énergie produite au choix des équipements à installer pour les 3 types d'énergies à mettre en oeuvre : hydraulique, solaire et électrochimique.

3.3 Pré-dimensionnement du système

3.3.1 Estimation du potentiel hydraulique

3.3.1.1 Estimation des débits

La différence d'altitude entre les surfaces libres du réservoir du haut et de la source d'eau du bas est égale à $h = 15m$.

On adoptera dans ce qui suit la configuration la plus simple permettant de choisir les composante du système hydraulique : $h_p = h_t = h$, où h_p est la hauteur manométrique (HMT) de la pompe et h_t est la hauteur de chute (voir figure 3.1).
Pour estimer le débit nominal de fonctionnement du système hydraulique, on supposera dans ce qui suit que le débit d'eau arrivant à l'entrée du réservoir supérieur d'eau est égal à celui de sa sortie (vers la source d'eau inférieure).

L'estimation du débit nominal Q, qui représente le débit optimal de fonctionnement de la turbine, repose principalement sur la connaissance des variations du débit d'eau. Les variations du débit d'eau sont généralement représentées par un graphique, qui est obtenu en traçant sur une année entière la courbe des débits moyens journaliers à la sortie du réservoir d'eau supérieur, classés par ordre décroissant. Les figures 3.4 et 3.5 représentent les deux courbes des débits moyens journaliers pour les années 2015 et 2016. En s'appuyant sur les figures 3.4 et 3.5, le débit nominal Q est estimé à $0.03m^3/s$.

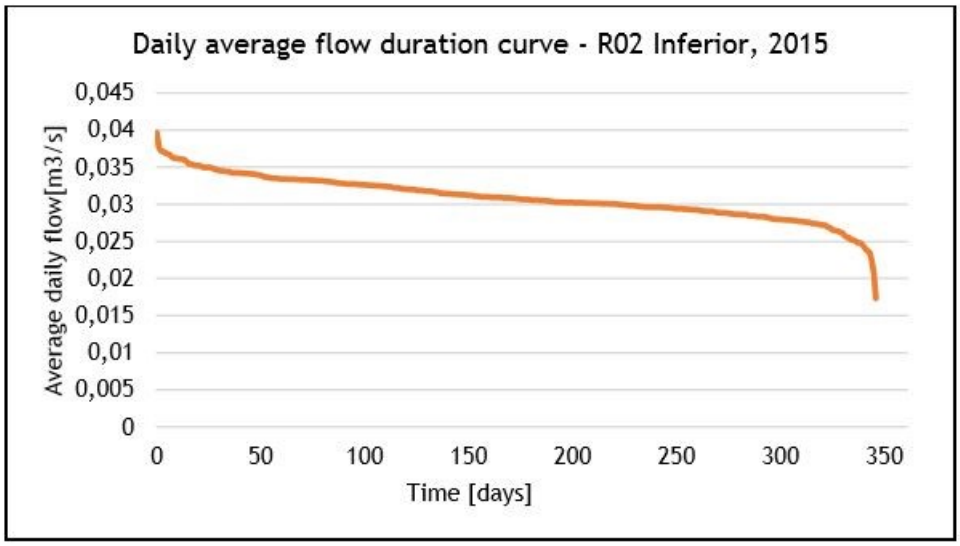


Figure. 3.4 – Les débits moyens journaliers à l'entrée de la source d'eau inférieure R02 en 2015 [1]

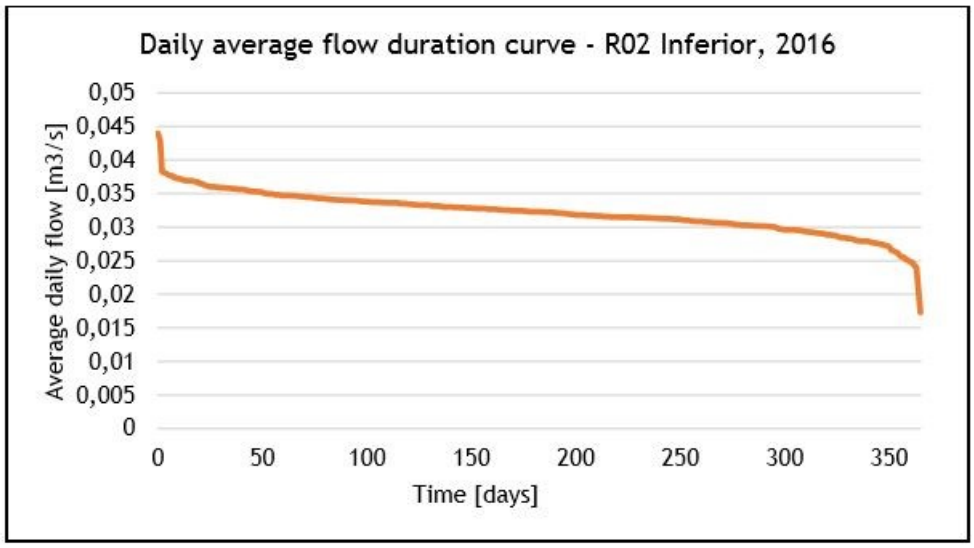


Figure. 3.5 – Les débits moyens journaliers à l'entrée de la source d'eau inférieure R02 en 2016 [1]

3.3.1.2 Choix de la turbine

Le choix de la turbine se fait en utilisant la classification des turbines de la figure 3.6. Pour un débit nominal $Q = 0.03m^3/s = 30l/s$, la seule possibilité est d'utiliser une turbine Pelton.

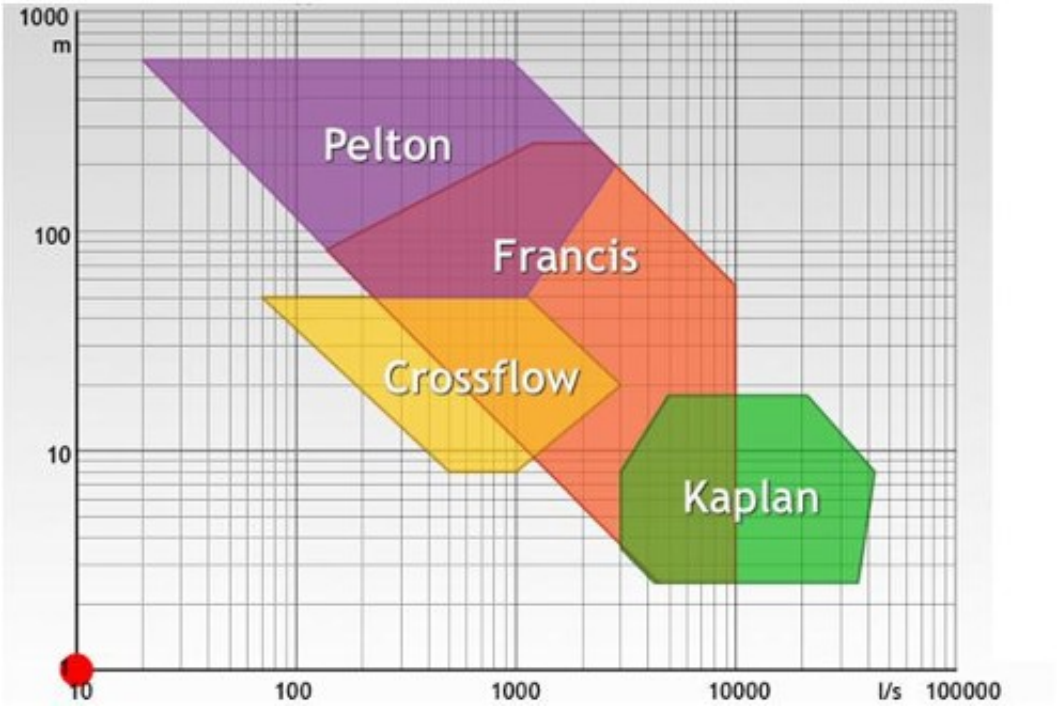


Figure. 3.6 – Les types des turbines hydrauliques.

Après avoir choisi le type de turbine, il est nécessaire de déterminer la puissance maximale que peut générer la turbomachine. Cette puissance génératrice $P_{gen}(kW)$ est obtenue avec la formule :

$$P_{gen} = \eta_{gen}.P_{mec} \tag{3.1}$$

où η_{gen} est le rendement de la génératrice et $P_{mec}(kW)$ est la puissance mécanique à l'arbre de la génératrice. La puissance P_{mec} est calculée comme suit :

$$P_{mec} = \eta_{hyd}.P_{hyd} \tag{3.2}$$

où η_{hyd} est le rendement hydraulique et $P_{hyd}(kW)$ est la puissance hydraulique. La puissance P_{hyd} est calculée suivant la formule :

$$P_{hyd} = \frac{\rho.g.Q.h}{1000} \tag{3.3}$$

où $\rho = 1000kg/m^3$ est la masse volumique de l'eau, $g = 9.81m/s^2$ est l'accélération de la pesanteur, $Q = 0.03m^3/s$ est le débit nominal et $h = 15$ m est la hauteur de chute.

Les rendements η_{hyd} et η_{gen} sont déterminés à l'aide des abaques en fonction du type de turbine, des débits classés et de la puissance prévue de l'aménagement hydroélectrique. La figure 3.7 illustre les courbes des rendements hydrauliques pour les différents types de turbine. Le rendement est maximum lorsque le débit qui traverse la turbine est égal au débit nominal. A débit nominal, la turbine Pelton a un rendement hydraulique maximale $\eta_{hyd} = 88\%$. La figure 3.8 illustre le rendement de la génératrice en fonction de la puissance prévue de l'aménagement hydroélectrique. Pour une puissance électrique inférieure à $5kW$, le rendement minimal de la génératrice est $\eta_{gen} = 80\%$. En remplaçant les valeurs de η_{gen} et η_{hyd} dans (3.1), on aura $P_{gen} = 3kW$.

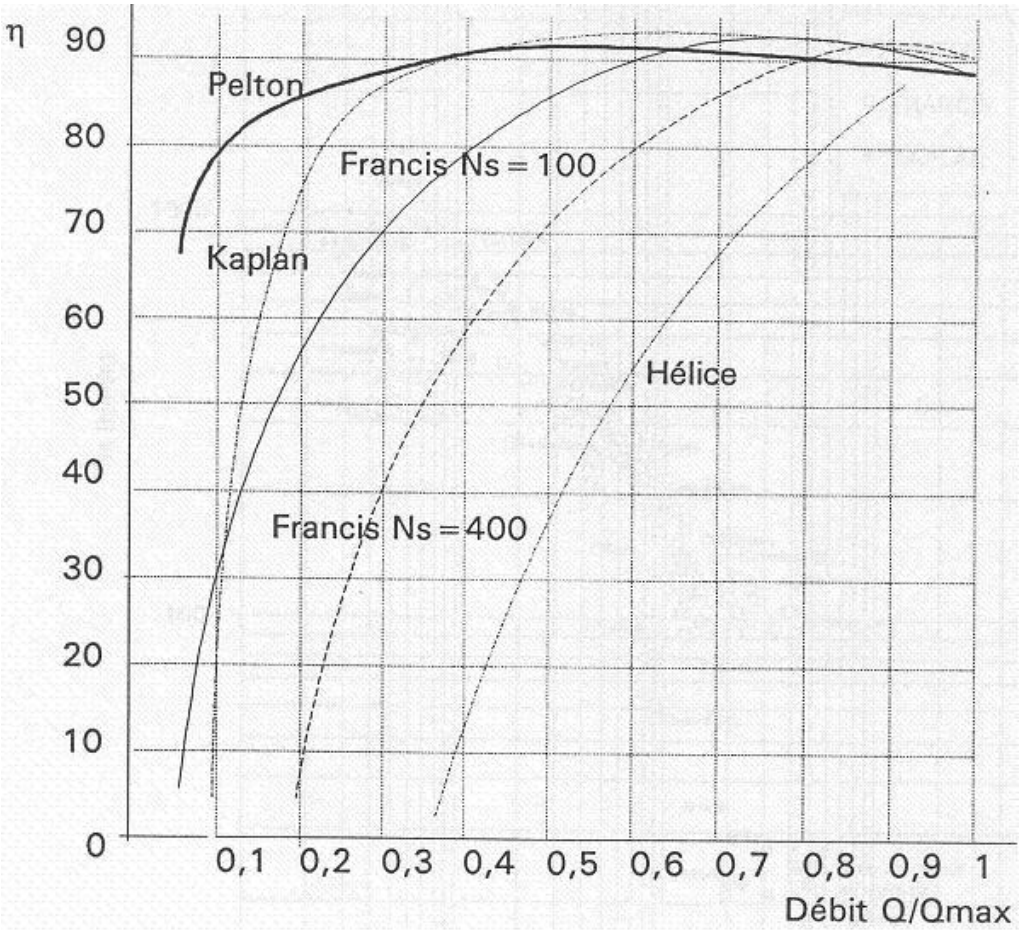


Figure. 3.7 – Courbes de rendement de diverses turbines.

$P_{él}$ [kW]	η_{gmax}
1 à 5	80% – 85%
5 à 20	85% – 90%
20 à 100	90% – 95%
> 100	95%

Figure. 3.8 – Rendement de la génératrice.

Dans la suite, nous utiliserons une turbine Pelton dont la courbe de rendement est donnée par le tableau 3.1. Dans ce tableau, le rendement et la puissance produite par la turbomachine sont déterminés pour chaque débit mesuré.

Débit Q/Q_{max}	**Rendement** (%)	**Puissance** (kW)
0 %	0 %	0,00
5 %	66 %	0,11
6 %	70 %	0,14
8 %	76 %	0,21
10 %	80 %	0,27
15 %	84 %	0,43
20 %	86 %	0,59
35 %	90 %	1,07
50 %	92 %	1,57
80 %	90 %	2,45
100 %	88 %	3,00

Table 3.1 – Courbe de rendement de la turbine Pelton.

3.3.1.3 Choix de la pompe

Le choix de la pompe se fait en utilisant la classification des pompes en fonction du débit nominal et de la hauteur de chute de la figure 3.9. Pour le débit nominal $Q = 0.03m^3/s = 30l/s$ et la hauteur brute nette $h = 15m$, la seule possibilité est d'utiliser une pompe centrifuge à volute. On peut également remarquer à partir de la figure 3.9, que le point de fonctionnement de la pompe (indiquant le débit qu'elle peut fournir pour une hauteur donnée) est inférieur à $5kW$.

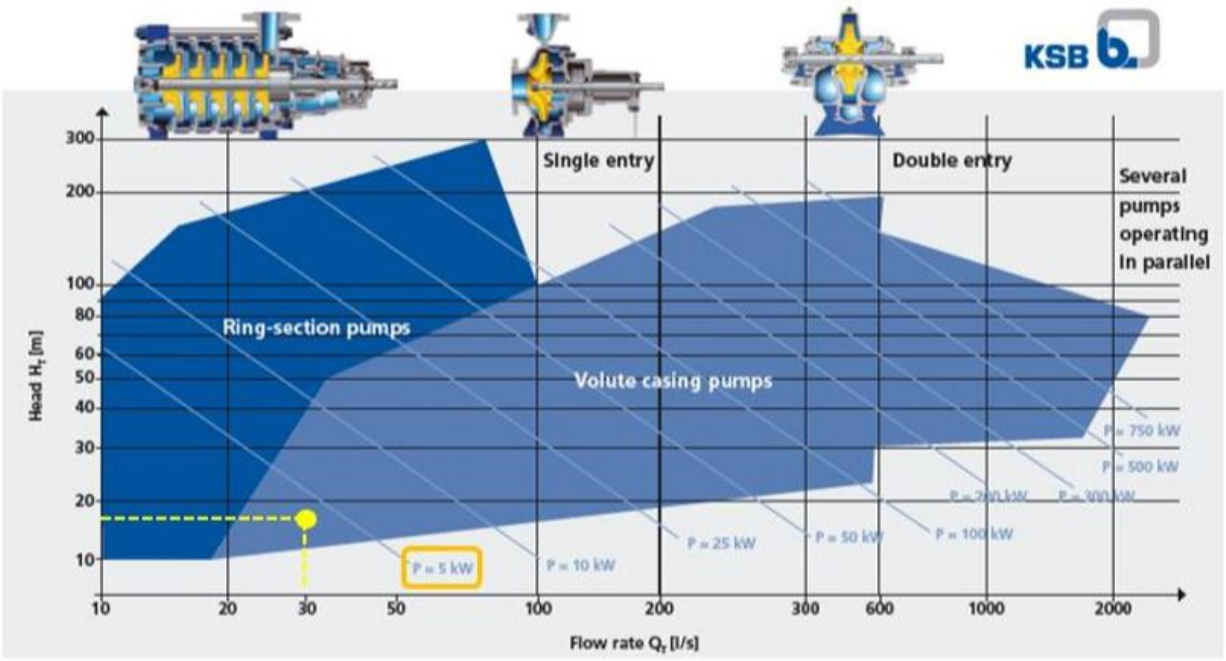


Figure. 3.9 – Les types de pompes en fonction du débit nominal et de la hauteur nette (fournie par KSB).

Pour calculer précisément la puissance minimale absorbée par le moteur électrique $P_{mot}(kW)$ nécessaire pour pomper de l'eau du bas vers le réservoir supérieur, on utilise la formule suivante :

$$P_{mot} = \frac{P_{mecp}}{\eta_{mot}} \tag{3.4}$$

Où η_{mot} est le rendement du moteur et $P_{mecp}(kW)$ est la puissance mécanique à l'arbre du moteur. La puissance P_{mecp} est calculée comme suit :

$$P_{mecp} = \frac{P_{hyd}}{\eta_{hyd}} \tag{3.5}$$

On obtient ainsi,

$$\begin{aligned} P_{mot} &= \frac{P_{mecp}}{\eta_{mot}} \\ &= \frac{P_{hyd}}{\eta_{mot}.\eta_{hyd}} \\ &= \frac{\rho.g.Q.h}{1000.\eta_{mot}.\eta_{hyd}} \\ &= \frac{4,4145}{\eta_{tot}} \end{aligned}$$

avec $\eta_{tot} = \eta_{mot}.\eta_{hyd}$.

Par la suite, nous utiliserons une pompe centrifuge dont la courbe de rendement est donnée par le tableau 3.2. Dans ce tableau, le rendement et la puissance absorbé par la motopompe sont déterminés pour chaque débit mesuré.

Débit Q/Q_{max}	**Rendement** (%)	**Puissance** (kW)
0 %	0 %	0,00
16 %	40 %	4,69
22 %	50 %	5,25
28 %	60 %	5,63
34 %	70 %	5,89
41 %	75 %	6,50
50 %	80 %	7,50
63 %	85 %	8,82
72 %	85 %	10,15
81 %	80 %	12,19
88 %	75 %	14,00
94 %	70 %	16,07
100 %	60 %	20,00

Table 3.2 – Courbe de rendement de la pompe centrifuge.

3.3.1.4 Estimation de la capacité de stockage du réservoir supérieur d'eau

La capacité requise du réservoir supérieur d'eau est décrite par l'équation suivante [128] :

$$C_r = \frac{n_h.E_L.3,6.10^6}{\eta_{tur}.\rho.g.h_{tur}} \tag{3.6}$$

où C_r est la capacité d'installation du réservoir supérieur en m^3, n_h est le nombre de jours d'autonomie du réservoir supérieur, $E_L(kWh)$ est la consommation énergétique quotidienne de la charge et $\eta_{tur}(\%)$ est le rendement global de la turomachine ($\eta_{tur} = \eta_{gen}.\eta_{hyd}$). L'industrie a adopté le terme "jours d'autonomie" comme moyen de spécifier la taille d'un système de stockage en fonction des besoins particuliers du site ; ceci est défini comme le nombre de jours pendant lesquels le système de stockage peut alimenter les charges du site sans aucun support de la source de génération PV. Compte tenu du local dédié à l'installation du réservoir supérieur, environ $2000m^3$, 1 jour d'autonomie est assuré dans cette étude. Grâce à la formule précédente, on peut estimer de façon préliminaire la capacité du réservoir supérieur d'eau à $C_r = 1279m^3$.

3.3.2 Estimation du potentiel solaire

3.3.2.1 Capacité de l'installation PV

Dans une première estimation de l'énergie solaire, l'Atlas de l'environnement national peut être consulté pour obtenir le rayonnement solaire moyen et annuel (en heures), l'irradiation solaire mensuelle moyenne (kWh/m^2) et la température moyenne ($°C$) du site.

Le potentiel de production d'énergie solaire au Portugal est plus élevé dans la partie sud du pays, en particulier dans les régions de l'Alentejo et de l'Algarve. Dans le cas de la ville de Covilhã, une ville du district de Castelo Branco de la région Centre, et plus précisément dans l'ancienne paroisse de São Martinho de Anta (où se trouve le parc A. Aibéo), l'ensoleillement dure entre 2200 et 2900 heures en moyenne par an, comme l'indique la figure 3.10.

La figure 3.11 montre également l'ensoleillement mensuel moyen sur l'année à Covilhã (Région Centre), Portugal. En moyenne, décembre a le plus faible ensoleillement et juillet est le plus ensoleillé. Le tableau 3.3 montre la moyenne des heures d'ensoleillement par jour à Covilhã.

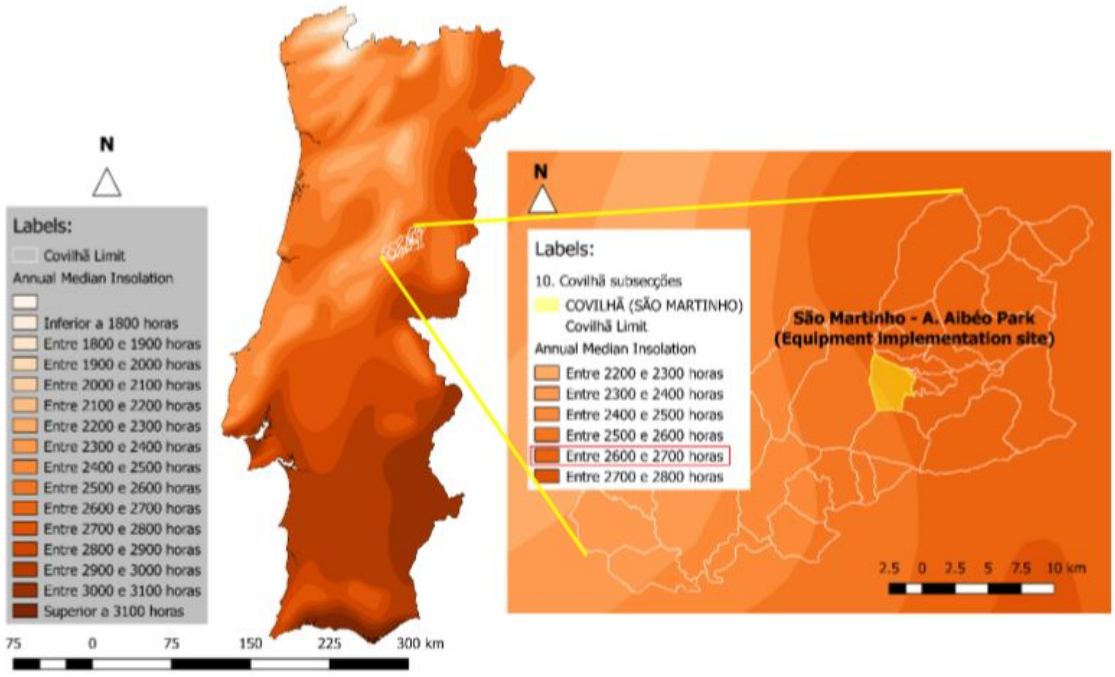


Figure. 3.10 – Ensoleillement annuel moyenne du Portugal (à gauche) et de Covilhã (à droite).

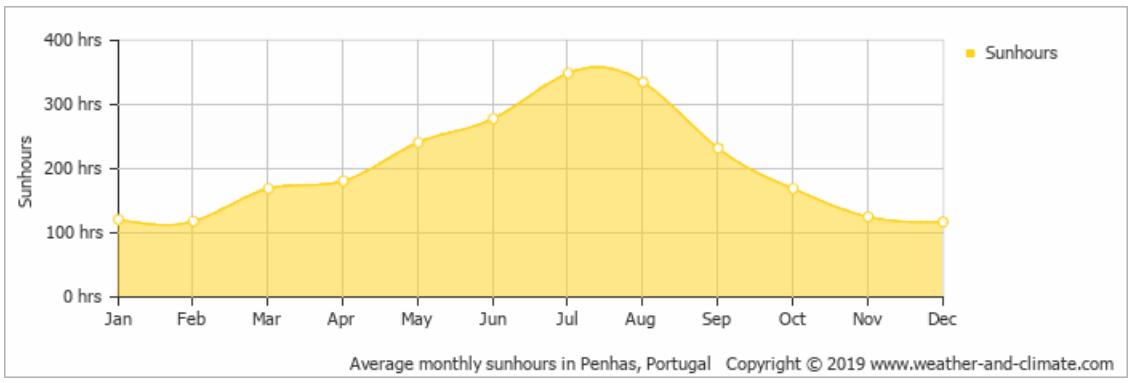


Figure. 3.11 – Le nombre d'heures d'ensoleillement sur l'année à Covilhã, Portugal.

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Heures d'ensoleillement	5	6	7	8	10	11	12	12	9	7	5	5

Table 3.3 – La moyenne des heures d'ensoleillement par jour à Castelo Branco. (Copyright Climatsetvoyages.com.)

Au même titre, les figures 3.12 et 3.13 montrent l'irradiation solaire moyenne mensuelle (qui représente une moyenne de $4,31 kW/m^2/jour$) et la température ambiante de la ville de Covilhã. Les mois de juillet et août ont une température moyenne agréable.

En moyenne, le mois le plus chaud est juillet et le mois le plus frais est janvier. La température maximale annuelle moyenne est de $20°C$ et la température minimale annuelle moyenne est de $5°C$.

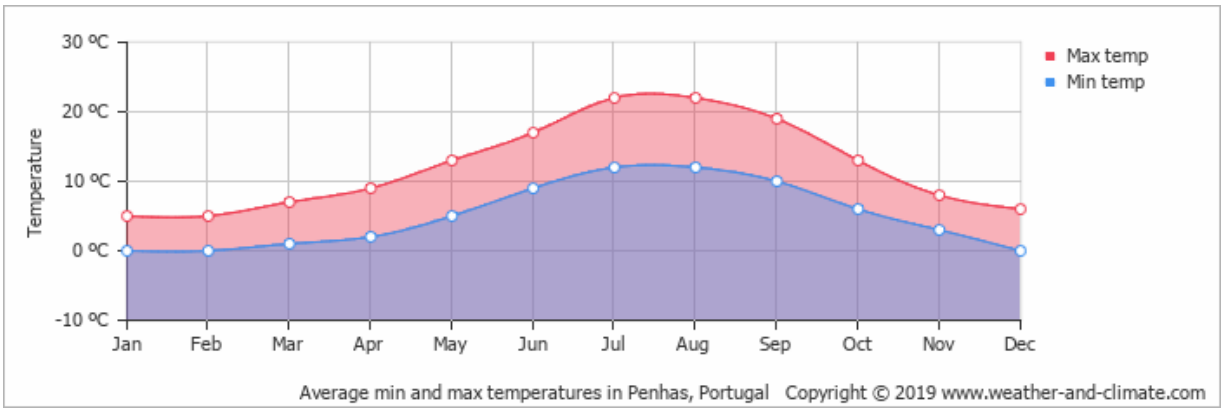


Figure. 3.12 – Les températures min et max moyennes sur l'année à Covilhã, Portugal.

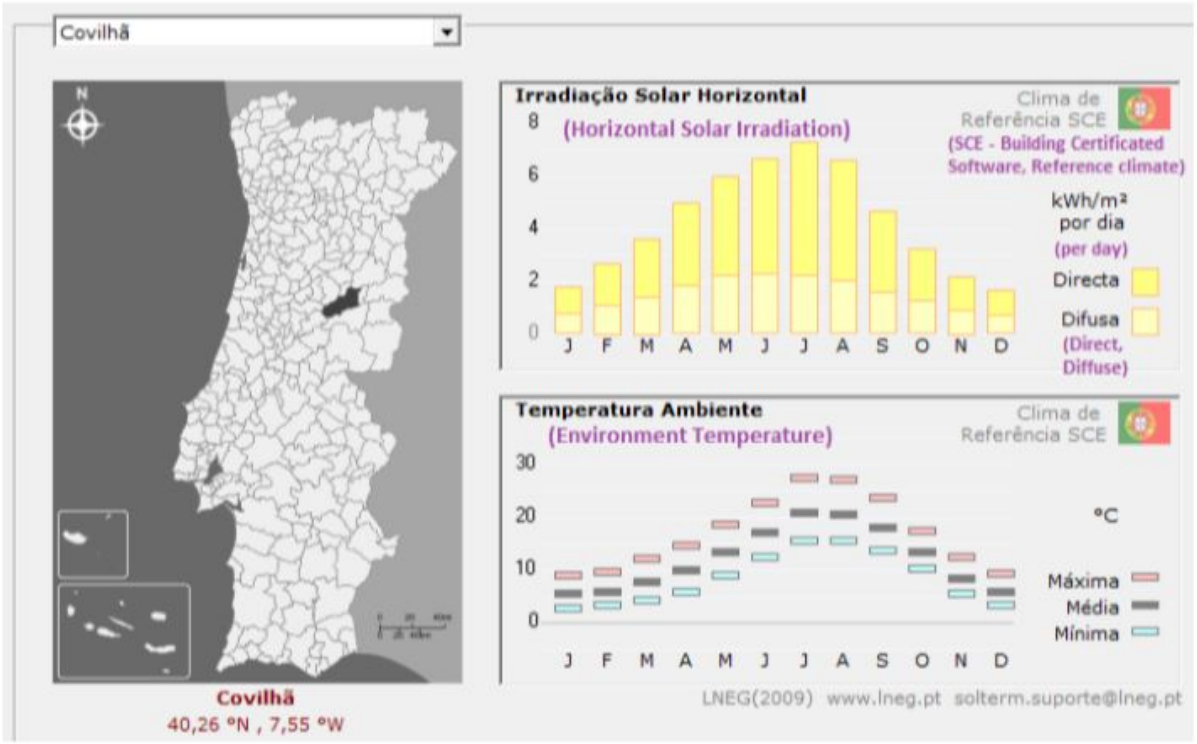


Figure. 3.13 – Irradiation solaire mensuelle et température ambiante de la ville de Covilhã.

A partir de ces données, nous allons estimer la capacité du générateur photovoltaïque C_{PV} nécessaire pour alimenter l'ensemble du système. La capacité d'installation souhaitée du générateur photovoltaïque C_{PV} est donnée par l'équation suivante [31] :

$$C_{PV} = \frac{E_L}{\eta_c . T_{ps} . (1 - e)} \tag{3.7}$$

Où η_c est l'efficacité globale de conversion estimée à 80% dans cette étude, T_{ps} est la moyenne du nombre d'heures d'ensoleillement par jour et e est le facteur de perte global pour le générateur photovoltaïque (température élevée, saletés, poussières, ombrage,) estimé à 15% dans cette étude.

La méthode de dimensionnement du générateur PV la plus couramment utilisée est la méthode du pire mois WMM (Worst Month Method) qui implique que la capacité du système PV doit être calculée de telle sorte que le générateur PV puisse fonctionner correctement pendant le mois où la demande d'énergie est la plus élevée et l'ensoleillement est le plus faible [129, 130]. Dans notre cas, le profil de la consommation est le même pour tous les mois. Alors, nous devons choisir le mois où l'ensoleillement est le plus faible. En se référant au tableau 3.3, on adoptera $T_{ps} = 5h/jour$. Ainsi, la capacité photovoltaïque requise pour alimenter l'ensemble du système est estimé à $C_{PV} = 11kWc$.

Dans cette étude, on utilisera les données horaires de la production PV en KW en 2016. Ces valeurs sont générées par PVsyst, un progiciel pour l'étude, le dimensionnement, la simulation et l'analyse des données des systèmes PV. Pour une capacité de 11 kWc, la production PV totale annuelle est de 16.46 MWh. Les profils annuels de la production PV et de la consommation sont données par la figure 3.14.

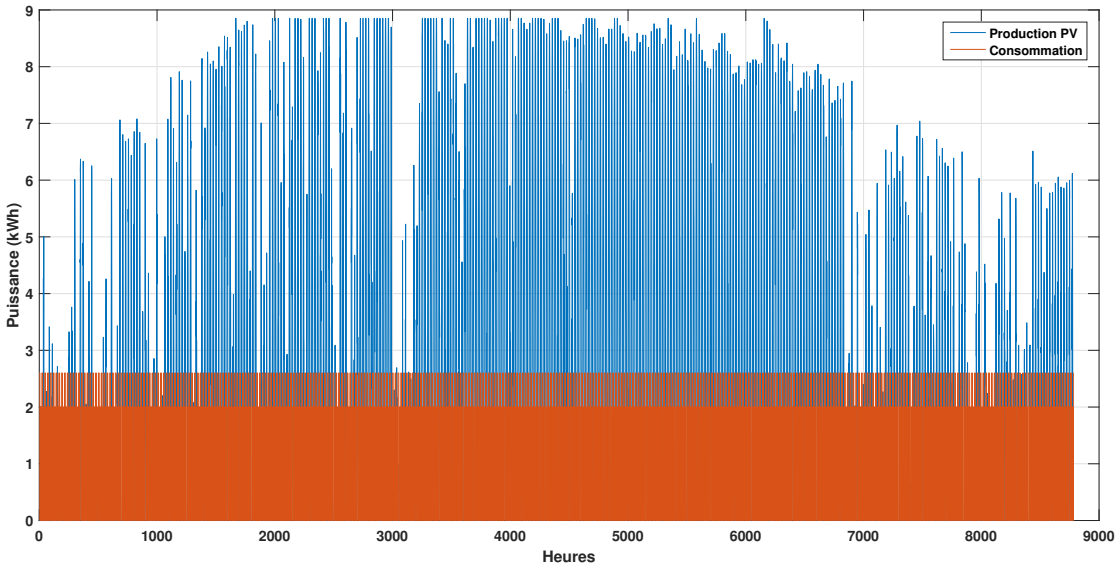


Figure. 3.14 – Profils annuels de la production photovoltaïque et de la consommation.

En se conformant aux données du service européen de surveillance de la terre Copernicus sur le changement climatique, le mois le plus froid de l'année est celui de janvier et le mois de juillet est celui le plus chaud de l'année. Les figures 3.15 et 3.16 donnent les profils horaires de la production PV et de la consommation durant les mois de janvier et juillet. Les 3.17 et 3.18 donnent les profils horaires de la production PV et de la consommation le 1er janvier et le 1er juillet.

Comme le montrent les figures ci-dessous, les panneaux solaires ne produisent évidemment pas d'électricité la nuit. Mais en été, ils ont tendance à produire un surplus d'énergie pendant la journée. Ces résultats justifient amplement la mise en place d'un système de stockage afin d'équilibrer la production et la demande : produire de l'électricité en cas de déficit de production PV durant la journée, pendant la nuit et les jours nuageux ; et stocker le surplus d'énergie générée par les panneaux PV durant la journée.

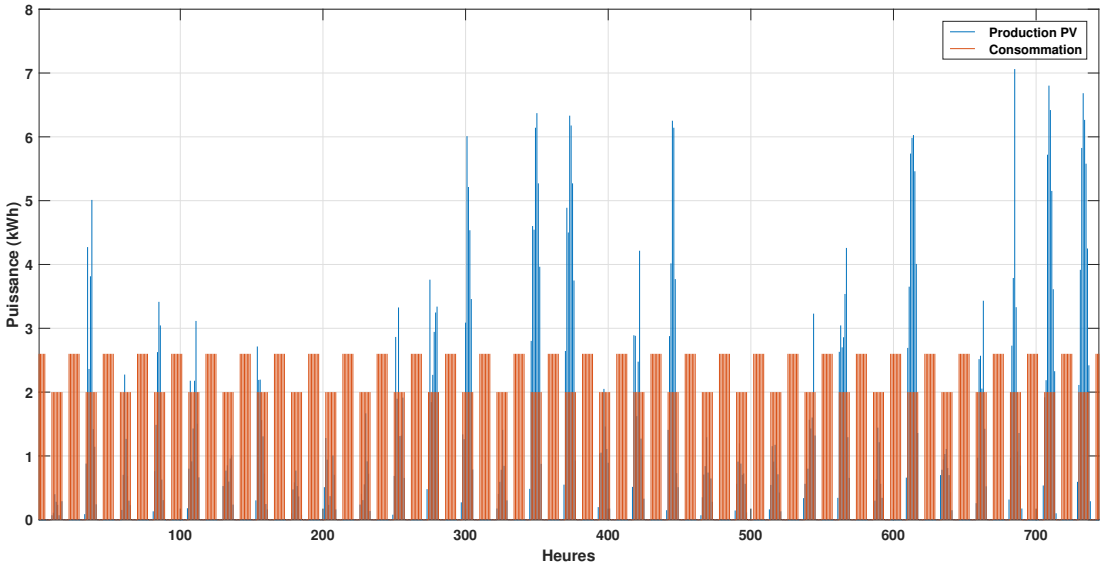


Figure. 3.15 – Profils horaires de la production PV et de la consommation en janvier.

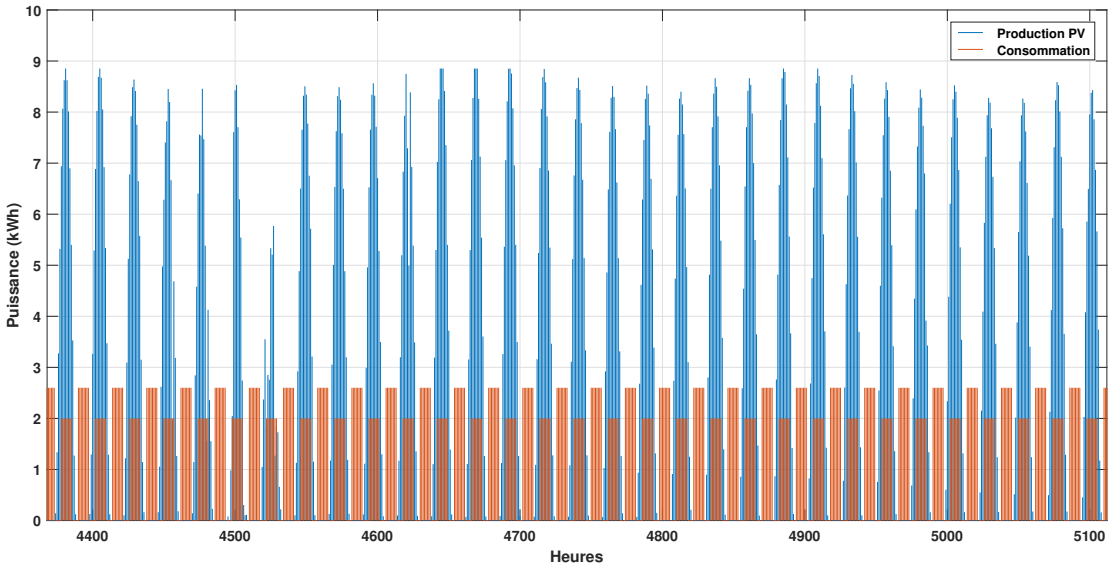


Figure. 3.16 – Profils horaires de la production PV et de la consommation en juillet.

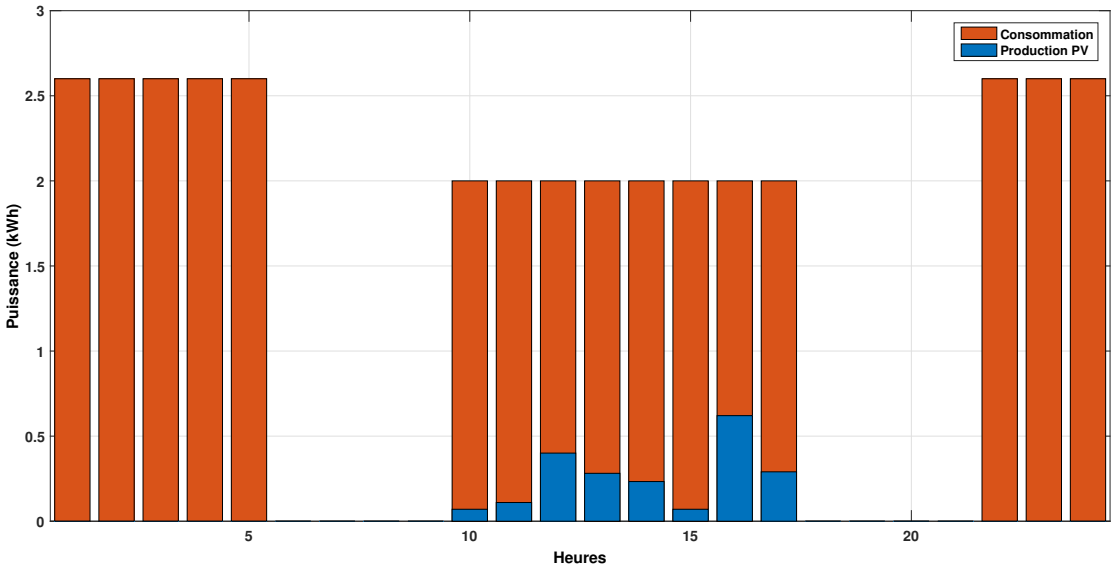


Figure. 3.17 – Profils horaires de la production PV et de la consommation le 1^{er} janvier.

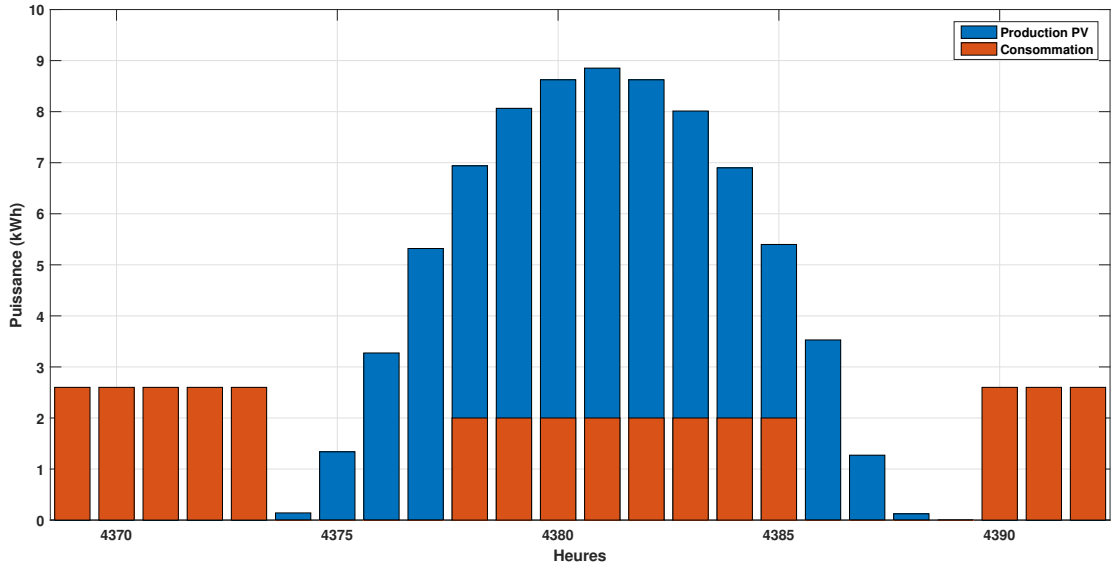


Figure. 3.18 – Profils horaires de la production PV et de la consommation le 1^{er} juillet.

3.3.2.2 Choix du contrôleur de charge

Un contrôleur de charge solaire est un régulateur de tension ou de courant qui se situe entre les panneaux photovoltaiques et la batterie. Il permet ainsi de charger la batterie et l'empêcher de se surcharger. Le choix de la technologie du contrôleur de charge dépend à la fois de la puissance des panneaux à installer et de la tension du parc de batteries.

Il existe trois types différents de contrôleurs de charge solaire [131, 132, 133] :

— L'interrupteur simple, qui branche et débranche les panneaux solaires des batteries à l'aide d'un comparateur de tension et d'un relais de puissance ;

— Le régulateur de charge solaire PWM (Pulse Width Modulated), qui fonctionne uniquement pour des panneaux ayant le même voltage que les batteries sur lesquelles ils sont branchés. Il possède la fonction unique d'abaisser le courant des panneaux solaires et l'adapter au courant de charge de la batterie. Le régulateur PWM est très économique et idéal pour les petites installations ;

— Le régulateur de charge solaire MPPT (Maximum Power Point Tracking), capable d'exploiter pleinement un panneau solaire avec une tension beaucoup plus élevée que le banc de batteries et permet donc de produire plus de puissance de sortie qu'un contrôleur PWM. Contrairement au contrôleur de charge PWM qui ne considère que le courant pour charger la batterie, le contrôleur MPPT prend en compte toute la puissance du panneau solaire : il permet d'abaisser la tension des panneaux PV à la tension de la batterie et faire varier la puissance de sortie pour correspondre à la batterie connecté. Le régulateur MPPT permet d'obtenir jusqu'à 30% de rendement supplémentaire par rapport à un régulateur PWM.

Dans notre étude, nous utiliserons un régulateur solaire MPPT. La puissance nominale d'entrée du contrôleur de charge (kW) doit être environ 10% plus élevée que la valeur nominale du générateur photovoltaïque pour permettre un fonctionnement sûr et efficace du système d'alimentation PV [134]. Par conséquent, la capacité du contrôleur de charge peut être déterminée à l'aide de l'équation suivante :

$$C_{cont} = 1,1\ C_{PV-max}. \tag{3.8}$$

où C_{PV-max} est la capacité maximale des panneaux photovoltaïques. Compte tenu de la surface existante pour la mise en oeuvre des panneaux PV, C_{PV-max} est fixée à 22 kWc.

La sortie du contrôleur de charge est déterminée en fonction de la tension nominale du banc de batteries V_{batt} (ici 96 V) et du courant de charge maximale des batteries.

3.3.3 Estimation du potentiel électrochimique

D'un point de vue technique, l'introduction d'un banc de batteries est d'une importance vitale dans le système photovoltaïque à stockage par pompage hydraulique. Les batteries seront utilisées pour couvrir la puissance de pointe, permettant de réduire considérablement la taille du réservoir supérieur dans le système de stockage d'énergie hybride. La capacité de stockage des batteries peut être décrite par l'équation suivante [134] :

$$C_b = \frac{n_B.E_L}{\eta_{batt}.DOD_{max}} \tag{3.9}$$

où C_b est la capacité des batteries (kWh), n_B est le nombre de jours d'autonomie des batteries, $\eta_{batt}(\%)$ est le rendement du système de batteries et $DOD_{max}(\%)$ est la profondeur de décharge maximale du système de batteries, fixée à 80% dans notre étude. Le nombre de jours d'autonomie des batteries est généralement fixé à $n_B = 1jour$ [135, 136]. Dans notre cas, la demande en consommation est de 16 heures par jour. Ainsi, $n_B = \frac{16}{24}$.

Il existe plusieurs types de batteries destinés à l'utilisation en solaire ayant chacun des avantages et des inconvénients (résumés dans le tableau 3.5). En se basant sur ce tableau, nous adopterons dans notre étude un banc de batteries Lithium-ion de rendement $\eta_{batt} = 95\%$. Ainsi, la capacité du banc de batteries est estimée à $C_b = 32kWh$.

Technologies de batterie	**Avantages**	**Inconvénients**
Plomb ouvert (Batteries au plomb)	Robustes, idéales pour des utilisations irrégulières	entretien régulier, ne sont pas étanches, très sensible aux basses températures, toxiques et non recyclables
AGM (Batteries au plomb)	ne nécessitent pas d'entretien, étanches, usage quotidien	durée de vie d'environ 10 ans, nombre de cycles de charge/décharge faible, toxiques et non recyclables
En gel (Batteries au plomb)	Résistantes, pas d'entretien, décharge profonde, durée de vie important, nombre de cycles élevé (600-1600), idéale pour cycles répétitifs en usage quotidien	sensibles aux charges excessives, toxiques et non recyclables
Lithium-ion (Batteries au Lithium)	haute performance, rendement charge/décharge supérieur à 90% et légèrement inférieur à 100%, nombre de cycles très important, pas d'entretien, durée de vie supérieure aux autres batteries de stockage, niveau de recyclage de 70%	sensibles aux décharges profondes

Table 3.5 – Avantages et inconvénients des modèles de batteries présents sur le marché [2]

3.4 Stratégies de gestion d'énergie

L'objectif principal de la stratégie de gestion d'énergie est de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie et d'améliorer l'efficacité énergétique : réduire les pertes de stockage et production, garantir la disponibilité énergétique et optimiser le dimensionnement du système pour réduire les coûts d'installation et de maintenance. Dans cette partie, nous nous intéressons au développement d'une stratégie de gestion d'énergie au sein de notre système multi-sources autonome.

Premièrement, la différence de puissance horaire P_{diff} entre la puissance horaire fournie par le générateur PV P_{pv} et la puissance horaire de consommation P_{cons} sera calculée. Selon son état de charge, sa plage de fonctionnement nominal et le signe de P_{diff}, le système de stockage est appelé pour fournir ($P_{diff} > 0$) ou stocker ($P_{diff} < 0$) de l'énergie. Dans notre étude, deux stratégies se présentent :

— Stratégie 1 : Priorité de stockage et de production au système hydraulique ;
— Stratégie 2 : Priorité de stockage et de production au système de batteries.

3.4.1 Priorité au système hydraulique

Dans cette section, nous proposons de détailler la stratégie 1 de gestion d'énergie du système. Il s'agit ici de donner la priorité du stockage et de production d'énergie au système hydraulique. Le principe de cette stratégie de gestion est résumé dans le diagramme de la figure 3.19.

— Si $P_{diff}(t) < 0$, le système hydraulique est appelé pour fournir $|P_{diff}(t)|$ par turbinage d'eau. Deux cas de figure se présentent alors :

1. Dans le cas où la puissance demandée $|P_{diff}(t)|$ est supérieure à la puissance minimale de fonctionnement de la turbine $P_{min\,tur}$ et que le réservoir supérieur est rempli d'eau, alors l'eau est turbinée vers le bas pour produire la puissance $P_{fourn\,tur}(t)$, inférieure ou égale à la puissance maximale de fonctionnement de la turbine $P_{max\,tur}$. L'état de charge du réservoir supérieur $SOC_{res}(t)$ ne doit jamais atteindre l'état de charge minimal $SOC_{min\,res}$.
2. Dans le cas où la demande n'est pas totalement satisfaite par la turbine, le système de batteries sera appelé pour fournir $|P_{fourn\,tur}(t) - P_{diff}(t)|$. Si les batteries sont pleines, alors elles se déchargeraient pour fournir la puissance $P_{fourn\,batt}(t)$, inférieure ou égale à la puissance nominale du système de batteries $P_{nom\,batt}$. L'état de charge du système de batteries $SOC_{batt}(t)$ ne doit jamais atteindre l'état de charge minimal $SOC_{min\,batt}$.

— Si $P_{diff} > 0$, le système hydraulique est appelé pour stocker $P_{diff}(t)$ par pompage d'eau. Deux cas de figure se présentent alors :

1. Dans le cas où la puissance à stocker $P_{diff}(t)$ est supérieure à la puissance minimale de fonctionnement de la pompe $P_{min\,pomp}$ et que le réservoir supérieur est vide, alors la pompe va consommer la puissance $P_{cons\,pomp}(t)$, inférieure ou égale à la puissance maximale de fonctionnement de la pompe $P_{max\,pomp}$, pour pomper de l'eau vers le réservoir supérieur. L'état de charge du réservoir supérieur $SOC_{res}(t)$ ne doit jamais dépasser l'état de charge maximal $SOC_{max\,res}$.
2. Dans le cas où le système hydraulique n'arrive pas à stocker toute l'énergie disponible $P_{diff}(t)$, le système de batteries sera appelé pour stocker $|P_{cons\,pomp}(t) - P_{diff}(t)|$. Si les batteries sont vides, alors elles se chargeraient pour stocker la puissance $P_{stock\,batt}(t)$, inférieure ou égale à la puissance nominale du système de batteries $P_{nom\,batt}$. L'état de charge du système de batteries $SOC_{batt}(t)$ ne doit jamais dépasser l'état de charge maximal $SOC_{max\,batt}$.

L'évaluation des paramètres $SOC_{res}(t)$, $SOC_{batt}(t)$, $P_{fourn\,tur}(t)$, $P_{cons\,pomp}(t)$, $P_{fourn\,batt}(t)$ et $P_{stock\,batt}(t)$, sera évoqué dans la section suivante.

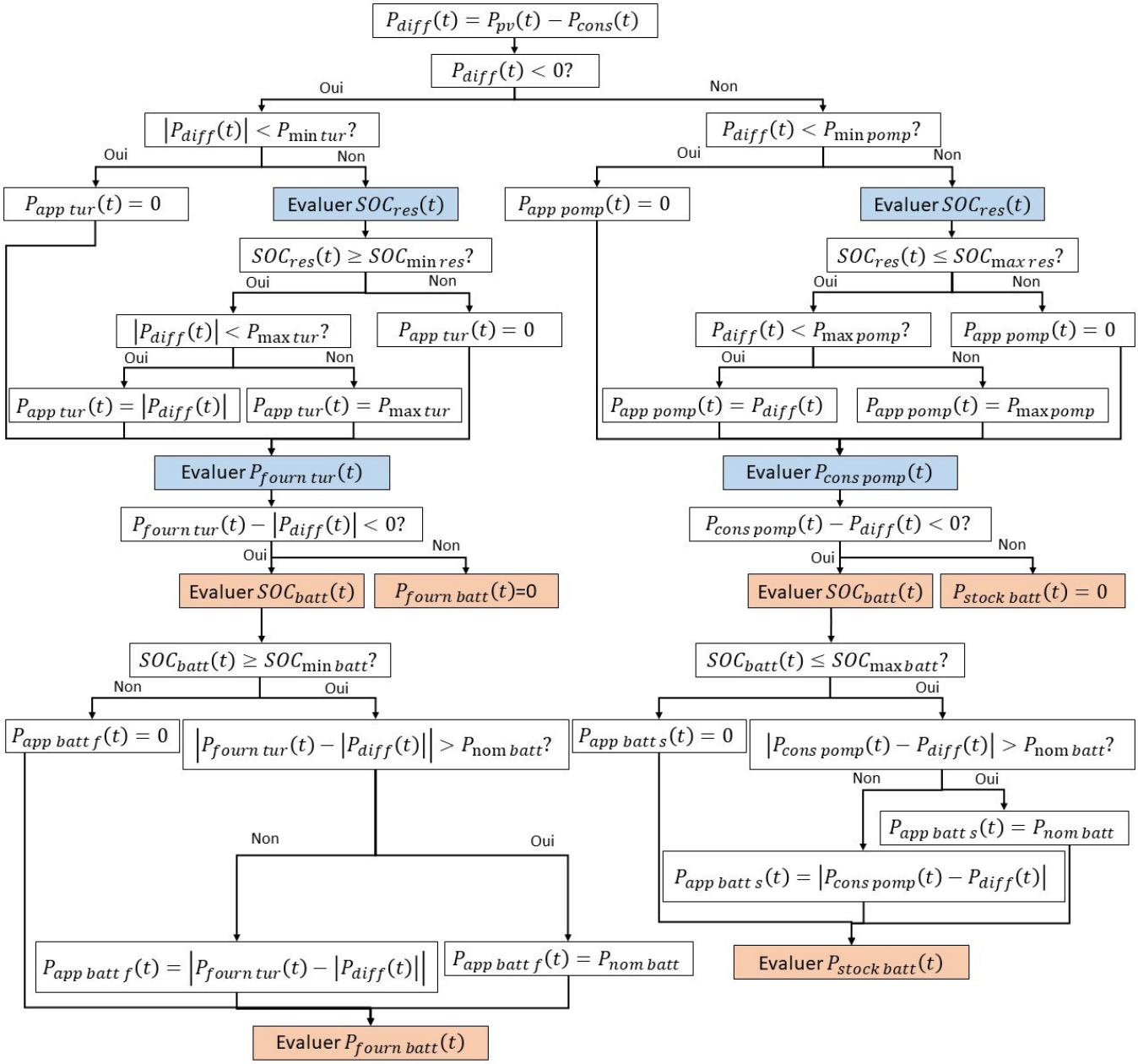


Figure. 3.19 – Stratégie de gestion d'énergie 1 : Priorité au système hydraulique.

3.4.2 Priorité au système de batteries

Dans cette section, nous proposons de détailler la stratégie 2 de gestion d'énergie du système. Il s'agit ici de donner la priorité du stockage et de production d'énergie aux batteries. Le principe de cette stratégie de gestion est résumé dans le diagramme de la figure 3.20.

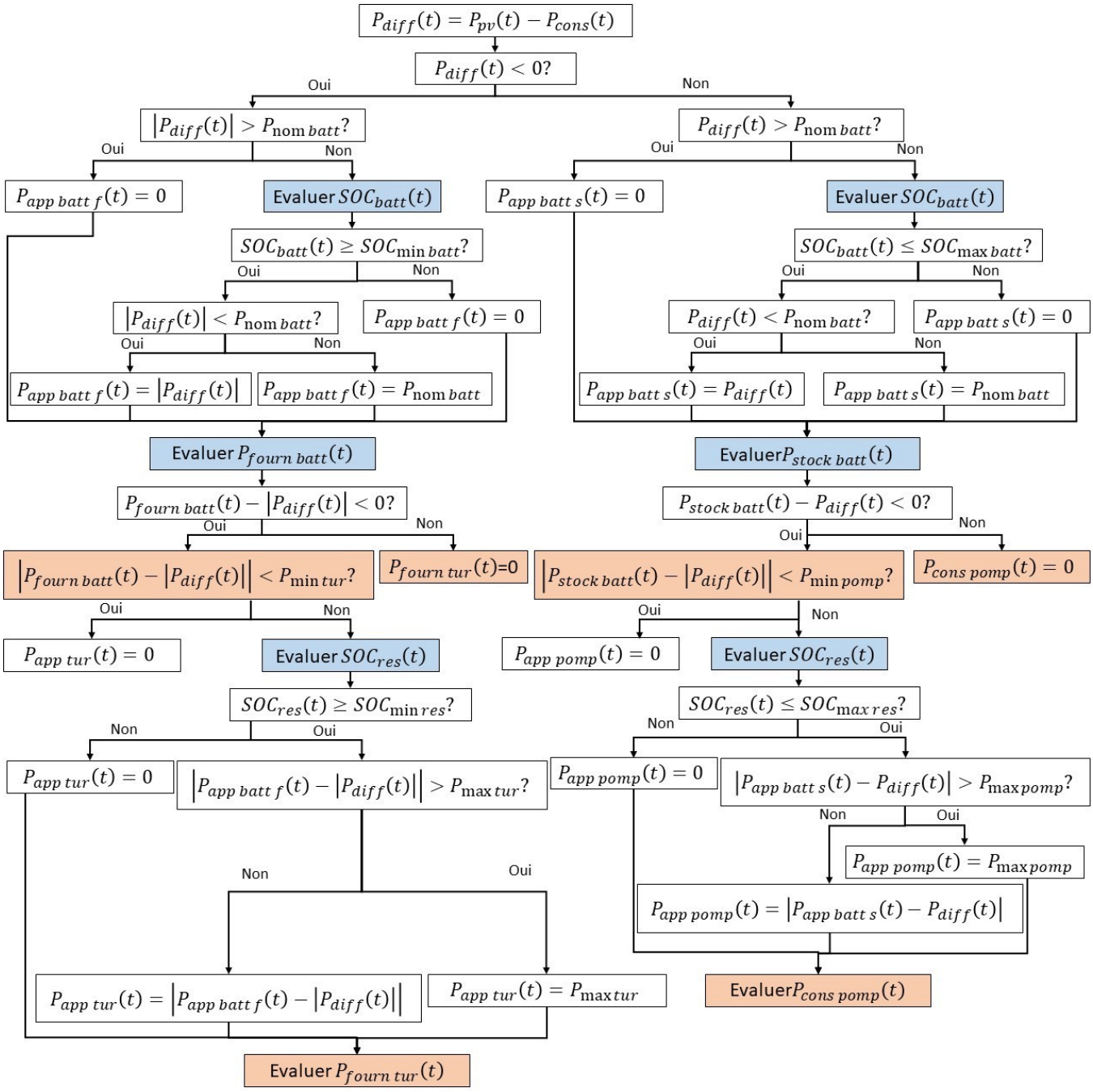


Figure. 3.20 – Stratégie de gestion d'énergie 1 : Priorité au système de batteries.

— Si $P_{diff}(t) < 0$, le système de batteries est appelé pour fournir $|P_{diff}(t)|$. Deux cas de figure se présentent alors :

1. Dans le cas où la puissance demandée $|P_{diff}(t)|$ est supérieure à la puissance nominale du banc de batteries $P_{nom\,batt}$ et que les batteries sont pleines, alors elles se déchargeraient pour fournir la puissance $P_{fourn\,batt}(t)$, inférieure ou égale à la puissance nominale du système de batteries $P_{nom\,batt}$. L'état de charge des batteries $SOC_{batt}(t)$ ne doit jamais atteindre l'état de charge minimal $SOC_{min\,batt}$.

2. Dans le cas où la demande n'est pas totalement satisfaite par les batteries, la turbine sera appelé pour fournir $|P_{fourn\,batt}(t) - P_{diff}(t)|$. Si le réservoir supérieur d'eau est plein, alors l'eau est turbinée vers le bas pour produire la puissance $P_{fourn\,tur}(t)$, inférieure ou égale à la puissance maximale de fonctionnement de la turbine $P_{max\,tur}$. L'état de charge du réservoir supérieur $SOC_{res}(t)$ ne doit jamais atteindre l'état de charge minimal $SOC_{min\,res}$.

— Si $P_{diff} > 0$, le système de batteries est appelé pour stocker $P_{diff}(t)$. Deux cas de figure se présentent alors :

1. Dans le cas où la puissance à stocker $P_{diff}(t)$ est supérieure à la puissance nominale du banc de batteries $P_{nom\,batt}$ et que les batteries sont vides, alors elles se chargeraient pour stocker la puissance $P_{stock\,batt}(t)$, inférieure ou égale à la puissance nominale du système de batteries $P_{nom\,batt}$. L'état de charge du système de batteries $SOC_{batt}(t)$ ne doit jamais dépasser l'état de charge maximal $SOC_{max\,batt}$.
2. Dans le cas où les batteries n'arrivent pas à stocker toute l'énergie disponible $P_{diff}(t)$, la pompe sera appelée pour stocker $|P_{stock\,batt}(t) - P_{diff}(t)|$. Si la puissance à stocker est supérieure à la puissance minimale de fonctionnement de la pompe $P_{min\,pomp}$ et que le réservoir supérieur est vide, alors la pompe va consommer la puissance $P_{cons\,pomp}(t)$, inférieure ou égale à la puissance maximale de fonctionnement de la pompe $P_{max\,pomp}$, pour pomper de l'eau vers le réservoir supérieur. L'état de charge du réservoir supérieur $SOC_{res}(t)$ ne doit jamais dépasser l'état de charge maximal $SOC_{max\,res}$.

3.4.3 Bilan d'énergie

Les puissances appelées par la pompe $P_{app\,pomp}$ et par la turbine $P_{app\,tur}$ sont déterminées selon les conditions de charge/décharge du système hydraulique. Ensuite, les rendements horaires de la pompe η_{pomp} et de la turbine η_{tur} sont calculés à l'aide des tableaux 3.1 et 3.2. En utilisant les rendements déterminés, le bilan énergétique horaire du système hydraulique est établi selon les équations horaires suivantes.

L'eau appelée par la pompe (m^3) :

$$eau_{app\,pomp} = \frac{3600.1000.P_{app\,pomp}.\eta_{pomp}}{\rho.g.h} \tag{3.10}$$

où $\rho = 1000kg/m^3$ est la masse volumique de l'eau, $g = 9.81m/s^2$ est l'accélération de la pesanteur et h est la hauteur manométrique totale de la pompe (m).

L'eau appelée par la turbine (m^3) :

$$eau_{app\,tur} = \begin{cases} \frac{3600.1000.P_{app\,turbine}}{g.h.\eta_{tur}}, si\ \eta_{tur} \neq 0 \\ 0, sinon \end{cases} \tag{3.11}$$

L'eau stockée dans le réservoir supérieur d'eau en début d'heure (m^3) :

$$\begin{cases} eau_{stock}(1) = C_{res}.SOC_{init\ res} \\ eau_{stock}(h+1) = \begin{cases} 0, si\ eau_{stock}(h) + eau_{app\ pomp}(h) - eau_{app\ tur}(h) < 0 \\ C_{res}, si\ eau_{stock}(h) + eau_{app\ pomp}(h) - eau_{app\ tur}(h) > C_{res} \\ eau_{stock}(h) + eau_{app\ pomp}(h) - eau_{app\ tur}(h), sinon \end{cases} \end{cases} \tag{3.12}$$

L'état de charge du réservoir supérieur d'eau (%) :

$$SOC_{res} = \frac{eau_{stock}}{C_{res}} \tag{3.13}$$

où C_{res} est la capacitè du réservoir supérieur d'eau.

L'eau consommée par la turbine (m^3) :

$$eau_{cons\ tur}(h) = \begin{cases} eau_{stock}(h+1) - eau_{stock}(h), si\ eau_{stock}(h+1) - eau_{stock}(h) < 0 \\ 0, sinon \end{cases} \tag{3.14}$$

L'eau stockée par la pompe (m^3) :

$$eau_{stock\ pomp}(h) = \begin{cases} eau_{stock}(h+1) - eau_{stock}(h), si\ eau_{stock}(h+1) - eau_{stock}(h) > 0 \\ 0, sinon \end{cases} \tag{3.15}$$

La puissance fournie par la turbine (kW) :

$$P_{fourn\ tur} = \frac{\rho.g.eau_{cons\ tur}.h.\eta_{tur}}{3600.1000} \tag{3.16}$$

La puissance consommée par la pompe (kW) :

$$P_{cons\ pomp} = \begin{cases} \frac{\rho.g.eau_{stock\ pomp}.h}{3600.1000.\eta_{pomp}}, si\ \eta_{pomp} \neq 0 \\ 0, sinon \end{cases} \tag{3.17}$$

De la même manière, le bilan énergétique horaire du système de batteries est établi selon les équations horaires suivantes.

La puissance réelle stockée dans les batteries (kW) :

$$P_{stock\ batt} = P_{app\ stock\ batt}.\eta_{batt} \tag{3.18}$$

La puissance réelle fournie par les batteries (kW) :

$$P_{fourn\ batt} = \begin{cases} \frac{P_{app\ prod\ batt}}{\eta_{batt}}, si\ \eta_{batt} \neq 0 \\ 0, sinon \end{cases} \tag{3.19}$$

L'energie stockée dans les batteries en début d'heure (kWh) :

$$\begin{cases} E_{stock}(1) = C_{batt}.SOC_{init\ batt}.DOD_{max} \\ E_{stock}(h+1) = \begin{cases} 0, si\ E_{stock}(h) + P_{batt\ EMS}(h) < 0 \\ C_{batt}.DOD_{max}, si\ E_{stock}(h) + P_{batt\ EMS}(h) > C_{batt}.DOD_{max} \\ E_{stock}(h) + P_{batt\ EMS}(h), sinon \end{cases} \end{cases} \tag{3.20}$$

avec

$$P_{batt\ EMS} = \begin{cases} P_{fourn\ batt}, si\ P_{diff} < 0 \\ P_{stock\ batt}, sinon \end{cases} \tag{3.21}$$

L'état de charge des batteries (%) :

$$SOC_{batt} = \frac{E_{stock}}{C_{batt}.DOD_{max}} \tag{3.22}$$

3.5 Résultats et analyse

La plage de fonctionnement du système hydraulique est défini comme suit :

$P_{min\ tur} = 0.11kW$, $P_{max\ tur} = 3kW$, $P_{min\ pomp} = 4.69kW$ et $P_{max\ pomp} = 12.19kW$.

Le tableau 3.6 fournit la liste d'abréviations et d'acronymes des puissances caractéristiques du système étudié.

Abréviation	**Acronyme**
P_{pv}	Production photovoltaïque totale
P_{cons}	Puissance demandée
$P_{pv\ cons}$	Puissance photovoltaïque exploitée par le consommateur
$P_{pv\ batt}$	Puissance photovoltaïque stockée par batteries
$P_{pv\ pomp}$	Puissance photovoltaïque stockée par pompage hydraulique
$P_{pv\ exces}$	Puissance photovoltaïque en excès
$P_{batt\ cons}$	Puissance fournie par les batteries
$P_{tur\ cons}$	Puissance fournie par la turbine

Table 3.6 – Abréviations et acronymes.

3.5.1 Priorité au système hydraulique

Le bilan de puissance pour ce scénario énergétique est représenté par les figures 3.21, 3.22 et 3.23.

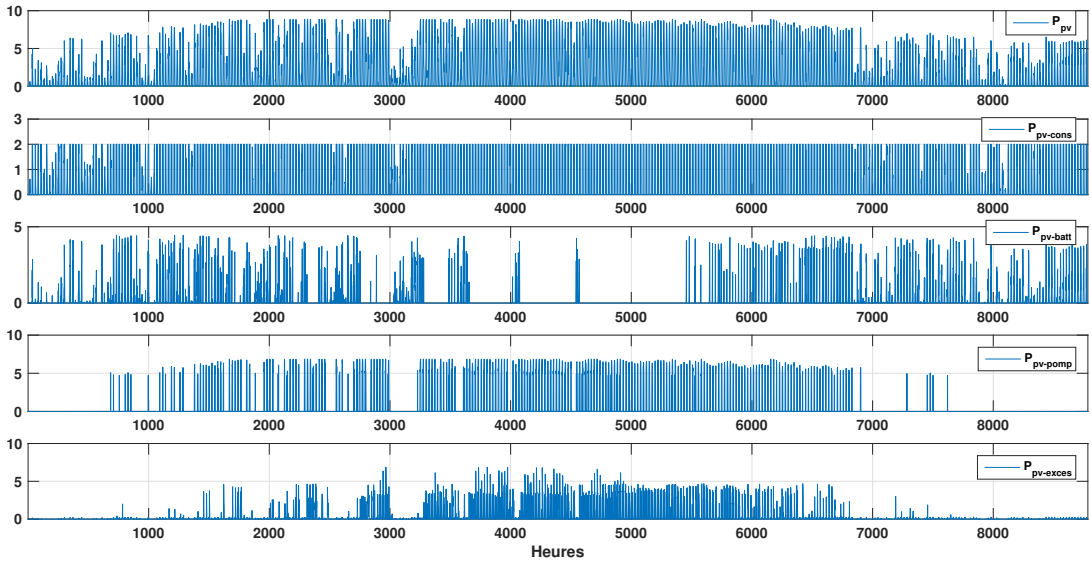


Figure. 3.21 – Profils annuels de la répartition de la production photovoltaïque (kWh).

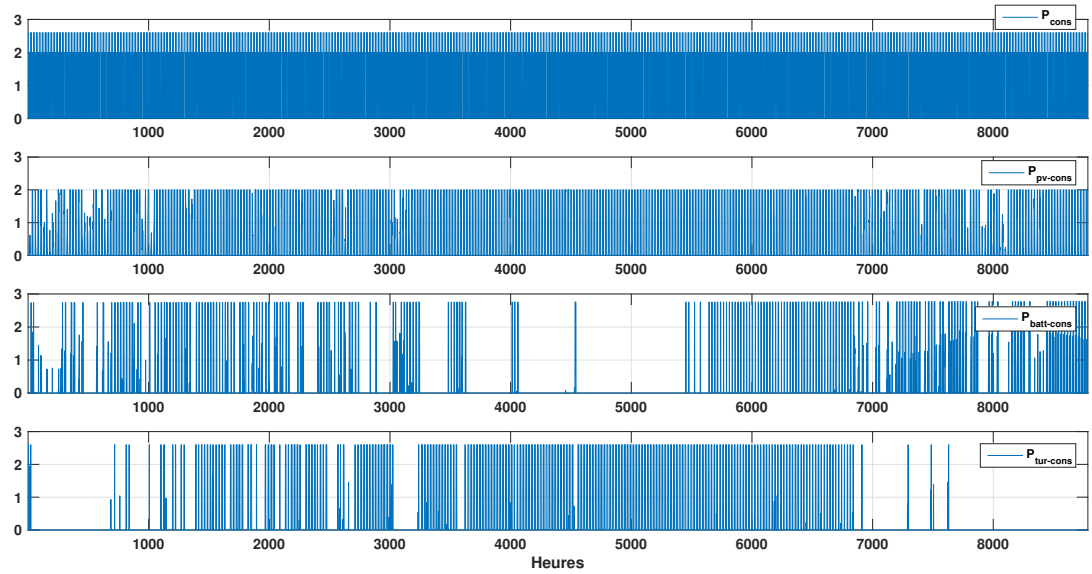


Figure. 3.22 – Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes.

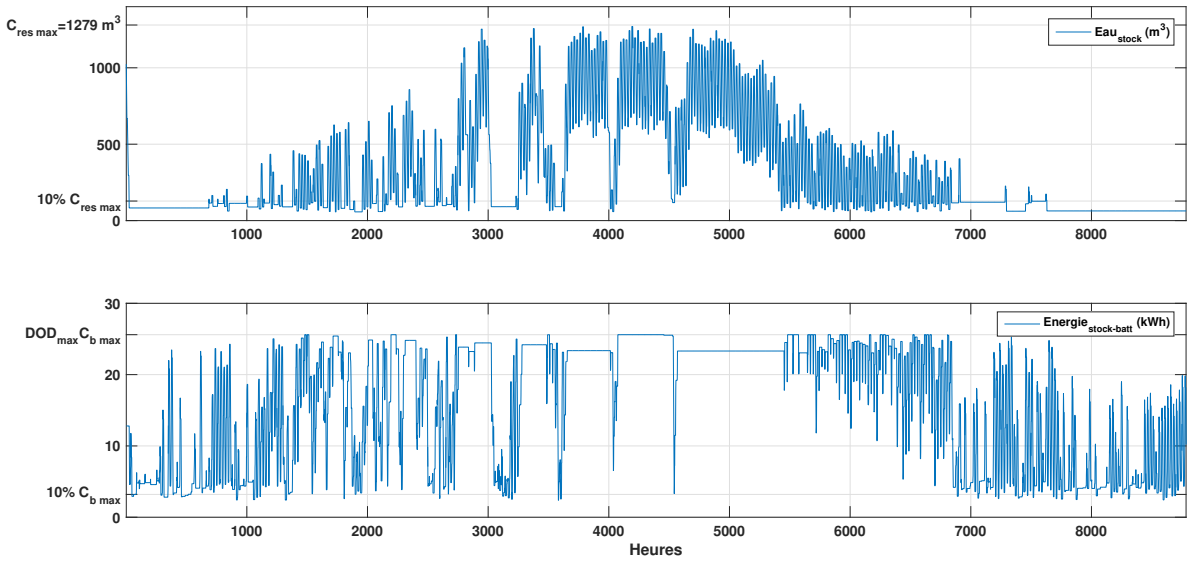


Figure. 3.23 – Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh).

On remarque que, durant toute l'année, la production photovoltaïque arrive à satisfaire majoritairement la demande en puissance durant la journée (2kWh) (3.21-courbe.2).

On peut voir à partir de la figure 3.21 (courbe.4) que, durant l'été (juin, juillet, aout et septembre), le bilan de puissance révèle un excès de production photovoltaïque. Cela s'explique d'abord par le fait que les batteries sont souvent pleines, comme le montre la figure 3.23 (courbe.2), et sont ainsi incapables de stocker le surplus d'énergie PV. En plus, ayant la priorité de gérer l'excès et le manque d'énergie, le système hydraulique subit en permanence un processus de charge (figure 3.23-courbe.1) et de décharge (figure 3.22-courbe.4) , ce qui empêche le stockage du surplus d'électricité photovoltaïque.

En hiver, le bilan de puissance révèle une baisse de la production photovoltaïque (3.21-courbe.1). Durant cette période, on constate que le stockage par pompage hydraulique est peu utilisé comparant au stockage par batteries (figure 3.21-courbe.3). Cela est due au fait que la puissance excédentaire ($P_{pv} - P_{pv-EMS}$) est souvant inférieur à la puissance minimale de fonctionnement de la pompe (4.69 kW). Comme il n'y a pas de stockage par pompage hydraulique, le réservoir supérieur d'eau reste vide (figure 3.23-courbe.1), ce qui conduit à l'exploitation des batteries au lieu de la turbine pour fournir la puissance demandée (figure 3.22-courbe.2-4).

3.5.2 Priorité aux batteries

Le bilan de puissance pour ce scénario énergétique est représenté par les figures 3.24, 3.25 et 3.26.

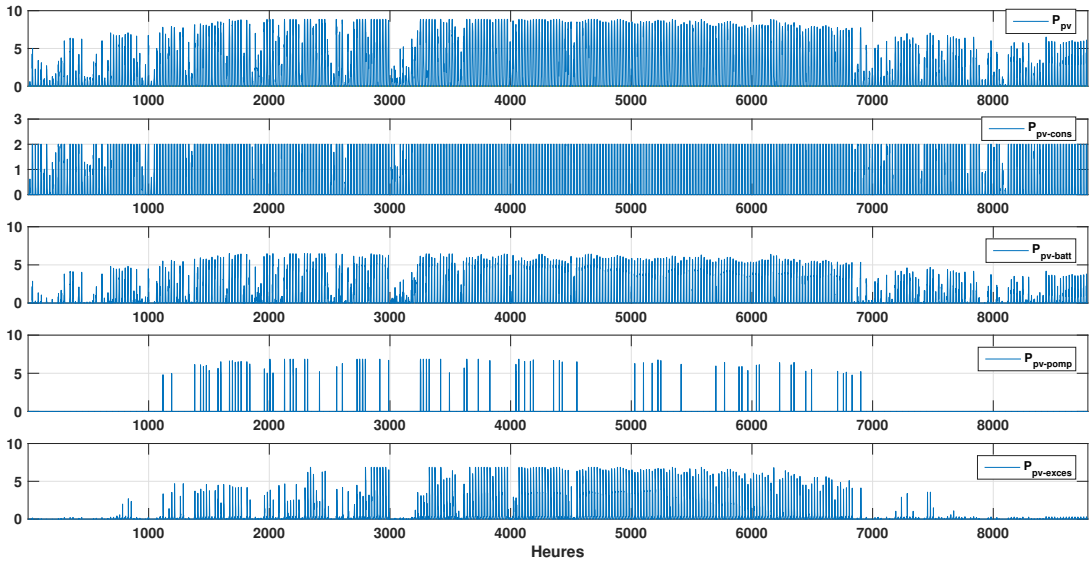


Figure. 3.24 – Profils annuels de la répartition de la production photovoltaïque (kWh).

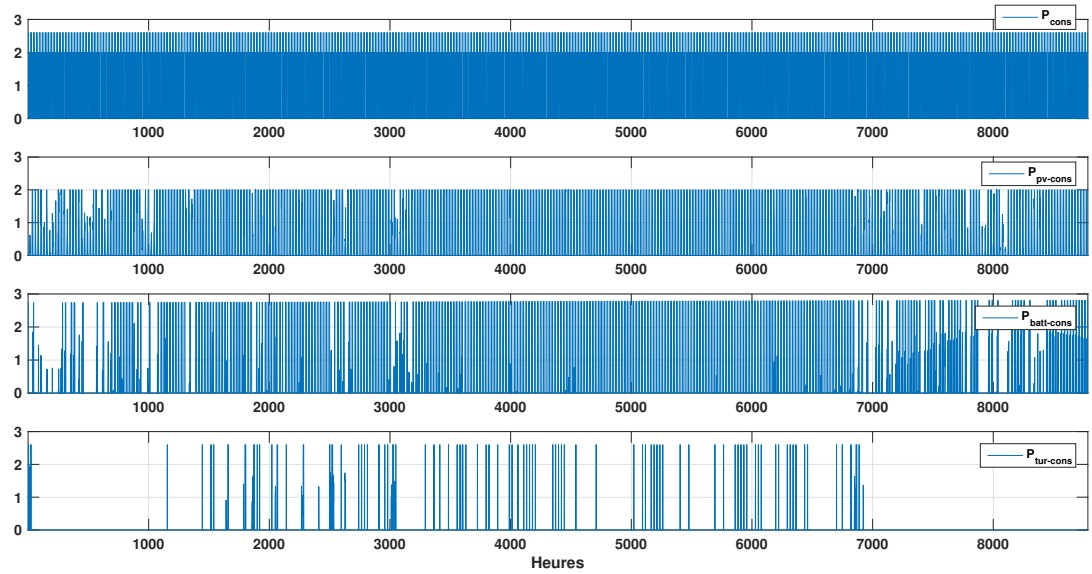


Figure. 3.25 – Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes.

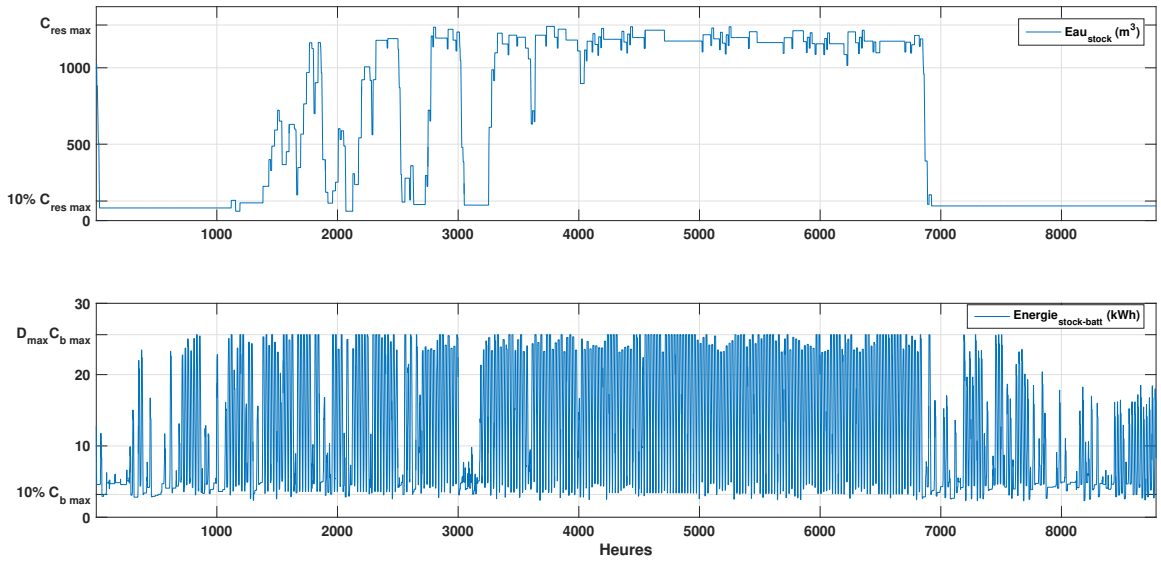


Figure. 3.26 – Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh).

On remarque que, durant toute l'année, la production photovoltaïque arrive à satisfaire majoritairement la demande en puissance durant la journée (2kWh) (3.24-courbe.2).

On peut voir à partir de la figure 3.24 (courbe.4) que, durant l'été (juin, juillet, aout et septembre), le bilan de puissance révèle un excès de production photovoltaïque. Cela s'explique d'abord par le fait que le réservoir supérieur d'eau est plein, comme le montre la figure 3.25 (courbe.1). En plus, ayant la priorité de gérer l'excès et le manque d'énergie, les batteries subissent en permanence un processus de charge et de décharge (figure 3.25-courbe.2)), ce qui les empêche de stocker le surplus d'électricité photovoltaïque.

En hiver, on constate que le stockage par pompage hydraulique est très peu utilisé (figure 3.24-courbe.3). Cela est due au fait qu'il y a une baisse de production PV et que la puissance excédentaire ($P_{pv} - P_{pv-EMS} - P_{pv-batt}$) est souvant inférieur à la puissance minimale de fonctionnement de la pompe (4.69 kW). Comme il n'y a pas de stockage par pompage hydraulique, le réservoir supérieur d'eau reste vide (figure 3.26-courbe.1), ce qui conduit à l'exploitation des batteries au lieu de la turbine pour fournir la puissance demandée (figure 3.24-courbe.2-4).

3.5.3 Interprétation et conclusion

Le tableau 3.8 représente les résultats les plus remarquables des simulations faites précédemment.

Scénario énergétique	Priorité au système hydraulique	Priorité aux batteries
Electricité solaire en excès (%)	17.36 %	27.98 %
Satisfaction de la demande (%)	82.40 %	84.98 %

Table 3.8 – Tableau comparatif des deux stratégies de gestion d'énergie.

D'une part, on remarque qu'en privilégiant l'utilisation des batteries en premier pour stocker et fournir de l'énergie, on aura un taux de satisfaction énergétique supérieure à celui du scénario énergétique "Priorité au système hydraulique". D'autre part, on peut voir que donner la priorité au système hydraulique offre une meilleure exploitation de l'énergie solaire PV.

Ces deux critères techniques (taux d'exploitation de l'énergie solaire PV et taux de satisfaction énergétique) ne nous permettent pas de savoir laquelle des deux stratégies est optimale. Par ailleurs, la méthode utilisé précédemment pour estimer les capacités C_{PV}, C_r et C_b est une méthode empirique qui utilise un calcul simplifié sans établir de relations quantitatives entre les composants du système multi-sources. Cette méthode a été adoptée dans de nombreux travaux de recherche pour dimensionner des systèmes autonomes de production d'énergie :PV/batterie, PV/éolienne/batterie, PV/éoliennne/hydroélectricité [137, 134, 31],etc. Cette méthode présente l'avantage de dimensionner un système PV autonome à l'aide d'un calcul simple, mais elle présente aussi des inconvénients : elle peut entraîner un sur/sous-dimensionnement du système qui entraînera une faible fiabilité du système et/ou augmentera les coûts opérationnels et de maintenance du système. Par conséquent, cette méthode ne peut être utilisée que pour estimer l'approximation initiale et grossière du système PV autonome.

On est ainsi certain qu'à ce stade, on ne peut pas décider quant à la meilleure stratégie de gestion d'énergie, ni à la fiabilité de la méthode de dimensionnement de notre système multi-sources autonome.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté l'architecture du système hybride multi-sources autonome à énergies renouvelables. Le système est composé d'un générateur photovoltaique, des batteries, un système de pompage hydraulique et une charge. Nous avons également défini les besoins en consommation électrique.

Dans la deuxième partie, nous avons pré-dimensionner le système : nous avons estimé, en fonction de la topologie du système et du cahier des charges, les potentiels de production pour chaque source d'énergie, et nous avons choisit les principaux équipements et sous-systèmes (la pompe, la turbine, le régulateur solaire, les panneaux PV et les batteries).

Ensuite, nous avons spécifié et décrit les différents scénarios énergétiques, et nous avons détaillé le calcul du bilan de puissance du système. Deux scénarios sont possibles pour une gestion optimale de l'énergie au sein du système multi-sources : privilégier le système hydraulique par rapport aux batteries pour produire et stocker de l'énergie, ou bien l'inverse.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous avons simulé le système sous Matlab et discuté des résultats obtenus. Ce qui nous a permis de conclure que la méthode utilisé pour dimensionner notre système n'est pas considérée suffisamment fiable. De ce fait, nous allons tenter, dans le chapitre qui suit, d'optimiser le dimensionnement du système pour répondre à des critères d'optimisation technique, énergétique et économique.

Chapitre 4 : Optimisation du dimensionnement d'un système multi-sources autonome à énergies renouvelables

4.1 Introduction

Un système d'énergie autonome doit être conçu de manière optimale pour couvrir la demande de charge souhaitée à un niveau de disponibilité défini. Pour ce faire, il convient de connaître certains paramètres tels le potentiel de chaque source d'énergie, les modèles mathématiques des composants du système, les méthodologies de dimensionnement et les exigences des utilisateurs finaux. Ces données aident les concepteurs à améliorer l'efficacité du système de manière fiable afin de répondre aux besoins des utilisateurs finaux à un niveau de disponibilité souhaité et une fourchette de coûts acceptable.

Dans ce chapitre, nous nous intéressons à l'optimisation du dimensionnement du système multi-sourcess autonome à énergies renouvelables étudié dans le chapitre précédent. Dans la première partie de ce chapitre, nous présentons quelques généralités sur l'optimisation multi-critères du dimensionnement des systèmes multi-sourcess à énergies renouvelables. Dans la deuxième partie, nous passons en revue les principales méthodes et outils d'optimisation du dimensionnement des systèmes multi-sourcesss à énergies renouvelables. Dans la troisième partie, nous allons présenter et détailler notre méthodologie pour le dimensionnement optimal du système autonome hybride PV/batterie/hydroélectricité. Dans la dernière partie de ce chapitre, le système PV autonome proposé est simulé et ses performances sont évaluées.

4.2 Généralités sur le dimensionnement optimale d'un système photovoltaïque autonome

4.2.1 Le principe du dimensionnement optimal

Le principe du dimensionnement optimal d'un système d'énergie multi-sourcess consiste à déterminer la combinaison des composants du système qui permet de minimiser des critères

de performance préalablement définis. Pour une combinaison choisie, le système est simulé et les indicateurs de performance sont évalués en fonction des données météorologiques du site (irradiation,température ambiante), des paramètres et modéles de chaque sous-système, et du coût de chaque composant. Ces indicateurs sont évalués de façon itérative jusqu'à atteindre une condition d'arrêt définie. La combinaison permettant de donner les meilleurs critères de performance sera retenue comme configuration optimale (figure 4.1).

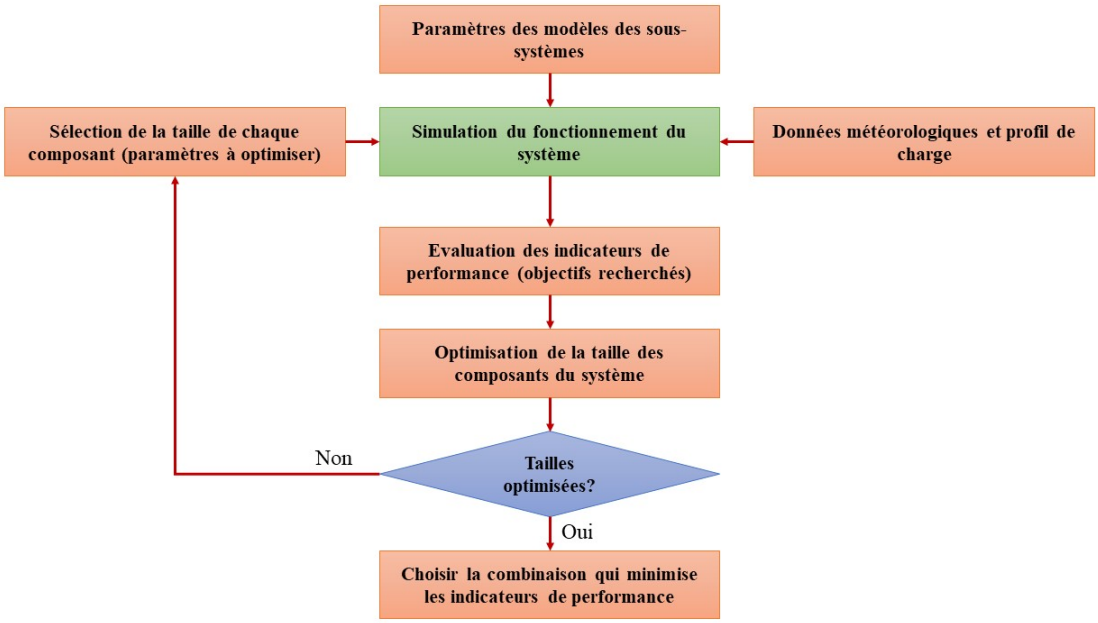


Figure. 4.1 – Principe du dimensionnement optimal d'un système d'énergie multi-sources.

La simulation du fonctionnement du système est effectuée à chaque intervalle de temps, généralement une heure. On distingue deux types d'approches pour introduire les données météorologiques et le profil de charge : l'approche stochastique et l'approche déterministe. Dans l'approche stochastique (ou probabiliste), les données horaires du rayonnement solaire et le profil horaire de la demande de charge sont exploités (sur une année on aura 24×365=8760 données). Dans l'approche déterministe, les moyennes journalières du rayonnement solaire et de la demande de charge sont utilisées (sur une année on aura 365 données). Ainsi, l'approche probabiliste est considérée comme plus précise que l'approche déterministe.

4.2.2 Optimisation multicritères (multi-objectifs)

Le choix des critères d'évaluation est une étape importante pour une conception optimale d'un système multi-sourcess dans un site donné. Plusieurs travaux de recherche ont introduit une approche multicritères, ou outil de classement multicritères, rendant le processus décisionnel pour choisir la conception optimale du système plus flexible et transparente. Cet outil de classement est basé sur des critères couvrant les aspects techniques, économiques, et environnementaux [138, 139, 140].

Le critère technique traduit la capacité du système de production d'énergie à satisfaire la consommation. Durant le fonctionnement du système, la production et la consommation d'énegie sont variables, les déficits ou les excédents de production sont ainsi évalués à chaque instant du fonctionnement. Il en résulte que l'estimation du critère technique, ou de fiabilité, ne peut se faire qu'après la simulation complète du fonctionnement du système. En considérant seulement le critère technique, l'optimisation du dimensionnement du système multi-sources est traitée comme un problème mono-objectif, où on cherche à minimiser un seul indicateur de performance. Toutefois, dans un tel système, le critère économique apparait aussi important que la fiabilité du système ce qui aboutit généralement à un problème bi-objectif qui vise à minimiser le coût énergétique sous contrainte de la satisfaction de la fiabilité. Dans la littératue, il existe plusieurs formulations des indicateurs de performance de fiabilité (tableau 4.2) et économiques (tableau 4.4).

Indicateur	**Définition**	**Expression**
Loss of Power Supply Probability LPSP	C'est le pourcentage de la demande énergétique insatisfaite. Elle est définie comme le rapport de l'énergie déficitaire sur l'énergie demandée [141, 142].	$LPSP\ (\%) = \sum_{t=1}^{T} \frac{E_L(t)-E_{sys}(t)}{E_L(t)}$ où $E_L(t)$ est l'énergie demandée par la charge, $E_{sys}(t)$ est l'énergie totale générée par le système (PV et stockage), t est l'échantillon de temps (1h) et T est la période de simulation (une année, soit 8760h).
Loss Of Load Probability LLP [143, 144], appelée également Loss Of Load Expected LOLE [145, 146] ou Equivalent Loss Factor ELF [147].	Il correspond aux nombre d'heures par an où la demande de charge est non satisfaite, en raison d'une insuffisance de capacité de production, d'un manque d'approvisionnement en énergie et/ou d'augmentation soudaine de la demande de charge. Dans les zones rurales et dans le cas des applications autonomes, ce facteur doit être inférieur à 0,01. Dans les pays développés, les fournisseurs d'électricité visent un ELF<0,0001 [148].	$LOLE\ (\%) = \frac{LOLH}{T}$ où $LOLH = \sum_t \begin{cases} 1 & si\ E_L(t) - E_{sys}(t) \succ 0 \\ 0 & sinon. \end{cases}$.
La perte d'énergie totale TEL (Total energy loss)	Elle indique la perte d'énergie due à un excès de production d'électricité par le système [149].	$TEL = \begin{cases} \sum_{t=1}^{T} (E_L(t) - E_E(t)), \\ si E_L(t) < E_E(t) \\ 0, sinon \end{cases}$ où $E_E(t)$ est l'énergie supplémentaire générée par le système.
Le niveau d'autonomie LA (Level of autonomy)	C'est le résultat du nombre d'heures où la demande de charge est satisfaite sur le temps de fonctionnement du système [150].	$LA = 1 - LOLH$

Table 4.2 – Indicateurs de performance techniques.

Indicateur	**Définition**	**Expression**
Le coût du cycle de vie LCC (Life cycle cost)	Il est défini comme la somme des coûts d'investissement, des coûts de maintenance et des coûts de remplacement des composants du système [144, 151].	$LCC = \sum_{i=1}^{n} CI_i(1 + NR_i) + CM_i(R_{proj} - NR_i)$ où i est l'indice de sommation de tous les composants du système, n est le nombre total des composants du système d'énergie, CI_i est le coût initial d'investissement du ième composant, NR_i est le nombre attendu de remplacement du ième composant pendant la durée de vie du système, CM_i est le coût de maintenance par an du ième composant, R_{proj} est la durée de vie du système d'énergie (généralement égale à la durée de vie d'un générateur PV).
La valeur résiduelle ou de récupération SV (Salvage Value)	Elle présente la valeur estimée d'un composant du système électrique à la fin de la durée de vie du projet [152].	$SV = C_{rep}(\frac{R_{rem}}{R_{comp}})$, où C_{rep} est le coût de remplacement du composant, R_{comp} est sa durée de vie (années) et R_{rem} est la durée de vie restante du composant à la fin de la durée de vie du projet, donnée par : $R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep})$, où R_{proj} est la durée de vie du projet et R_{rep} est la durée de remplacement, donnée par : $R_{rep} = R_{comp}.INT(\frac{R_{proj}}{R_{comp}})$, où INT est une fonction qui renvoie la quantité entière d'un nombre réel.
Le coût total du cycle de vie TLCC (Total Life cycle cost)	C'est le coût total du système sur son cycle de vie (y compris sa valeur résiduelle à la fin de sa vie) [153, 154].	$TLCC = LCC - SV_{sys}$ où SV_{sys} est la valeur résiduelle du système à la fin de la durée de vie du projet. Généralement, la SV_{sys} est une pourcentage du LCC.
Le coût annualisé du système ACS (Annualized cost of a system)	C'est le coût global du système par an [142].	$ACS = \frac{TLCC}{R_{proj}}$
Le coût actualisé de l'énergie LCE (Levelized cost of energy)	Il est défini comme le rapport du coût total annuel des composants du système par l'énergie totale annuelle générée par le système [155, 156].	$LCE = \frac{ACS}{E_{sys}}$ où E_{tot} est l'énergie totale générée par le système durant un an.

Table 4.4 – Indicateurs de performance économiques

Le tableau 4.6 présente les spécifications économiques de chaque composant du système multi-sourcess autonome étudié [157, 158, 159].

Composant	**Coût initial d'investissement**	**Coût d'exploitation et de maintenance**	**Durée de vie**
Panneaux photovoltaïque	0.156 €/kWc	6.5 €/kWc-an	30 ans
Régulateur solaire MPPT	1140 €/unité	-	10 ans
Système de batteries	356.5 €/kWh	6.5 €/kWh-an	10 ans
Système de montage solaire	31 €/kWc	-	30 ans
Système hydraulique (système de conversion de puissance inclus)	2 180 €/kW	13.14 €/kW-an	30 ans
Réservoir supérieur	123 €/m^3	0.5 €/kW-an	35 ans

Table 4.6 – Spécifications économiques des composants du système PV autonome à stockage par pompage hydraulique et batteries.

Dans ce travail, l'indice de fiabilité sera la probabilité d'insatisfaction de la demande LPSP. Le coût de production d'énergie LCE sera la fonction économique qui servira à déterminer la meilleure configuration de notre système pour un durée de vie de projet $R_{proj} = 30\ ans$.

4.3 Algorithmes et outils de dimensionnement

De nombreuses études ont été menées pour développer différentes algorithmes d'optimisation du dimensionnement des systèmes PV autonomes afin de sélectionner les capacités optimales du générateur PV et des systèmes de stockage. Ces algorithmes peuvent être classées en deux catégories : algorithmes numériques évolutionnaires et les algorithmes analytiques.

4.3.1 Algorithmes numériques évolutionnaires

Les algorithmes évolutionnaires (AE) s'inspirant de l'évolution biologique darwinienne, sont des techniques numériques de recherche optimales basées sur les concepts de sélection naturelle et de survie du plus apte. Ils fonctionnent avec une population de taille fixe de solutions possibles à un problème, appelées individus, qui évoluent dans le temps pour converger vers une solution optimale répondant à des critères identifiés.

Il existe trois étapes principales dans tous les algorithmes évolutifs. La première étape est le processus d'initialisation où la population initiale d'individus est générée aléatoirement selon une estimation initiale. Chaque individu représente, directement ou indirectement, une solution. Dans la deuxième étape, chaque solution de la population est évaluée selon des critères de performances. Ce processus d'évaluation sert à calculer l'aptitude de la population ou à classer la solution individuelle au sein de la population. La troisième étape est la génération d'une nouvelle population par perturbation des solutions dans la population existante (par exemple fixer un critère de fiabilité). Les trois étapes clés sont illustrés dans la figure 4.2.

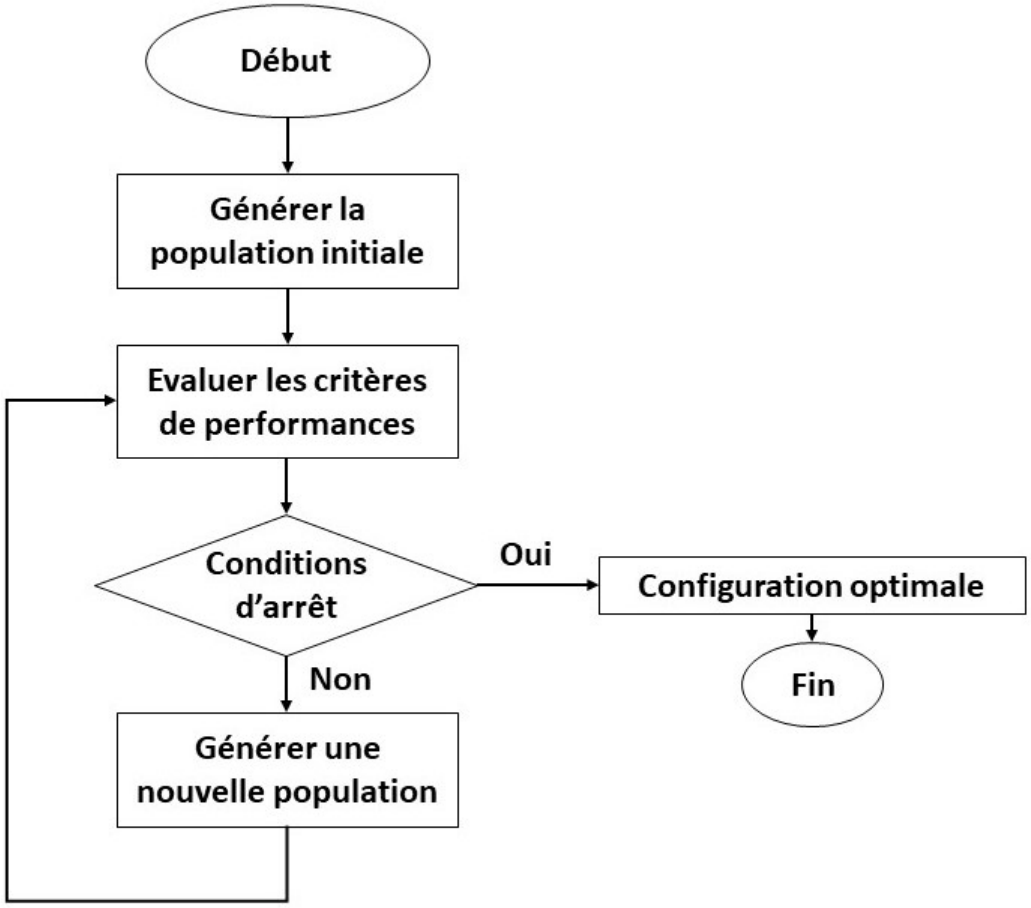


Figure. 4.2 – Organigramme de l'algorithme évolutif.

Comme le montre la figure 4.2, après l'initialisation, la population est évaluée et les critères d'arrêt sont vérifiés. Si aucun des critères d'arrêt n'est satisfait, une nouvelle population est générée à nouveau et le processus est répété jusqu'à ce qu'un ou plusieurs des critères d'arrêt soient satisfaits. Un exemple de critère d'arrêt consiste à permettre à un algorithme de s'exécuter pendant un nombre fixe d'itérations. Dans certains cas, une combinaison de plusieurs critères d'arrêt est utilisée. Un résumé des travaux de recherche pour le dimensionnement d'un système PV autonome utilisant la méthode numérique est répertorié dans le tableau 4.8.

Les méthodes numériques évolutionnaires offrent l'avantage de la précision et de la capacité d'amélioration par l'incorporation de modèles plus complexes des composants du système. Dans ces méthodes, la fiabilité est définie de manière systématique car une plage prédéterminée de capacités PV/système de stockage est parcourue linéairement. Les algorithmes numériques fournissent des résultats précis à condition d'utiliser des modèles de système PV autonome rigoureux, de petits pas de variations, et des profils horaires pour les données météorologiques et la charge.

Ref.	**Année**	**Indicateur technique**	**Indicateur économique**	**Système**
[160]	(2008)	LLP	TLCC	PV-Batteries
[161]	(2008)	LPSP	ACS	PV-Eolien connecté au réseau.
[162]	(2010)	LPSP	TLCC	PV-Batteries
[163]	(2011)	LLP	LCC	PV avec stockage par pompage hydraulique
[164]	(2012)	LLP	ACS	PV-Batteries
[144]	(2013)	LLP	TLCC	PV
[165]	(2013)	LPSP	LCE	PV-Batteries
[166]	(2014)	SOC	LCE	PV-Batteries
[167]	(2015)	LPSP	ACS	PV-Batteries
[168]	(2015)	LPSP	LCE	PV avec stockage par pompage hydraulique
[169]	(2016)	LPSP	LCE	PV-Batteries
[151]	(2017)	LLP	TLCC	PV-Batteries
[170]	(2017)	LLP	LCC	Diesel/PV/Eolien avec batteries et stockage par pompage hydraulique
[171]	(2019)	LLP	LCE	PV-Batteries
[172]	(2020)	LLP	LCC	PV-Batteries
[173]	(2020)	LPSP	LCE	PV/Eolien avec stockage par pompage hydraulique

Table 4.8 – Résumé des travaux de recherche utilisant la méthode numérique pour dimensionner un système PV autonome.

L'intelligence artificielle (IA) est le dernier concept de l'algorithmique numérique, utilisée pour surmonter l'indisponibilité et la non-linéarité des données météorologiques dans la conception des systèmes multi-sourcess. Les techniques de l'IA les plus répandus pour le dimensionnement des systèmes PV sont [174] : l'optimisation par essaims particulaires PSO (Particle Swarm Optimization) [175, 176], les réseaux de neurones artificiels [177], les algorithmes génétiques (AG) [178], les algorithmes de colonies d'abeille artificielle ABC (Artificial bee colony algorithms) [179, 153] et les algorithmes de colonies de fourmis ACO (Ant colony optimization algorithms) [180, 181]. Il a été montré, dans [182], que les AG et le PSO sont les techniques d'optimisation les plus appropriées à appliquer lors de la conception des systèmes multi-sourcess à énergies renouvelable. Il a été également prouvé que ces algorithmes évolutifs sont très efficaces pour résoudre des problèmes d'optimisation non linéaire avec des variables discrètes et continues [183] offrant un certain nombre d'avantages exclusifs : des performances robustes et fiables, une capacité de recherche globale, pas d'exigence d'informations et un temps de calcul réduit.

Les AG utilisent trois principaux opérateurs génétiques : la sélection, le croisement et la mutation [184]. Premièrement, des solutions possibles sont sélectionnés pour construire la population initiale. Ensuite, les solutions avec une meilleure aptitude sont sélectionnés selon des critères de fiabilités prédéfinis. Une fois les solutions les plus aptes sélectionnées, un opérateur de croisement combine ces solutions pour produire une nouvelle population. L'opérateur de mutation garantit l'exploration de l'espace de recherche de la solution optimale. Le diagramme de l'AG est donné par la figure 4.3. Les AG à objectif unique et multi-objectifs ont montré une grande précision et une efficacité importante dans l'optimisation des systèmes multi-sourcess à énergies renouvelables [185], [186], [187], [188].

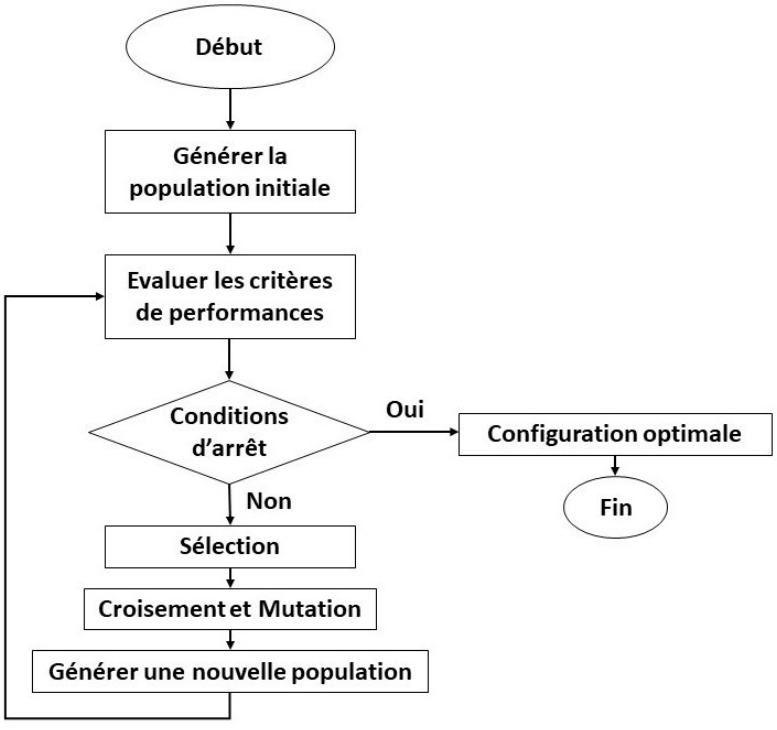


Figure. 4.3 – Organigramme de l'algorithme génétique.

Le PSO est une méthode de recherche heuristique relativement récente basée sur le comportement social d'un essaim d'insectes ou d'un troupeau d'oiseaux où un échange continu d'informations permet à chaque composant de se comporter en exploitant à la fois sa propre intelligence et l'intelligence du groupe (essaim). Dans le PSO, une solution est représentée comme une particule et la population de solutions est appelée un essaim de particules. Chaque particule a deux propriétés principales : la position et la vitesse. Chaque particule se déplace vers une nouvelle position en utilisant la vitesse. Une fois qu'une nouvelle position est atteinte, la meilleure position de chaque particule et la meilleure position de l'essaim sont mises à jour. La vitesse de chaque particule est ensuite ajustée en fonction des expériences de la particule. Le processus est répété jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit satisfait. Le diagramme du PSO est donné par la figure 4.4 [184].

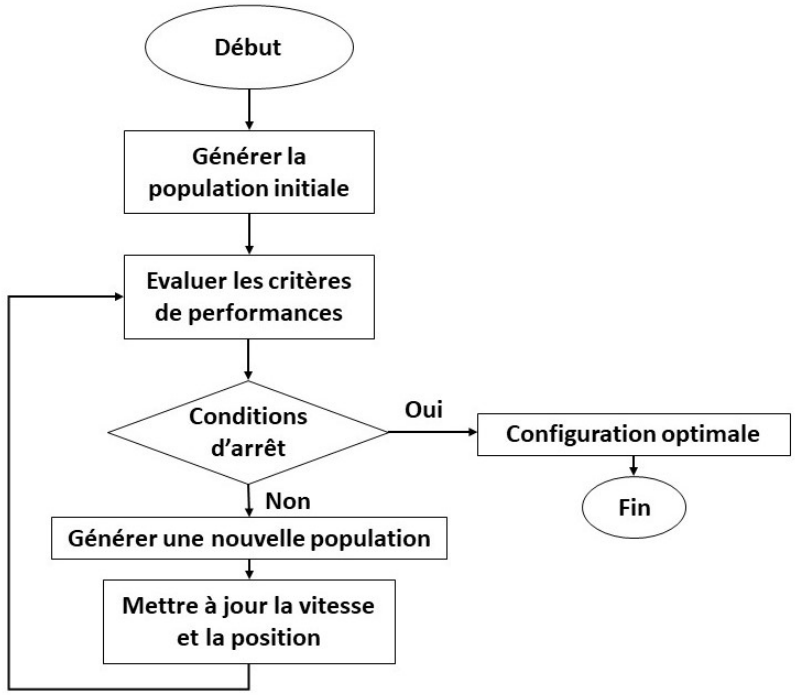


Figure. 4.4 – Organigramme de l'algorithme PSO.

4.3.2 Méthode analytique

Généralement, les procédures de dimensionnement prennent en compte les tailles du générateur photovoltaïque et du système de stockage qui fournissent de l'énergie à la charge avec une certaine fiabilité d'approvisionnement qui peut être tolérée par l'utilisateur. Le résultat de la procédure de dimensionnement peut souvent être résumé sous la forme d'une courbe de dimensionnement, appelée courbe de fiabilité. La construction de cette courbe de dimensionnement nécessite la modélisation du fonctionnement du système PV sur des périodes de temps importantes : la pratique habituelle est de considérer le bilan énergétique à long terme (sur plusieurs années) entre l'énergie produite par le générateur photovoltaïque, l'énergie consommée par la charge et l'énergie stockée par le système de stockage.

Dans [189], la méthode analytique a été adopté pour dimensionner un système photovoltaïque autonome dans un site au Royaume-Uni en se basant sur des séries temporelles de rayonnement solaire global de la décennie 1980-1990. un "polygone de dimensionnement" a été ainsi obtenu en combinant les deux courbes de dimensionnement résultantes de la configuration PV/batterie sur deux cycles climatiques : le premier cycle comprend les jours où le rayonnement solaire moyen est supérieur ou égal à celui obtenu au cours de la décennie 1980-1990 et le second cycle comprend les jours où le rayonnement solaire moyen est inférieur au rayonnement solaire moyen obtenu au cours de la décennie 1980-1990. Dans ce travail, les auteurs ont montré qu'en utilisant une construction géométrique simple $C_{pv} = f(C_s)$, où C_{pv} est la capacité du générateur photovoltaïque et C_s est la capacité du système de stockage, on peut déterminer la configuration optimale (C_{pv}, C_s) permettant l'approvisionnement en énergie sans interruption pendant une longue durée. Cependant, l'utilisation des valeurs quotidiennes moyennes du rayonnement solaire et de la demande de charge signifie que l'incertitude de la source et la variation de la charge ne sont pas prises en compte. De plus, l'aspect économique n'a pas été traité, ce qui ne nous permet pas de conclure sur l'efficacité de cette méthode avec des systèmes similaires.

Dans [190], la méthode analytique a été adopté pour dimensionner un système PV-Batteries autonome en utilisant les données quotidiennes moyennes mensuelles du rayonnement solaire ainsi que d'autres paramètres météorologiques. Les paramètres décisifs pour le choix de la configuration optimale (C_{pv}, C_s) sont la fiabilité et le coût. Dans ce travaille, la méthode analytique permettant de tracer la courbe de dimensionnement (fiabilité, coût) a donnée de meilleurs résultats en raison de l'incorporation des indicateurs de performances (fiabilité et coût) et de nombreuses variables utiles, à savoir la latitude, l'indice de clarté, le rayonnement solaire absorbé, l'efficacité des panneaux PV et le rendement des batteries. Cependant, l'utilisation des données quotidiennes moyennes du rayonnement solaire reste un inconvénient.

Le problème de la précision a été résolu dans [191], où les auteurs ont exploité des profils horaires de l'énergie demandée par la charge, de l'irradiation solaire et de la température, pour le dimensionnement d'un système PV-Batteries connecté au réseau. La recherche de la configuration optimale (C_{pv}, C_s) par la méthode analytique, a été basée sur l'optimisation de l'état de charge des batteries SOC et la réduction du coût du système.

Dans la méthode analytique, les courbes de fiabilités sont d'abord tracées à partir d'une méthode numérique. Ensuite, des équations mathématiques décrivant les tailles des composants du système PV autonome, sont déduites à partir de ces courbes. Ces équations sont toujours plus précises que les équations de la méthode empirique, cependant, ils nécessitent des données météorologiques couramment disponibles et leur prédétermination est parfois difficile. De plus, les équations déterminés à partir de la méthode analytique sont spécifiques au site d'installation du système PV.

4.3.3 Outils de dimensionnement

La recherche de la configuration optimale d'un système hybride est complexe et nécessite souvent des outils logiciels permettant la conception, l'analyse, la simulation, l'étude économique et l'optimisation. Ces dernières années, un certain nombre de logiciels ont été développés pour surmonter le problème de conception optimale des systèmes multi-sourcess à énergies renouvelables, contribuant ainsi à minimiser leur coûts d'installation.

Dans cette partie, nous allons discuter des plus connus : HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable), Hybrid2, HOGA (Hybrid Optimisation by Genetic Algorithms) et PVsyst.

4.3.3.1 HOMER

Le logiciel HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), développé en 1993 par Mistaya Engineering (Canada) pour le Laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) du département de l'Énergie des États-Unis, est utilisé pour modéliser les systèmes énergétiques et étudier les performances des aspects techniques et économiques [192]. il est considéré comme l'outil le plus simple et le plus rapide pour évaluer les sources d'énergie renouvelables [193].

HOMER fonctionne sur trois principes : simulation, optimisation et analyse de sensibilité. La simulation effectue le calcul du bilan énergétique en fonction de la configuration du système. L'opération d'optimisation affiche la liste des configurations en fonction du coût actualisé de l'électricité LCE, qui tient compte des coûts d'installation, des coûts de remplacement, des coûts d'exploitation et de maintenance, et du taux d'inflation. L'analyse de sensibilité dépend énormément du modèle probabiliste du système énergétique (données météorologiques et paramètres du système).

HOMER est utilisé pour la conception optimale des systèmes d'alimentation autonomes et des systèmes connectés au réseau. Il affiche les résultats de la simulation sous différentes formes de tableaux et de graphiques qui aident à comparer les configurations et les évaluer en fonction de leurs avantages économiques.

Dans [194], les auteurs ont passé en revue les articles qui utilisaient HOMER pour une conception optimale d'un système multi-sourcess à énergies renouvelables. L'étude indique que le logiciel HOMER est l'outil populaire considéré par de nombreux chercheurs, utilisé pour une large gamme de charge et a été davantage appliqué dans les pays en développement.

4.3.3.2 Hybrid2

HYBRID 2 est développé en 1996 par le Laboratoire de recherche sur les énergies renouvelables (RERL) de l'Université du Massachusetts (États-Unis), avec le soutien du NREL [195]. Il s'agit d'un modèle informatique probabiliste/chronologique, utilisant des données chronologiques pour les charges, la vitesse du vent, l'ensoleillement, la température et le système électrique conçu ou sélectionné par l'utilisateur, pour prédire les performances du système électrique hybride.

HYBRID 2 offre un interface graphique utilisateur, qui comprend une grande variété de systèmes hybrides, notamment :

- Des profils météorologiques (séries chronologiques),
- Des éoliennes,
- Des modules photovoltaïques,
- Des générateurs diesel,
- Des batteries de stockage,
- Des convertisseurs AC-AC, AC-DC et DC-DC,

— Différents modèles de charges (séries chronologiques),

connectés à des bus AC et/ou DC .

Avec les bibliothèques incorporées de composants et de données, il est facile à définir les composants souhaités, les profils météorologiques et les modèles de charge. De nombreuses stratégies de contrôle sont également mises en oeuvre pour gérer les batteries et les groupes électrogènes diesel. Ensuite, les modules "Simulation" et "Economics" permettent à l'utilisateur d'exécuter des simulations (l'analyse économique peut être exécutée indépendamment en fonction des informations de performance de la simulation). Enfin, les données de sortie détaillées peuvent être visualisées sous forme graphique.

Dans [196], HYBRID2 a été utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système hybride photovoltaïque-diesel. Dans [197], un système hybride Eolien-Photovoltaïque-Diesel a été conçu et simulé à l'aide du logiciel Hybrid2.

Contrairement à HOMER, qui est utilisé pour la modélisation, la simulation et l'optimisation, Hybrid2 n'est qu'un logiciel de simulation permettant une analyse détaillée d'un système hybride. Il ne permet pas d'optimiser la conception du système hybride. Il est donc recommandé d'utiliser Hybrid2 après avoir optimiser la conception du système avec HOMER.

4.3.3.3 HOGA

HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithm) est un logiciel d'optimisation de système hybride basé sur C ++, développé par l'Université de Saragosse en Espagne [198]. HOGA est utilisé pour le dimensionnement optimal d'un système d'énergie hybride pouvant inclure un système photovoltaïque, des éoliennes, des turbines hydroélectriques, des piles à combustible, des systèmes de stockage, des systèmes de génération à base de combustibles fossiles, etc. avec une optimisation multi ou mono objectif utilisant un algorithme génétique et une analyse de sensibilité avec un faible temps de calcul.

Ayant une base de données de divers composants, HOGA permet d'optimiser la durée de vie et le rendement d'un système hybride à sources d'énergie renouvelables et de calculer les émissions de CO_2 pendant le cycle de vie des différents composants du système.

Le logiciel HOGA a été utilisé dans la conception et l'optimisation des systèmes hybrides PV-Diesel [199], PV-Eolienne-Diesel-Batteries [200] et PV-Eolienne-Batteries [201], et a montré de meilleurs résultats par rapport aux méthodes classiques d'optimisations.

4.3.3.4 PVsyst

Développé par l'ingénieur électricien suisse Michel Villoz en 1992, PVsyst est un logiciel d'étude et de simulation des systèmes photovoltaïques autonomes et connectés au réseau intégrant des systèmes de pompage d'eau. Il effectue le dimensionnement, la simulation et l'analyse des données [202, 203]. PVsyst propose plusieurs fonctions pour illustrer les paramètres d'ombrage, définir plusieurs champs PV et simuler des systèmes PV avec des directions variées. Cela donne une sortie sous forme de graphiques du comportement du générateur photovoltaïque électrique sous ombrage partiel, de la comparaison graphique avec le modèle de jour clair, de la génération de fichiers synthétiques horaires météo à partir des

valeurs mensuelles, de calculs météorologiques rapides sur des graphiques météorologiques horaires et d'un calcul d'irradiation.

Le tableau 4.10 représente une comparaison entre les différents outils en discussion.

Logiciel	**Avantages**	**Inconvénients**
HOMER	— Traitement des profils horaires (charge et données météorologiques), — Résultats des simulations sous forme graphique et tabulaire, — Un temps de calcul réduit, — Prise en compte de l'évolution du prix de l'électricité (vente et achat), — Importation de fichiers graphiques à partir d'autres applications.	— Utilisation uniquement du système d'unités impériales, — Les séries chronologiques avec des données quotidiennes moyennes ne peuvent pas être importées, — Les fluctuations de la tension de bus continu ne sont pas prises en compte.
Hybrid2	— Traitement des profils horaires, — Résultats sous forme graphique, — Les simulations sont très précises (intervalles de temps de 10 min à 1 h), — Bilan d'énergie précis (pertes de conversion de puissance prises en compte).	— Simule une seule configuration, — Ne dispose pas d'un algorithme d'optimisation.
HOGA	— Offre une analyse de probabilité — Modèles très précis des sources d'énergie, des systèmes de stockages, et des convertisseurs, — Optimise l'inclinaison et l'orientation des panneaux photovoltaïques, — Permet la simulation du net-metering (facturation nette), — Evalue les émissions de CO_2, — Permet l'achat et la vente d'énergie au réseau électrique.	— Une connexion Internet est requise pour utiliser HOGA, — Il est disponible uniquement en espagnol, — Logiciel propriétaire qui nécessite une licence, — La version pour éducation est limitée au niveau du chargement des données (ensoleillement et profils de charge).
PVsyst	— Dispose d'une interface multilingue en anglais, français, allemand, espagnol et italien, — Inclut une base de données météorologique, — Donne accès à des sources de données météorologiques disponibles sur le Web et comprend un outil permettant d'importer facilement les plus populaires.	— Des erreurs peuvent figurer dans l'affichage des profils météorologiques générés, — Le traitement de plusieurs profils météorologiques peut entrainer des erreurs numériques de simulation, — Logiciel propriétaire qui nécessite une licence.

Table 4.10 – Comparaison entre les logiciels de dimensionnement des systèmes hybrides.

4.4 Optimisation multi-objectifs d'un système multi-sourcess autonome PV/hydraulique/batteries par AG

La méthodologie proposé pour l'optimisation de dimensionnement du système multi-sourcess autonome PV/hydraulique/batteries de la figure 3.1, consiste à utiliser l'algorithme génétique d'optimisation et la combinaison d'outils (LPSP, LCE) permettant l'évaluation énergétique et économique du système. Cette méthodologie est illustrée par l'organigramme de la figure 4.5.

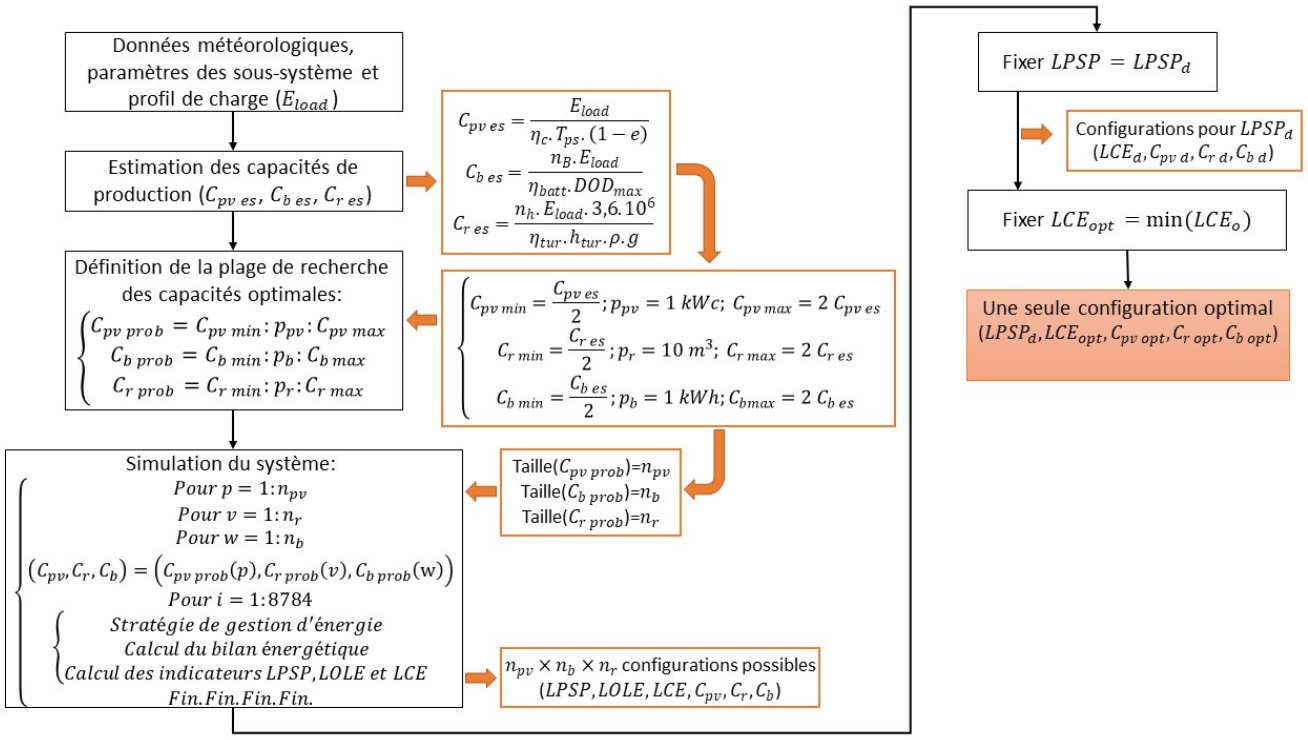


Figure. 4.5 – Organigramme d'optimisation de dimensionnement du système multi-sourcess autonome par algorithme génétique.

Dans la première étape de cet algorithme, on choisit une population constituée des individus les mieux adaptés. Dans le cas de notre système, la population est un espace de recherche contenant l'ensemble des capacités du générateur photovoltaique, des batteries et du réservoir d'eau supérieur, susceptibles de donner la conception optimale du système. Cet étape correspond à l'opération de sélection dans l'AG. Pour minimiser l'espace de recherche, les capacités du générateur PV, des batteries et du réservoir d'eau supérieur, sont estimées au début du processus d'optimisation, à l'aide de la méthode empirique [171, 151]. Un sous-espace correspond à l'ensemble des capacités d'une source d'énergie. Chaque sous-espace est délimité par deux valeurs min et max et caractérisé par un pas de variation :

$$\begin{cases} C_{pv\,min} = \frac{C_{pv\,es}}{n}, C_{pv\,max} = C_{pv\,es} \times n \\ C_{b\,min} = \frac{C_{b\,es}}{n}, C_{b\,max} = C_{b\,es} \times n \\ C_{r\,min} = \frac{C_{r\,es}}{n}, C_{r\,max} = C_{r\,es} \times n \end{cases}$$

Où $C_{pv\,es}$, $C_{b\,es}$ et $C_{r\,es}$ sont les capacités du générateur PV et du système de stockage hybride (batteries-hydralique), estimées au début du processus d'optimisation et n un entier supérieur ou égal à 2. Dans notre étude, n est pris égal à 2 afin de minimiser le temps de recherche de la configuration optimale.

Les trois sous-espaces de recherche contenant les valeurs possibles des capacités du générateur PV et du système de stockage hybride sont ainsi conçus suivant les trois boucles :

$$\begin{cases} pour\ i = 1 : n_{pv} \\ \quad C_{pv\,prob}(i) = C_{pv\,min} + (i-1).pas_{pv} \\ fin. \\ pour\ j = 1 : n_b \\ \quad C_{b\,prob}(j) = C_{b\,min} + (j-1).pas_b \\ fin. \\ pour\ k = 1 : n_r \\ \quad C_{r\,prob}(k) = C_{r\,min} + (k-1).pas_r \\ fin. \end{cases}$$

où pas_{pv}, pas_b et pas_r, sont les pas de variation dans les sous-espace de recherche de la capacité optimale du générateur photovoltaique $C_{pv\,prob}$, du système de batteries $C_{b\,prob}$ et du réservoir d'eau supérieur $C_{r\,prob}$. n_{pv}, n_b et n_r représentent respectivement les tailles des vecteurs $C_{pv\,prob}$, C_{b-prob} et C_{r-prob} :

$$\begin{cases} n_{pv} = round((\frac{C_{pv\,max} - C_{pv\,min}}{pas_{pv}} + 1), 0). \\ n_b = round((\frac{C_{b\,max} - C_{b\,min}}{pas_b} + 1), 0). \\ n_r = round((\frac{C_{r\,max} - C_{r\,min}}{pas_r} + 1), 0). \end{cases}$$

Dans la deuxième étape, les configurations possibles (capacité du générateur PV, capacité des batteries, capacité du réservoir d'eau supérieur) sont définis à partir des vecteurs $C_{pv\,prob}$, $C_{b\,prob}$ et $C_{r\,prob}$: c'est l'opération de croisement dans l'AG.

Pour chaque configuration, la stratégie de gestion d'énergie est simulée sur une année (8784 h) et le bilan énergétique horaire du système est calculé et classé. Ensuite, les indicateurs de performance (technique et économique) sont calculés et stockés. Ce procédé correspond à l'opération de mutation dans l'AG. La deuxième étape peut être résumée comme suit :

$$\begin{cases} pour\ p = 1 : n_{pv} \\ \quad pour\ v = 1 : n_r \\ \quad\quad pour\ w = 1 : n_b \\ \quad\quad (C_{pv}, C_r, C_b) = (C_{pv\ prob}(p), C_{r\ prob}(v), C_{b\ prob}(w)) \\ \quad\quad\quad pour\ i = 1 : 8784 \\ \quad\quad\quad\quad Stratégie\ de\ gestion\ d'énergie\ (1\ ou\ 2) \\ \quad\quad\quad\quad Calcul\ du\ bilan\ énergétique \\ \quad\quad\quad\quad Calcul\ des\ indicateurs\ de\ performance \\ \quad\quad\quad fin. \\ \quad fin. \\ fin. \end{cases}$$

A ce stade, on obtient deux matrices de même taille ($n_{pv} \times n_r \times n_b$) contenant respectivement les valeurs possibles des indicateurs de fiabilité LPSP et économique LCE.

Dans la troisième étape, une première sélection parmi toutes les configurations possibles est faite selon la fiabilité désirée du système (par exemple LPSP=10%). Parmi les configurations répondant à la fiabilité désirée, une seule permettant d'avoir le coût minimum est choisie comme solution optimale.

4.5 Résultats et discussions

Dans cette partie les résultats des simulations sont analysés. On rappelle que les simulations sont faites pour les intervalles de recherche de capacité optimale suivants :

$$\begin{cases} C_{pv} = \frac{E_L}{\eta_c . T_{ps} . (1-e)} = 11\ kWc, C_{pv\ min} = \frac{C_{pv}}{2} = 6\ kWc, C_{pv\ max} = C_{pv} * 2 = 22\ kWc; \\ C_b = \frac{n_B . E_L}{\eta_{batt} . DOD_{max}} = 32\ kWh, C_{b\ min} = \frac{C_b}{2} = 16\ kWh, C_{b\ max} = C_b * 2 = 64\ kWh; \\ C_r = \frac{n_h . E_L . 3,6.10^6}{\eta_{tur} . \rho . g . h_{tur}} = 1279\ m^3, C_{r\ min} = \frac{C_r}{2} = 640\ m^3, C_{r\ max} = 2000\ m^3; \end{cases} \tag{4.1}$$

et pour les pas de variations $pas_{pv} = 1kWc$, $pas_b = 1kWh$ et $pas_r = 10m^3$.

Le LCE et le LPSP ont été considérés comme des indicateurs de performance.

Le profil horaire de la puissance photovoltaïque $P_{pv\ ref}$ sur l'année 2016 est fourni par le logiciel PVsyst pour une capacité de référence de 25 kWc. Ainsi, pour chaque capacité C_{pv} de l'espace de recherche de la capacité optimale, le profil de la production PV sera donnée par :

$$P_{pv\ prod} = \frac{C_{pv}}{25} * P_{pv\ ref}. \tag{4.2}$$

Le principe de fonctionnement de la turbine est de transformer l'énergie hydraulique en énergie mécanique avec un rendement maximum. En se basant sur ce principe, ainsi que sur

la courbe de rendement de la turbine du tableau 3.1, la plage de fonctionnement optimale de la turbine sera limitée par $P_{min\ tur} = 0.59kW$ et $P_{max\ tur} = 3kW$.

Une exploitation optimale de la pompe correspond à un maximum d'énergie hydraulique stockée et un minimum d'énergie électrique absorbée tout en gardant un rendement élevé. En s'appuyant sur ce principe ainsi que sur la courbe de rendement de la pompe du tableau 3.2, la plage de fonctionnement optimale de la turbine sera limitée par $P_{min\ pomp} = 7.5kW$ et $P_{max\ pomp} = 12.19kW$.

4.5.1 Optimisation du dimensionnement du système PV à stockage hydraulique et par batteries

4.5.1.1 Priorité au système hydraulique

D'après les simulations, en optant pour une stratégie de gestion d'énergie à priorité au système hydraulique, le minimum d'insatisfaction énergétique LPSP qu'on peut atteindre est de 4.32 %. Dans ce qui suit, les variations des diffèrentes paramètres du système en fonction du LPSP sont représentées jusqu'à $LPSP = 15\%$ avec un pas de variation de 1 %.

Les variations des indicateurs LCE (Levelised Cost of Energy) et LLP (Loss of load probability) en fonction du LPSP (Loss of Power Supply Probability) sont représentées sur la figure 4.6. On peut observer à partir de la figure 4.6 que le LCE diminue de façon exponentielle avec l'augmentation du LPSP (diminution de la satisfaction énergétique) : de 4,32 % à 6 %, le LCE diminue fortement de 0,92 € $/kWh$ à une valeur inférieur à 0,5 € $/kWh$; par la suite, il reste presque constant à près de 0.5 € $/kWh$ pour un LPSP allant jusqu'à 15 %. On peut également noter que l'insatisfaction horaire LLP augmente linéairement avec l'insatisfaction énergétique LPSP.

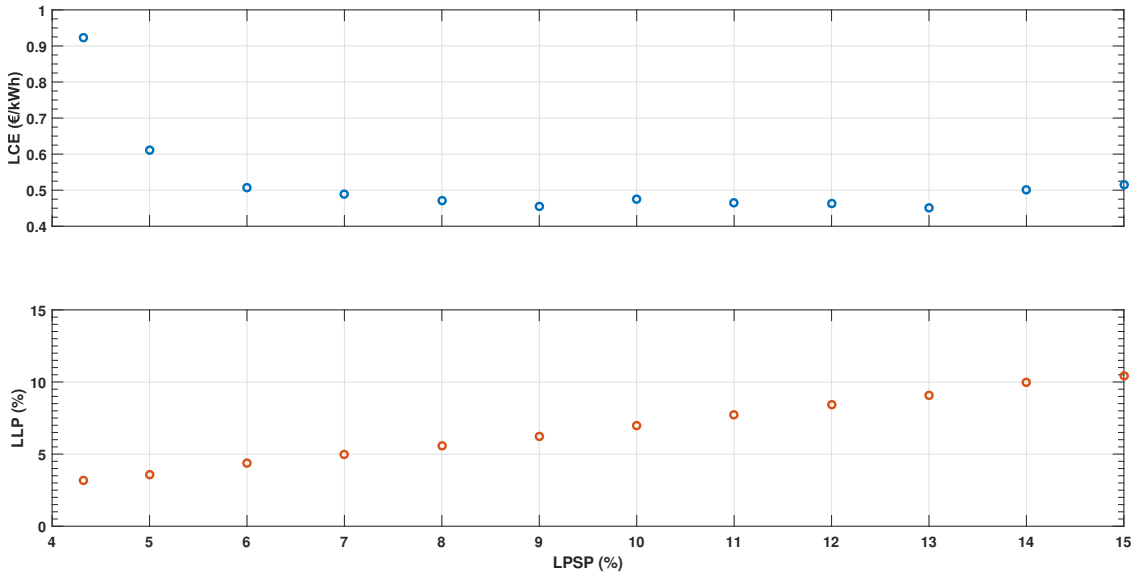


Figure. 4.6 – Variations du prix de production optimal du kWh d'énergie LCE et de l'insatisfaction horaire LLP en fonction de l'insatisfaction énergétique LPSP.

La distribution des configurations optimales (capacité du générateur PV, capacité des batteries, capacité du réservoir supérieur d'eau) en fonction du LPSP, est représentée sur la figure 4.7.

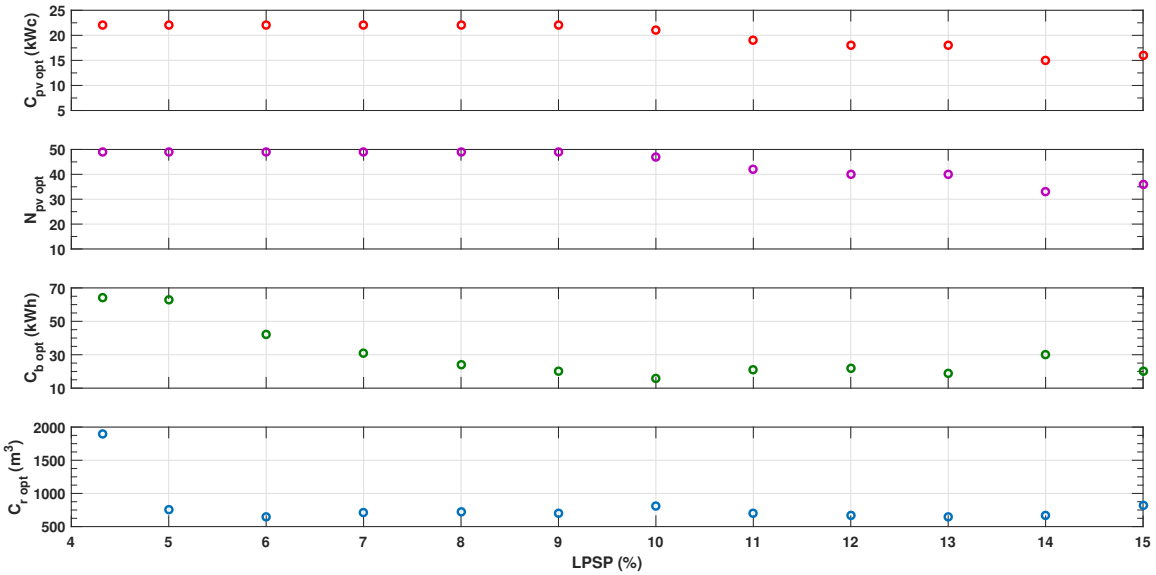


Figure. 4.7 – Variation des configurations optimales ($C_{pv\ opt}$, $C_{b\ opt}$, $C_{res\ opt}$) en fonction du LPSP.

On peut observer à partir de la figure 4.7 que :

- Pour un LPSP entre 4,32 % et 9 %, la capacité optimale du générateur photovoltaique $C_{pv\ opt}$ est constante et égale à 22 kWc, cette valeur représente la valeur maximale de l'intervalle de recherche de la capacité optimale du générateur PV. Au delà de 9 %, la capacité $C_{pv\ opt}$ diminue avec l'augmentation du LPSP et reste toujours au dessus de 15 kWc.
- La capacité optimale des batteries $C_{b\ opt}$ varie entre la valeur maximale (64 kWh) et la valeur minimale (16 kWh) de l'intervalle de recherche de la capacité optimale des batteries : $C_{b\ opt}$ diminue fortement jusqu'à 30 kWh pour un LPSP entre 4,32 % et 7 %, puis, varie faiblement au dessous de 30 kWh avec l'augmentation du LPSP.
- Avec l'augmentation du LPSP de 4,32 % à 5 %, la capacité optimale du réservoir supérieur d'eau $C_{res\ opt}$ diminue rapidement de 1850 m^3 à une valeur inférieur à 800 m^3 ; au delà de 5 %, puis, varie faiblement entre 640 m^3 (qui correspond à la valeur minimale de l'intervalle de recherche de la capacité optimale du réservoir supérieur) et 800 m^3 pour un LPSP allant jusqu'à 15 %.

On peut conclure, à partir des observations ci-dessus, que la capacité des batteries et celle du réservoir supérieur d'eau diminuent de façon exponentielle avec l'augmentation du LPSP avant de se stabiliser. La décroissance de $C_{b\ opt}$ est lente et celle de $C_{res\ opt}$ est rapide.

4.5.1.2 Priorité aux batteries

D'après les simulations, en optant pour une stratégie de gestion d'énergie à priorité aux batteries, le minimum d'insatisfaction énergétique LPSP qu'on peut atteindre est de 3,33 %. Dans ce qui suit, les variations des différentes paramètres du système en fonction du LPSP sont représentées jusqu'à $LPSP = 15\%$ avec un pas de variation de 1 %.

Les variations des indicateurs LCE et LLP en fonction du LPSP sont représentées sur la figure 4.8.

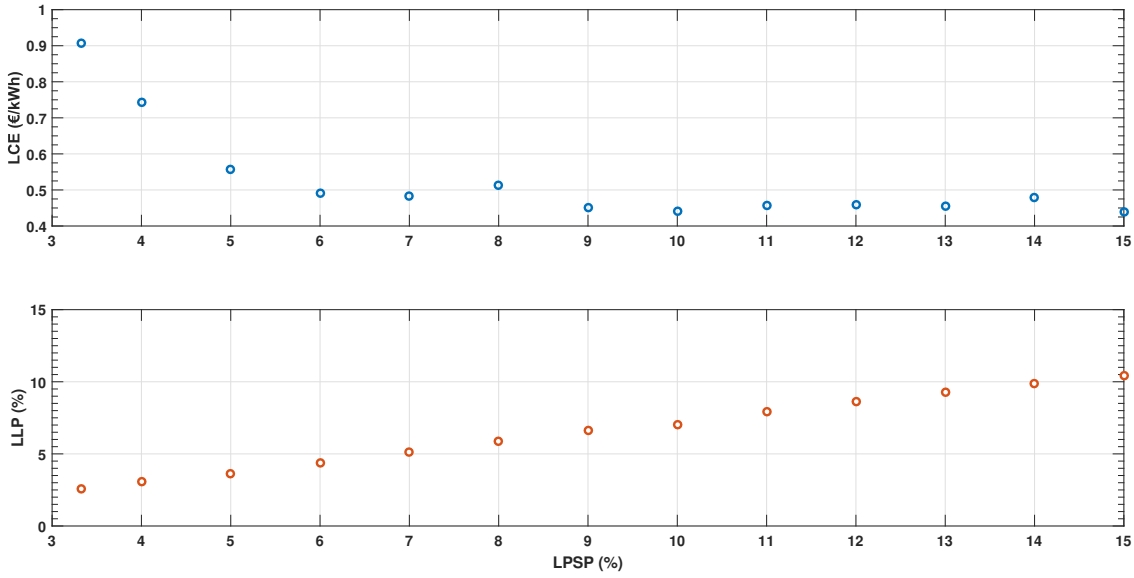


Figure. 4.8 – Variations du prix de production optimal du kWh d'énergie LCE et de l'insatisfaction horaire LLP en fonction de l'insatisfaction énergétique LPSP.

On peut observer à partir de la figure 4.8 que, identiquement aux résultats de simulations de la stratégie de gestion d'énergie précédente, le LCE diminue de façon exponentielle avec l'augmentation du LPSP et le LLP varie linéairement avec l'insatisfaction énergétique LPSP, ayant presque la même pente.

La distribution des configurations optimales (capacité du générateur PV, capacité des batteries, capacité du réservoir supérieur d'eau) en fonction du LPSP, est représentée sur la figure 4.9.

On peut observer à partir de la figure 4.9 que :

— Pour un LPSP entre 3,33 % et 6 %, la capacité $C_{pv\ opt}$ est constante de 22 kWc. Au delà de 6 %, $C_{pv\ opt}$ diminue avec l'augmentation du LPSP et reste toujours au dessus de 15 kWc.
— La capacité $C_{b\ opt}$ décroît lentement entre la valeur maximale (64 kWh) et la valeur minimale (16 kWh) de l'intervalle de recherche de la capacité optimale des batteries avec l'augmentation du LPSP.

— La capacité $C_{res\ opt}$ diminue rapidement de 2000 m^3 (qui correspond à la valeur maximale de recherche de la capacité optimale du réservoir) à une valeur inférieur à 875 m^3 pour un LPSP entre 3,33 % et 5 % ; au delà de 5 %, elle varie faiblement entre 640 m^3 et 800 m^3 pour un LPSP allant jusqu'à 15 %.

On peut conclure que, semblablement à la stratégie de gestion d'énergie à priorité pour le système hydraulique, la capacité des batteries et celle du réservoir supérieur d'eau diminuent de façon exponentielle avec l'augmentation du LPSP : la décroissance de $C_{b\ opt}$ est lente et celle de $C_{res\ opt}$ est rapide.

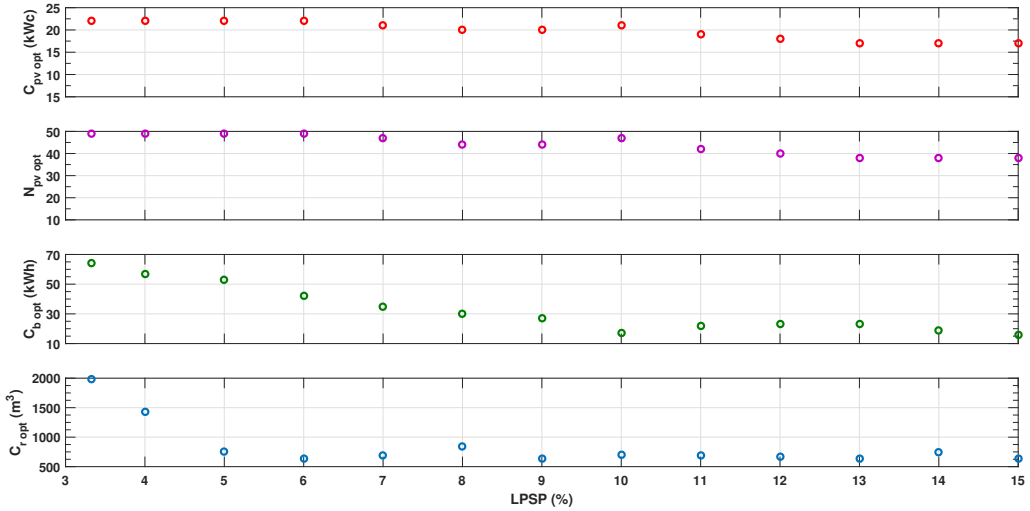


Figure. 4.9 – Variation des configurations optimales ($C_{pv\ opt}$, $C_{b\ opt}$, $C_{res\ opt}$) en fonction du LPSP.

4.5.1.3 Comparaison des deux stratégies

A partir des résultats ci-dessus, on arrive aux conclusions suivantes :

— Pour un système multi-sourcess autonome PV/hydraulique/batteries : le LCE diminue de façon exponentielle avec l'augmentation du LPSP ; et le LLP augmente linéairement avec l'augmentation du LPSP ;

— Pour les mêmes espaces de recherches de capacités optimales des sources d'énergie :

  — Les deux stratégies offrent les mêmes attentes en terme de coût ;
  — La stratégie de gestion d'énergie offrant un maximum de fiabilité (satisfaction énergétique) est celle à priorité au système de batteries : 96.67 % contre 95.68 % pour la stratégie à priorité au système hydraulique.

4.5.2 Bilans de puissance pour LPSP=5 %

Dans cette partie, selon le scénario énergétique proposé, on étudiera le comportement énergétique des sous-systèmes (PV, batteries et système hydraulique) pour la solution optimale offrant une satisfaction énergétique de 95 % (LPSP= 5 %). Le tableau 4.11 fournit la liste d'abréviations et d'acronymes des puissances caractéristiques du système étudié.

Abréviation	**Acronyme**
P_{pv}	Production photovoltaïque totale
P_{cons}	Puissance demandée
$P_{pv\ cons}$	Puissance photovoltaïque exploitée par le consommateur
$P_{pv\ batt}$	Puissance photovoltaïque stockée par batteries
$P_{pv\ pomp}$	Puissance photovoltaïque stockée par pompage hydraulique
$P_{pv\ exces}$	Puissance photovoltaïque en excès
$P_{batt\ cons}$	Puissance fournie par les batteries
$P_{tur\ cons}$	Puissance fournie par la turbine

Table 4.11 – Abréviations et acronymes.

4.5.2.1 Priorité au système hydraulique

En fixant le critère de fiabilité énergétique désiré LPSP =5 %, nous pouvons aboutir à plusieurs configurations possibles. La solution optimale correspond à la configuration offrant le coût minimal. Selon la figure 4.10, la solution optimale est tel que : $C_{pv\ opt} = 22\ kWc,\ C_{b\ opt} = 63\ kWh,\ C_{res\ opt} = 760\ m^3,\ LCE = 0.61\ €\ /kWh.$

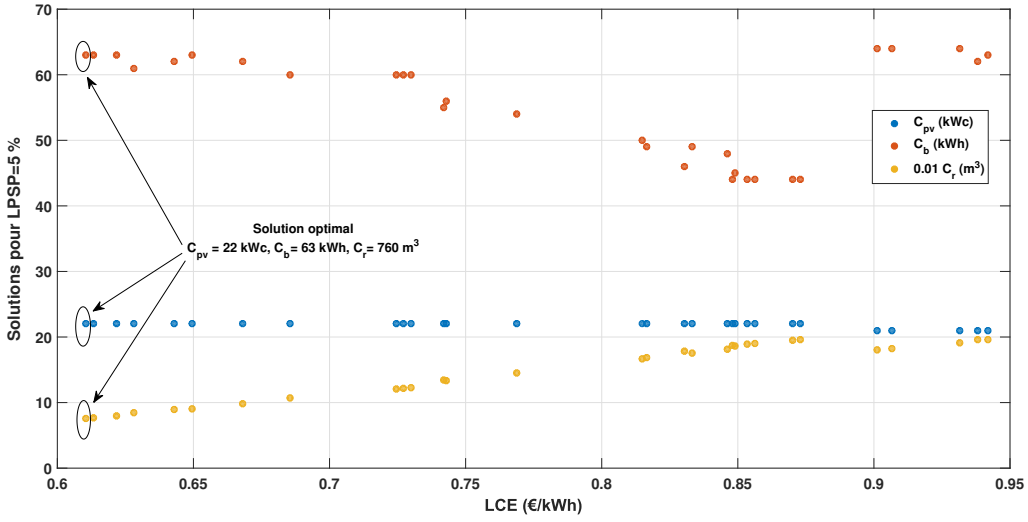


Figure. 4.10 – Les différentes configurations possibles pour LPSP =5 %.

Les figures 4.11-4.12 représentent la répartition horaire (en kWh) en 2016 (8784 h) et la répartition annuelle (en %) de la production photovoltaïque entre la charge et les systèmes de stockages.

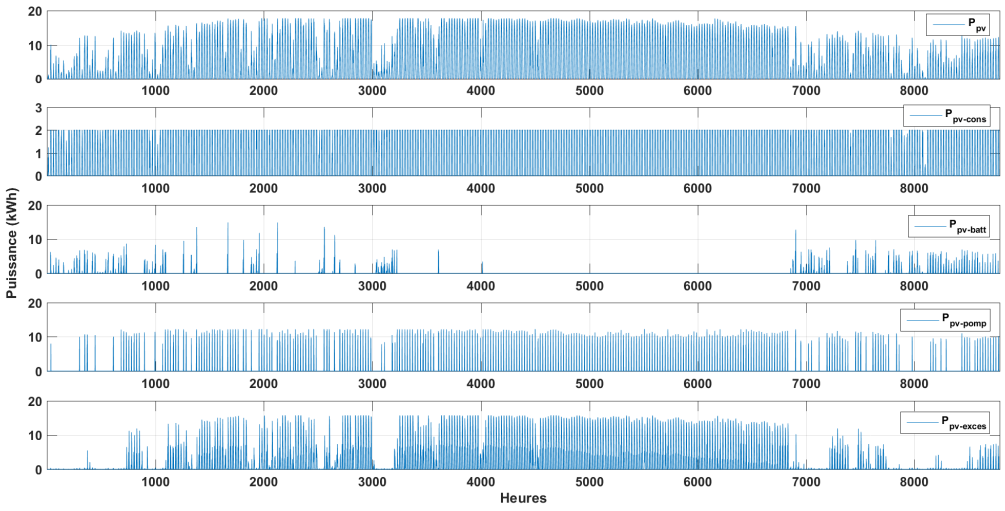


Figure. 4.11 – Profils annuels de la répartition de la production photovoltaïque (kWh).

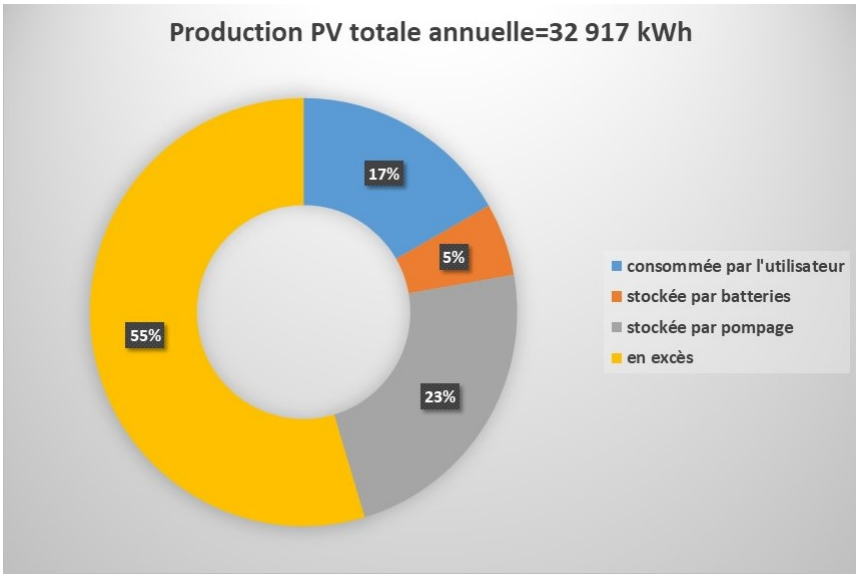


Figure. 4.12 – Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle.

On constate à partir des figures 4.11 et 4.12 que, le surplus de production photovoltaïque est très important. Cela revient au fait que :

- La puissance demandée par la charge durant la journée (2 kWh) est très inférieure à la production PV maximale (17.7 kWh) ;
- La production PV maximale est supérieure à la puissance de stockage par pompage hydraulique (12.19 kW) ;
- Le réservoir supérieur est fréquemment plein, car la puissance demandée par la charge est faible par rapport à la puissance stockée par pompage hydraulique ;
- Les batteries ne sont pas utilisées durant l'été car elles sont pleines et que la turbine a la priorité de fournir l'énergie à la charge, le soir.

En se basant sur la figure 4.12, on estime également qu'une grande partie de la puissance totale annuelle produite par le générateur PV est non exploité (environ 55% de la production totale PV). Par ailleurs, le stockage par batteries est très peu utilisé par rapport au stockage par pompage hydraulique (5 % vs. 23 %).

Les figures 4.13-4.14 montrent la contribution horaire (en kWh) et annuelle (en %) des différentes sources d'énergie pour satisfaire 95 % de la demande en consommation.

La figure 4.13 confirme également que : la demande journalière en puissance (2 kWh) est majoritairement satisfaite par la production PV, la puissance demandée durant la nuit (2.6 kWh) est généralement fournie par la turbine et, en été, les batteries sont inexploitées.

On peut voir à partir de la figure 4.14 que :

— Les deux contributions PV-hydroélectricité sont équivalentes ;
— L'apport solaire couvre 41 % de la puissance annuelle totale demandée, soit environ 94 % de la puissance annuelle totale demandée durant la journée.

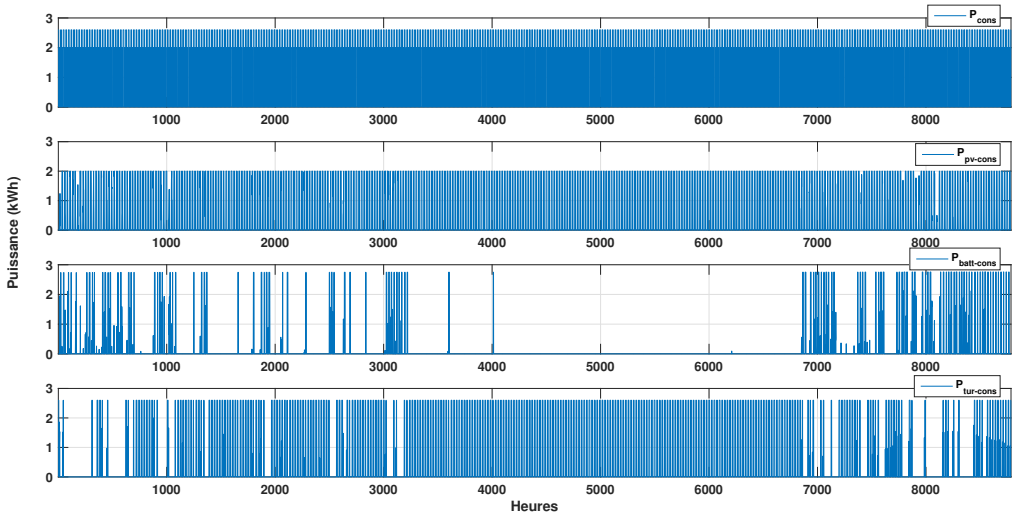


Figure. 4.13 – Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes.

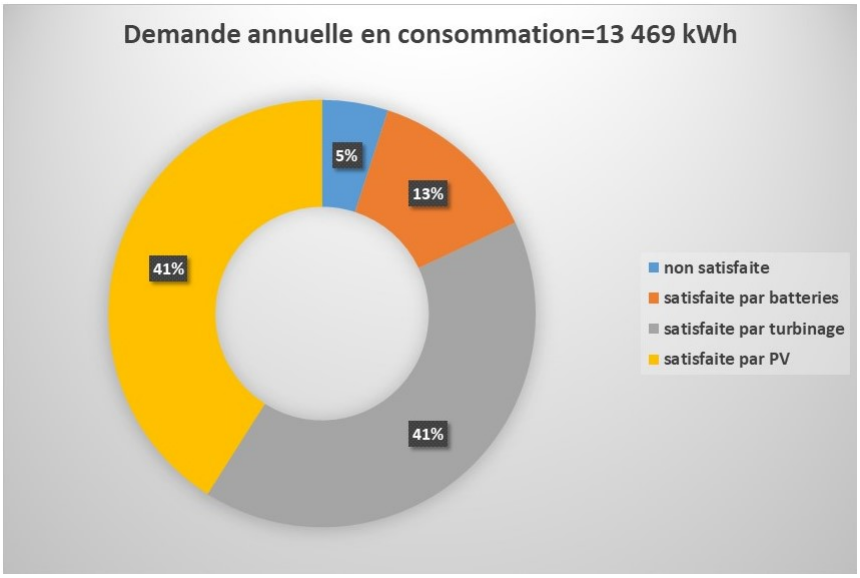


Figure. 4.14 – Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes.

La figure 4.15 montre les variations horaires de la quantité d'eau stockée dans le réservoir supérieur (en m^3) et de l'énergie stockée dans les batteries (en kWh).

On constate, d'après la figure 4.15, que les batteries sont à leur capacité maximale en été du fait que la production PV est importante, alors que le réservoir supérieur subit régulièrement des charges/décharges pour stocker l'excès en énergie PV et alimenter la charge durant la nuit. En hiver, quand la production du PV est faible, la décharge des batteries est plus important que celui du réservoir d'eau. Cela s'explique par le fait que la puissance maximale de production d'énergie des batteries ($DOD_{max}.C_{b\,max} = 0.8 \times 64 = 51.2$ kW, où DOD_{max} est la profondeur de décharge) est beaucoup plus importante que celle de la turbine (3 kW).

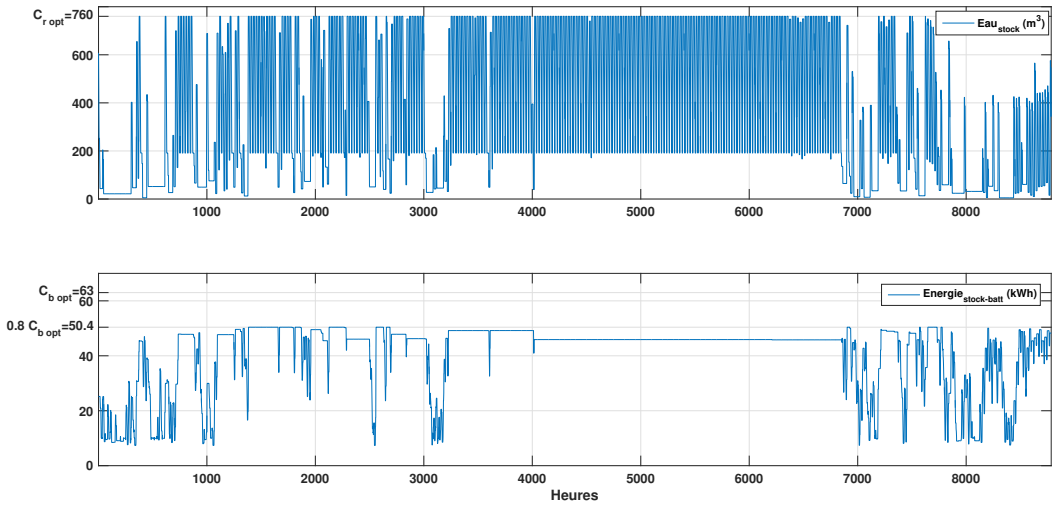


Figure. 4.15 – Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh).

La figure 4.16 illustre les profils annuels de la production PV, la demande en consommation et les charges/décharges des éléments de stockage.

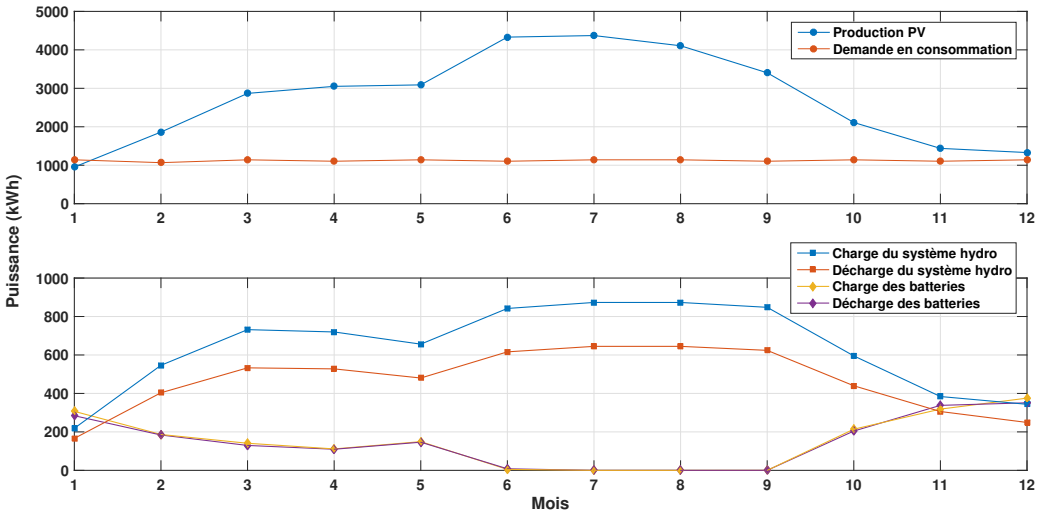


Figure. 4.16 – Profils de charge/décharge annuelle moyenne (kWh) des systèmes de stockages (batteries, système hydraulique) en fonction de la production photovoltaïque et de la demande en consommation.

Il est clair que les batteries ont une circulation de puissance très faible par rapport au système hydraulique car la priorité de stockage/production est réservée au système hydraulique. L'écart considérable entre les deux profils de charge et de décharge du système hydraulique est du au fait que la puissance de stockage par pompage hydraulique (12.9 kW) est largement supérieure à la puissance de production par turbinage d'eau (3 kW) et que l'excès de la production PV est important. On peut également remarquer que les batteries ne sont plus utilisées durant l'été (juin, juillet, aout et septembre) du fait qu'elles sont pleines et que le système hydraulique se charge de stocker la production PV importante et d'alimenter régulièrement la charge durant la nuit (figure 4.15).

4.5.2.2 Priorité aux batteries

Selon la figure 4.17, la solution optimale est tel que :$C_{pv\ opt} = 22\ kWc,\ C_{b\ opt} = 53\ kWh,\ C_{res\ opt} = 760\ m^3,\ LCE = 0.56\ €\ /kWh.$

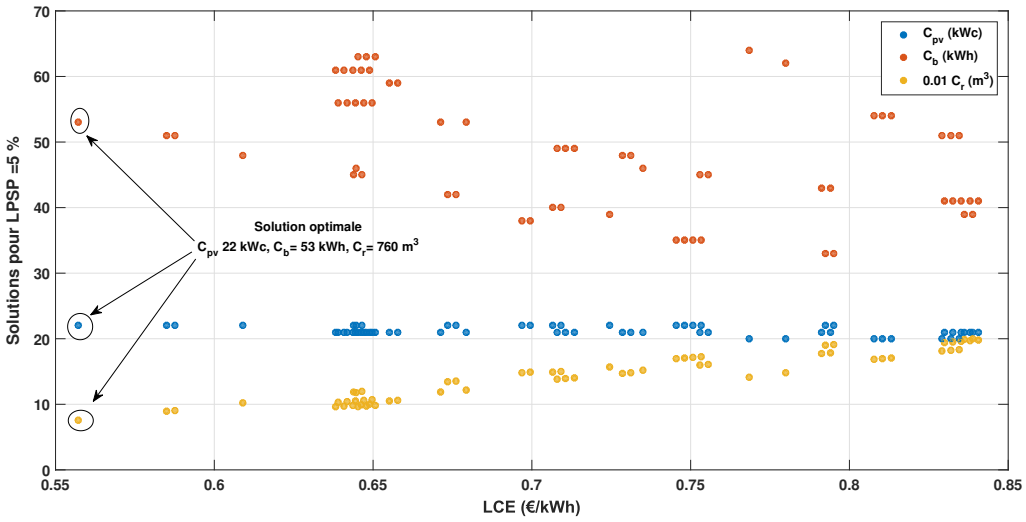


Figure. 4.17 – Les différentes configurations possibles pour LPSP =5 %.

Les figures 4.18-4.19 représentent la répartition horaire (en kWh) et annuelle (en %) de la production photovoltaïque entre la charge et les systèmes de stockages. On constate à partir de la figure 4.18 que, le surplus de production photovoltaïque est également très important pour ce sénario énergétique.

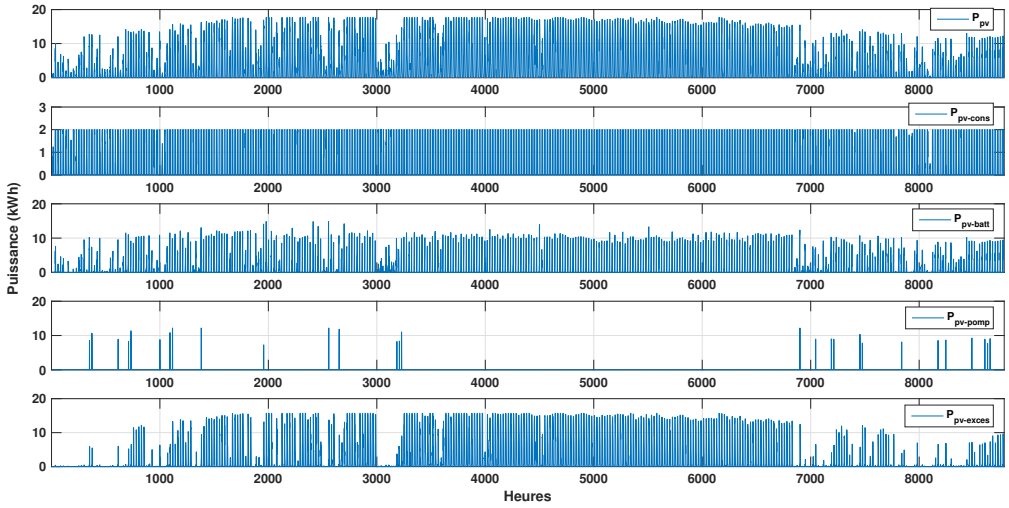


Figure. 4.18 – Profils annuels de la répartition de la production photovoltaique (kWh).

Ces résultats s'expliquent par les raisons suivantes :

— La puissance demandée par la charge durant la journée (2 kWh) est très inférieur à la production PV maximale (17.7 kWh) ;
— Les batteries, ayant la priorité pour produire et stocker de l'énergie, sont régulièrement utilisées ;

— Le banc de batteries peut souvent se trouver à son état de charge maximal car la puissance demandée par la charge est très inférieure à celle stockée dans les batteries ;
— La production PV maximale est supérieur à la puissance de stockage par pompage hydraulique (12.19 kW) ;
— Le stockage par pompage hydraulique est rarement utilisé vu que le réservoir supérieur d'eau est souvent plein, et que, souvent, l'excès de production PV est supérieur à la puissance maximale de stockage par pompage hydraulique (12.19 kW) ou inférieur à la puissance minimale de stockage par pompage hydraulique (7.5 kW).

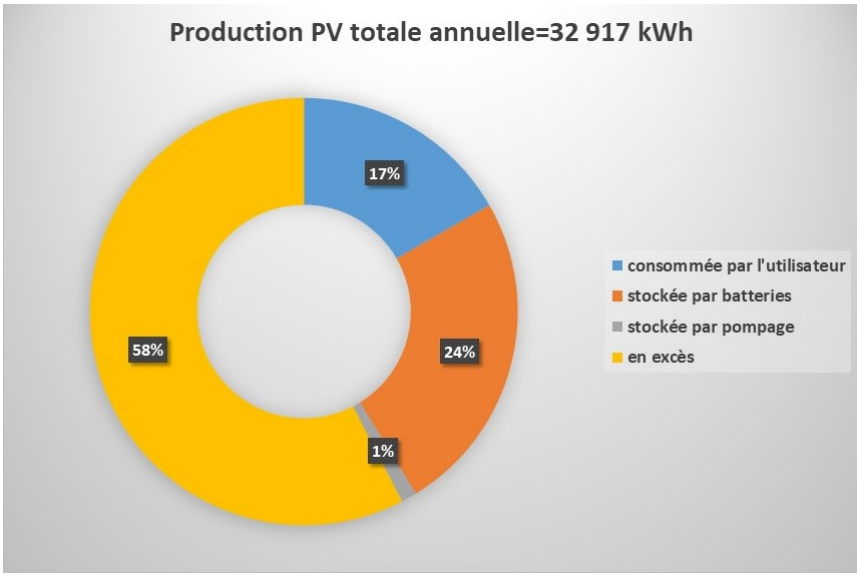


Figure. 4.19 – Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle.

On peut voir à partir de la figure 4.19 qu'environ 58 % de la production totale annuelle PV constitue un excès non utilisée et que le stockage annuel de puissance par pompage hydraulique est très peu utilisé (1 %) par rapport au stockage électrochimique par batteries (23 %).

Les figures 4.20-4.21 montrent la contribution horaire (en kWh) et annuelle (en %) des différentes sources d'énergie pour satisfaire 95 % de la demande en puissance.

La figure 4.20 confirme également que : la demande journalière en puissance (2 kWh) est majoritairement satisfaite par la production PV, la puissance demandée durant la nuit (2.6 kWh) est généralement fournie par les batteries et, en été, la turbine est rarement utilisée la nuit.

On peut voir sur la figure 4.21 que, l'apport solaire est équivalent à celui dans le scénario énergétique précédent, soit 41 %. L'apport énergétique des batteries (52 %) est bien supérieur à l'apport énergétique de la turbine dans la stratégie de gestion d'énergie précédente (41 %).

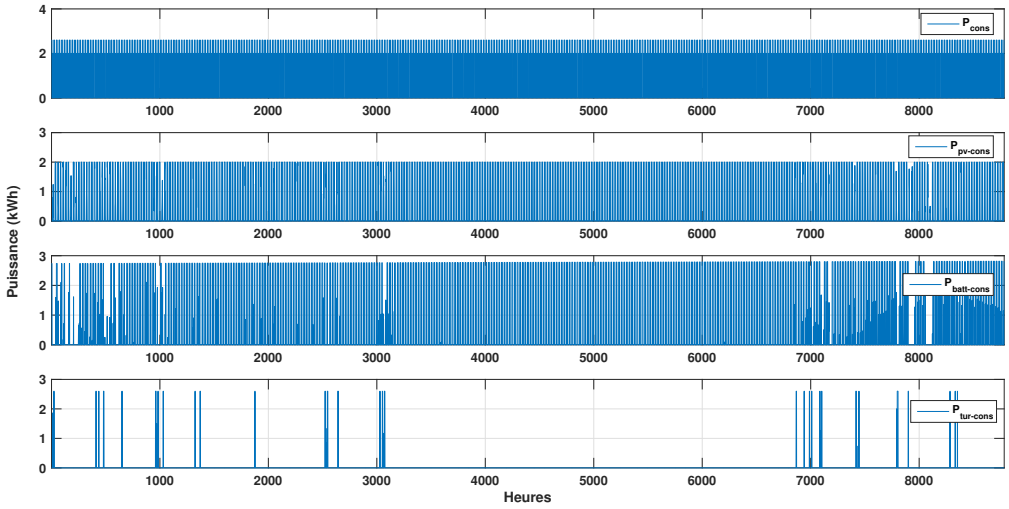


Figure. 4.20 – Profils annuels de la répartition de l'apport en puissance (kWh) des sous-systèmes en 2016.

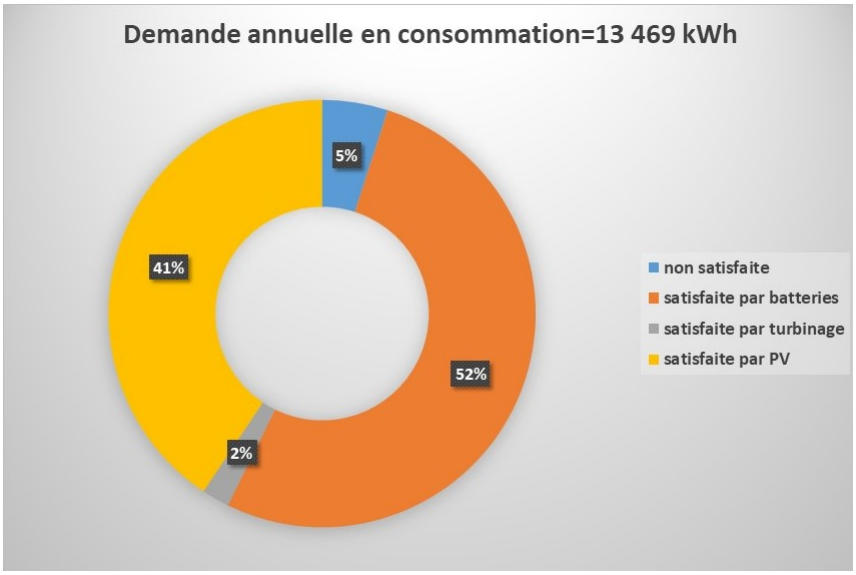


Figure. 4.21 – Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes.

La figure 4.22 illustre les variations horaires de la quantité d'eau stockée dans le réservoir supérieur et de l'énergie stockée dans les batteries. On constate que les batteries subissent régulièrement des cycles complets de charge/décharge. Alors qu'en été, le réservoir supérieur se trouve souvent à sa capacité maximale de stockage d'eau et cela en raison de l'excès de production photovoltaïque et du débordement du banc de batteries lorsqu'il est à son état de charge maximal. Dans ce sénario, la décharge du réservoir d'eau se fait uniquement dans le cas où il n'y a pas de production photovoltaïque (le soir et l'hiver) et lorsque la quantité d'énergie stockée dans les batteries est faible.

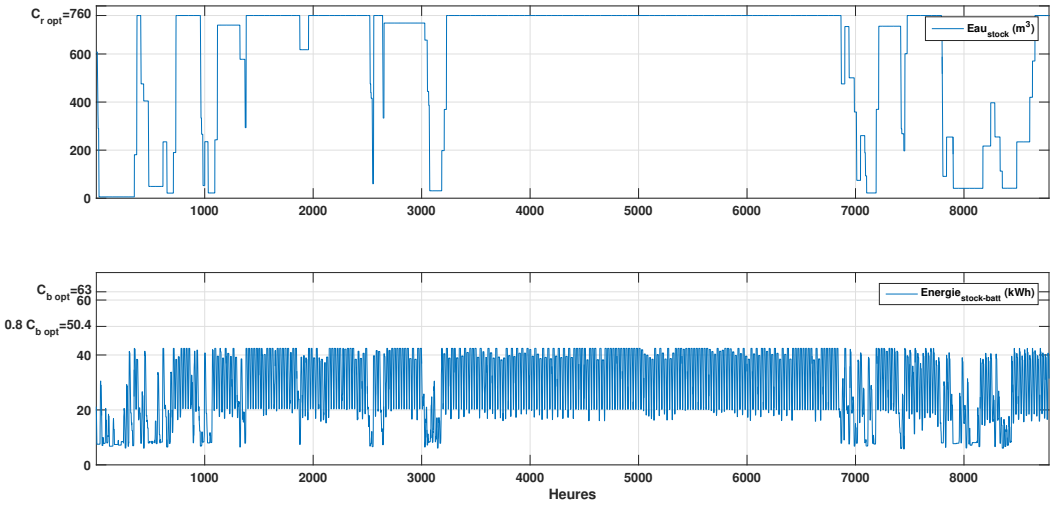


Figure. 4.22 – Etats de charge du réservoir supérieur d'eau (m^3) et des batteries (kWh).

La figure 4.23 fournie les profils annuels de la production PV, la demande en consommation et la charge/décharge des différents éléments de stockage.

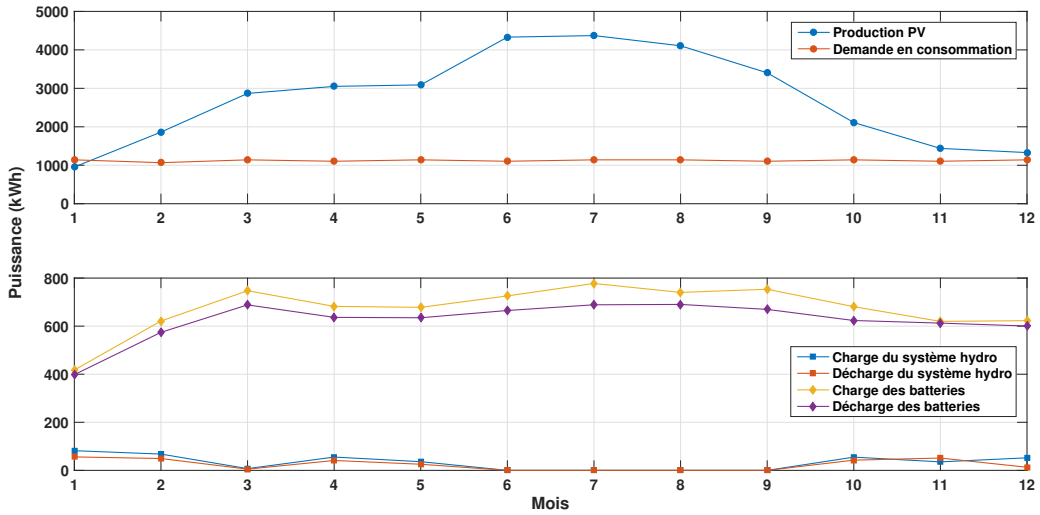


Figure. 4.23 – Profils de charge/décharge annuelle moyenne (kWh) des systèmes de stockages (batteries, système hydraulique) en fonction de la production photovoltaïque et de la demande en consommation.

On peut voir que les batteries ont une circulation de puissance plus élevée que celle du système hydraulique car la priorité de stockage/production eux y est réservée. On constate également que les profils de charge et de décharge des batteries se ressemblent, cela s'explique par le fait que le banc de batteries possède la même puissance pour le stockage et pour la production d'énergie (puissance nominale). L'écart faible entre les deux profils de charge

(production d'énergie par turbinage) et de décharge (stockage d'énergie par pompage) du système hydraulique est due au fait que le stockage par pompage hydraulique est peu utilisé.

4.5.2.3 Conclusions

En considérant le coût de production d'un kWh d'électricité (LCE) comme critère de performance, on peut affirmer que l'usage des batteries comme dispositif principal de stockage/production d'énergie est la solution optimale. Il est à noter qu'à l'écart du prix du kWh, donner la priorité de la gestion d'énergie aux batteries est intéressant car, ayant une densité énergétique importante, les batteries seront capables de lisser les fluctuations de l'énergie solaire et atténuer les transitoires et les variations de la charge DC. Toutefois, la stratégie à priorité au système hydraulique permet une meilleure exploitation de la ressource solaire. En effet, la puissance annuelle photovoltaïque en excès est de 18.1 MWh contre 19.1 MWh pour la stratégie à priorité pour les batteries (voir les figures 4.12 et 4.19).

Dans les deux scénarios énergétiques étudiés, environ 55 % de la production photovoltaïque est un excès non exploité. Cela dépend de plusieurs facteurs :

- Les conditions météorologiques : en été la production PV est très importante ;
- La plage de fonctionnement de la pompe : la puissance PV est probablement supérieur à la puissance maximale de stockage par pompage hydraulique, ou inférieur à la puissance minimale de fonctionnement de la pompe ;
- Le profil de consommation : dans notre étude, la puissance demandée par la charge est très faible comparant à la puissance PV produite et à la puissance stockée dans les éléments de stockage ;
- Les états de charge des batteries et du réservoir supérieur d'eau : la puissance demandée étant faible, les éléments de stockage se retrouvent souvent pleins.

Des solutions pour réduire le surplus d'énergie PV consiste à : augmenter le nombre de jours d'autonomie des dispositifs de stockage, dimensionner le système hydraulique et les batteries en stockage et non pas en production, dimensionner le système complet en hiver et en été, raccorder le système au réseau de distribution, etc.

4.5.3 Bilans de puissance pour LPSP=10 %

Dans cette partie, nous allons présenté les résultats obtenues avec un LPSP de 10 %.

En fixant le critère de fiabilité énergétique désiré LPSP =10 %, les solutions optimales selon les scénarios énergétiques sont :

- $C_{pv\ opt} = 21\ kWc,\ C_{b\ opt} = 16\ kWh,\ C_{res\ opt} = 810\ m^3,\ LCE = 0.48\ €\ /kWh$, si la priorité de stockage et de production d'énergie est donnée au système hydraulique ;
- $C_{pv\ opt} = 21\ kWc,\ C_{b\ opt} = 17\ kWh,\ C_{res\ opt} = 700\ m^3,\ LCE = 0.44\ €\ /kWh$, si la priorité de stockage et de production d'énergie est donnée aux batteries.

La répartition (en %) de la production photovoltaïque entre la charge et les systèmes de stockages pour chaque scénario énergétique est représentée par les figures 4.24-4.25.

On peut voir à partir des deux figures 4.24-4.25 que :

— Dans les deux scénarios, nous avons la même capacité de production PV et la même quantité d'énergie PV en excès ;
— Dans le scénario "priorité aux batteries", le stockage par pompage hydraulique est exploité à pourcentage semblable à celui du stockage par batteries.

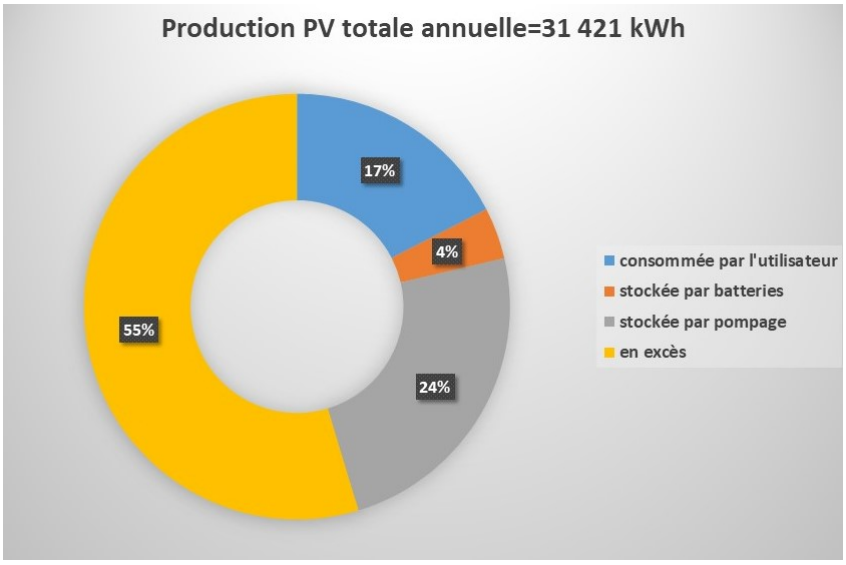


Figure. 4.24 – Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité au système hydraulique.

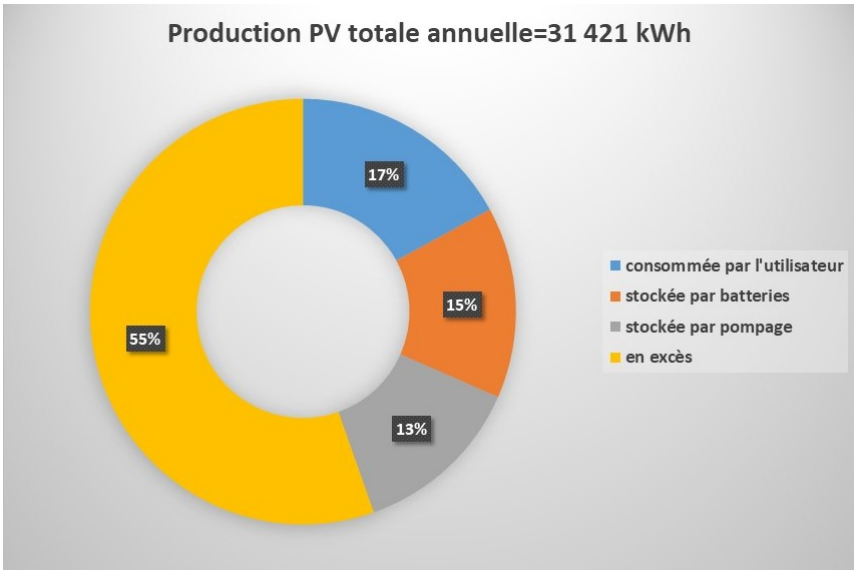


Figure. 4.25 – Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité aux batteries.

La répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes pour chaque scénario énergétique est représentée par les figures 4.26-4.27.

On peut voir à partir des deux figures 4.26-4.27 que :

- Dans les deux scénarios, la production PV permet de satisfaire 41 % de la demande ;
- Dans le scénario "priorité aux batteries", l'apport énergétique (en %) de la turbine hydroélectrique est comparable à celui des batteries.

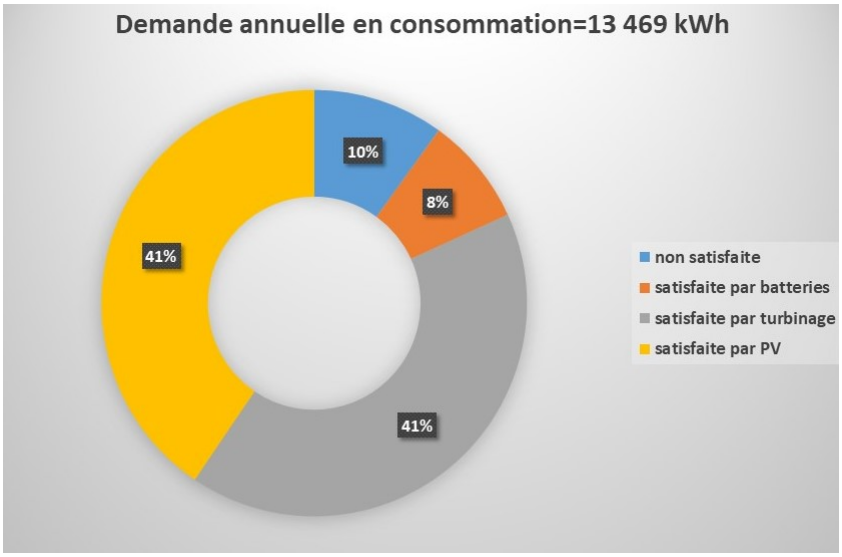


Figure. 4.26 – Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité au système hydraulique.

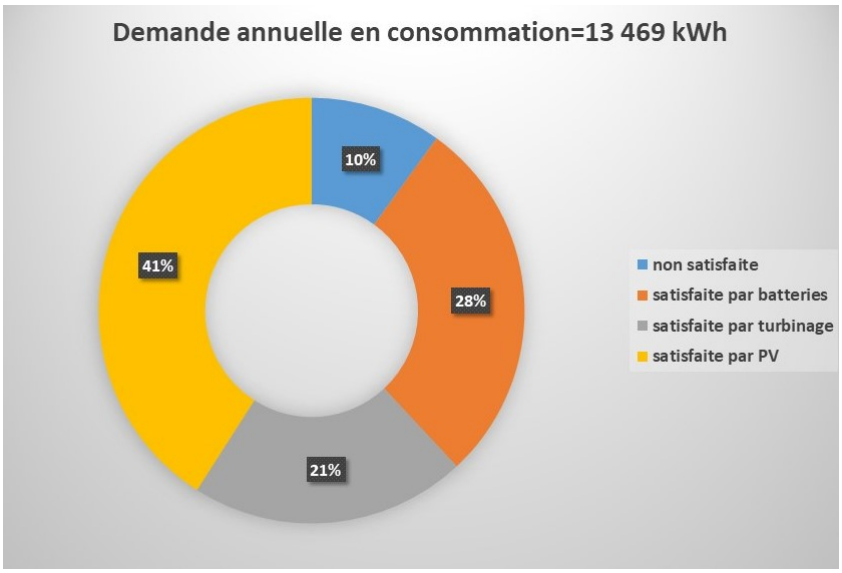


Figure. 4.27 – Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité aux batteries.

4.5.4 Bilans de puissance pour LPSP=15 %

En fixant le critère de fiabilité énergétique désiré LPSP =15 %, les solutions optimales selon les scénarios énergétiques sont :

— $C_{pv\ opt} = 16\ kWc,\ C_{b\ opt} = 20\ kWh,\ C_{res\ opt} = 820\ m^3,\ LCE = 0.51\ €\ /kWh$, si la priorité de stockage et de production d'énergie est donnée au système hydraulique ;
— $C_{pv\ opt} = 17\ kWc,\ C_{b\ opt} = 16\ kWh,\ C_{res\ opt} = 640\ m^3,\ LCE = 0.44\ €\ /kWh$, si la priorité de stockage et de production d'énergie est donnée aux batteries.

La répartition (en %) de la production photovoltaïque entre la charge et les systèmes de stockages pour chaque scénario énergétique est représentée par les figures 4.28-4.29.

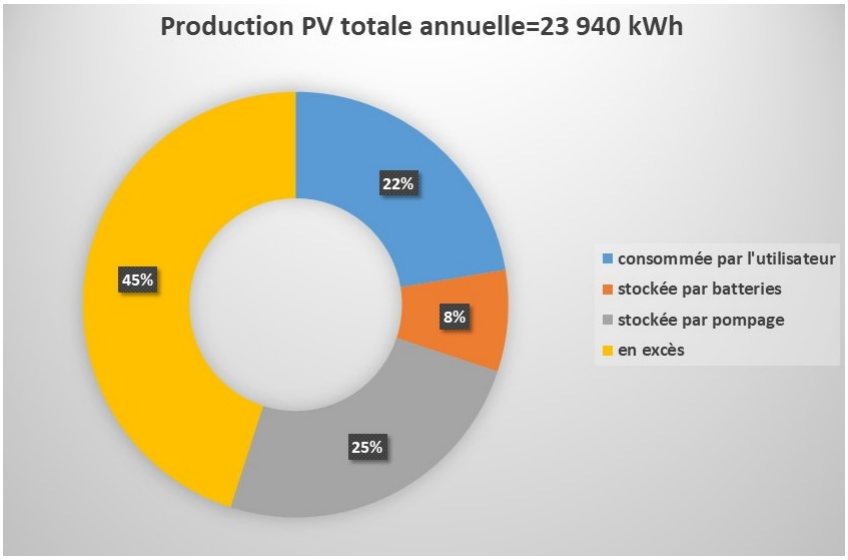


Figure. 4.28 – Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité au système hydraulique.

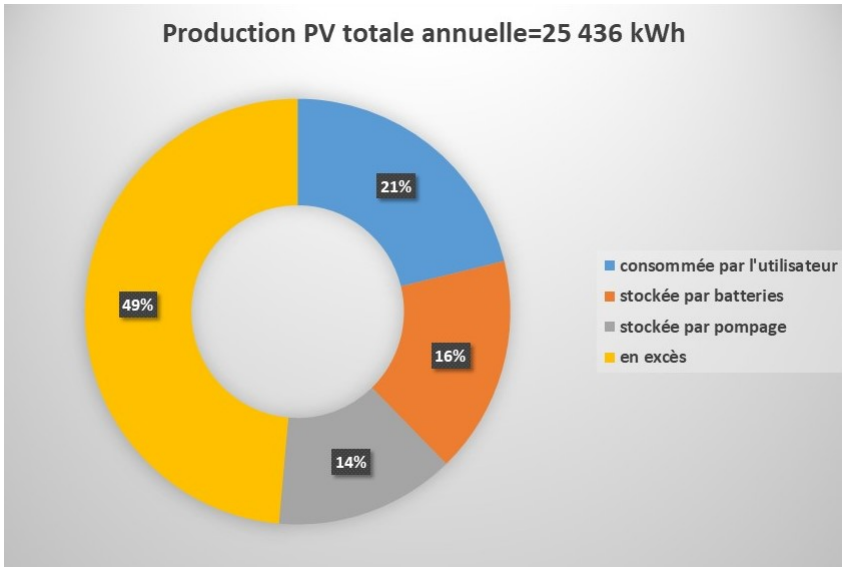


Figure. 4.29 – Répartition (en %) de la production photovoltaïque totale annuelle : Priorité aux batteries.

On peut voir à partir des deux figures 4.28-4.29 que :

- le scénario "priorité au système hydraulique" permet une meilleure exploitation de l'énergie PV (en terme de stockage) ;
- Dans le scénario "priorité aux batteries", le stockage par pompage hydraulique est exploité à pourcentage semblable à celui du stockage par batteries.

La répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes pour chaque scénario énergétique est représentée par les figures 4.30-4.31.

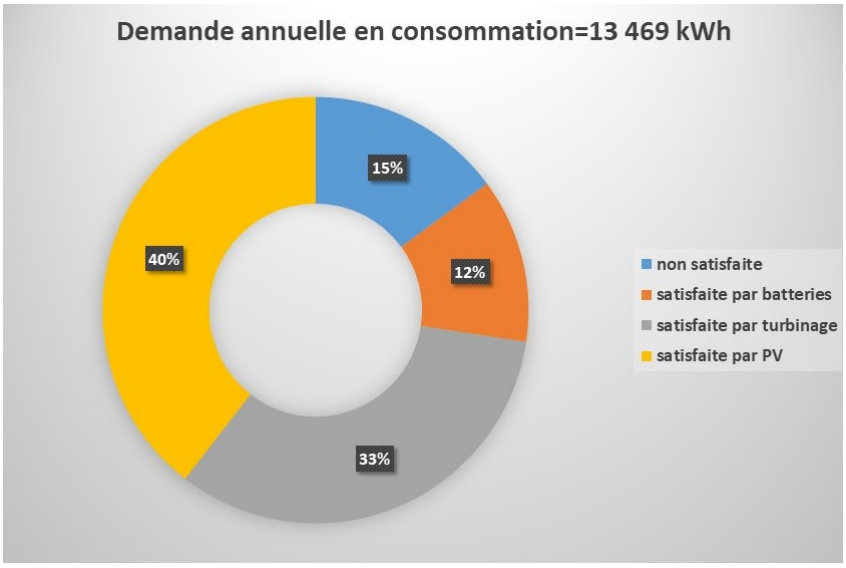


Figure. 4.30 – Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité au système hydraulique.

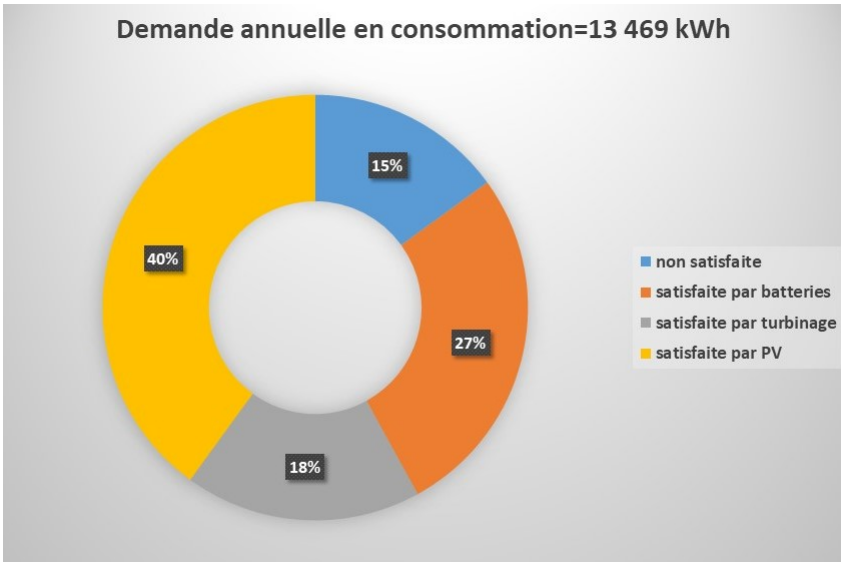


Figure. 4.31 – Répartition (en %) de l'apport annuel en puissance des sous-systèmes : Priorité aux batteries.

On peut voir à partir des deux figures 4.30-4.31 que :

- Dans les deux scénarios, la production PV permet de satisfaire presque 40 % de la demande ;
- Dans le scénario "priorité aux batteries", l'apport énergétique (en %) de la turbine hydroélectrique est comparable à celui des batteries.

4.6 Conclusion

L'objectif de ce chapitre était d'optimiser, sous les contraintes de fiabilité et de coût, le dimensionnement et la gestion d'énergie au sein d'un système hybride multi-sourcess autonome à énergies renouvelables composé d'un générateur photovoltaique, des batteries, un système de pompage hydraulique et une charge.

Dans la troisième partie, nous avons détaillé la mise en oeuvre de l'algorithme génétique. Cet algorithme comprend trois opérations : la sélection, le croisement et la mutation.

Enfin, la dernière partie de ce chapitre a été consacrée aux résultats de simulation du système et leurs interprétations. A travers ces résultats, nous avons pu conclure que, pour les mêmes espaces de recherches de capacités optimales des sources d'énergie :

- Pour un système multi-sourcess autonome PV/hydraulique/batteries, le LCE diminue de façon exponentielle avec l'augmentation du LPSP et le LLP augmente linéairement avec l'augmentation du LPSP ;
- Les deux scénarios de gestion d'énergies offrent les mêmes attentes en terme coût ;
- Privilégier les batteries par rapport au système hydraulique pour produire et stocker de l'énergie, permet d'aboutir à un maximum de satisfaction énergétique ;
- Privilégier le système hydraulique par rapport aux batteries pour produire et stocker de l'énergie, permet une meilleure exploitation de l'énergie solaire ;
- La performance d'une installation photovoltaïque ne dépend pas uniquement du rendement des panneaux PV, mais aussi des plages de puissances restreintes de la pompe, de la turbine et des batteries.

Conclusion générale et perspectives

L'étude des micro-réseaux à énergies renouvelables constitue encore un challenge du fait que ces énergies sont de natures intermittentes et que leur intégration avec des sources d'énergies conventionnelles et/ou au réseau nécessite le déploiement d'un contrôle de puissance efficace et d'une gestion d'énergie optimale. Dans ce contexte, les objectifs principaux de cette thèse ont été d'une part, la contribution au contrôle de la puissance dans un micro-réseau DC à énergies renouvelables avec des sytèmes de stockage electrochimique ou hydraulique et d'autre part, l'optimisation de la gestion des flux d'énergies d'un tel système. Les travaux de recherche exposés dans ce mémoire portaient sur deux axes importants dans les sytèmes multi-sources.

Nous avons travaillé dans un premier temps sur la commande temps-réel des micro-réseaux. Nous avons ainsi conçu et mis en oeuvre une loi de commande basée sur la passivité en utilisant le principe de l'assignation de l'interconnexion et de l'amortissement (IDA-PBC). Cette loi de commande a été appliquée aux convertisseurs de puissance (DC/DC et DC/AC) dans un micro-réseau DC intégré au réseau à énergies renouvelables avec stockage d'énergie par batterie/supercondensateur pour rejeter certaines perturbations externes sur le bus DC et assurer la stabilité asymptotique globale du système multi-sources en boucle fermée. Les performances de la commande IDA-PBC ont été validées en simulation du système sous l'environnement Matlab/Simulink et expérimentalement avec des essais réalisés sur un banc d'essai conçu au LIAS.
Les résulats obtenus montrent que cette commande est particulièrement adaptée aux problèmatiques de la stabilité et de rejet de perturbations dans les micro-réseaux.

Dans un deuxième temps, nous avons travaillé sur la gestion d'énergie d'un micro-réseau autonome, intégrant une source solaire photovoltaïque, une centrale hydraulique et des batteries. L'étude visée rentre dans le cadre du projet EdgeWise et dont l'application est l'alimentation de l'éclairage public et le fonctionnement d'une fontaine de jardin dans le parc Alexandre Aibéo situé à Covilhã (Portugal). L'étude comprenait, dans une première étape, l'estimation des potentiels énergétiques des sous systèmes (PV, centrale hydraulique et batteries). Dans une deuxième étape, deux stratégies de gestion d'énergie ont été développées pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie : une première stratégie donnant la priorité de stockage et de production d'énergie au système hydraulique, et une deuxième stratégie donnant la priorité aux batteries. Les simulations du système faites sous Matlab ont montré que cette méthode intuitive pour dimensionner le système multi-sources

autonome n'est pas optimale mais sert à prédimensionner le système. Nous avons alors été amené à travailler sur d'autres techniques pour optimiser le dimensionnement du système multi-sources avec ses systèmes de stockage.

Dans la dernière partie de ce mémoire, nous avons présenté une étude sur l'optimisation multi-objectifs par algorithme génétique du dimensionnement du système multi-sources autonome PV/centrale hydraulique/batteries étudié auparavant. La méthodologie a d'abord été détaillée et les critères d'évaluation de la configuration optimale du système multi-sources fixés. Les critères d'optimisation sont la disponilité énergétique LPSP et le coût de production d'énergie LCE. Les résultats obtenus lors de la simulation du système sous Matlab avec les deux stratégies de gestion d'énergie ont montré que : i) les deux stratégies de gestion dénergie offrent les mêmes attentes en terme coût ; ii) Privilégier les batteries par rapport au système hydraulique pour produire et stocker de lénergie, permet daboutir à un maximum de satisfaction énergétique ; iii) Privilégier le système hydraulique par rapport aux batteries, permet une meilleure exploitation de l'énergie solaire.

Certains points, n'ont pas été abordés dans ces travaux et sont des perspectives envisageables au terme de cette thèse :

— L'optimisation de la performance environnementale (réduire les émissions de CO_2) dans le système multi-sources autonome PV/centrale hydraulique/batteries ;

— La possibilité d'intégrer le système multi-sources PV/centrale hydraulique/batteries au réseau ;

— Discuter de l'efficacité en termes de coût et de fiabilité énergétique de l'utilisation d'une pompe à turbine (PAT) à la place du système hydraulique classique (pompe et turbine) étudié ;

— Analyser l'effet de la variation de la hauteur de chute sur la fiabilité énergétique du système hydraulique.

Bibliographie

[1] Ana Rita Silva, Fernando Santos, José Páscoa, and Cristina Sena Fael. *Development of the concept vs prototyping : Implementation of a real scale water-energy integrated system.*

[2] Florian Gabriele. Batteries panneaux solaires | le guide 2021, (2021).

[3] Word Energy Council. *World energy scenarios composing energy futures to 2050.* PSI, London (2013).

[4] R Ramakumar. *Integrated renewable energy systems.* IEEE Power Engineering Review **15**(2) (1995).

[5] Anurag Chauhan and RP Saini. *A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications : Configurations, storage options, sizing methodologies and control.* Renewable and Sustainable Energy Reviews **38**, 99–120 (2014).

[6] John P Barton and David G Infield. *Energy storage and its use with intermittent renewable energy.* IEEE transactions on energy conversion **19**(2), 441–448 (2004).

[7] Rahul Rawat, SC Kaushik, and Ravita Lamba. *A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system.* Renewable and Sustainable Energy Reviews **57**, 1506–1519 (2016).

[8] Roberto Faranda and Sonia Leva. *Energy comparison of mppt techniques for pv systems.* WSEAS transactions on power systems **3**(6), 446–455 (2008).

[9] *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaique et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs, author=Croci, Lila, year=2013.* Thèse de Doctorat,.

[10] Salma El Aimani. *Modélisation de différentes technologies déoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension.* Ecole Centrale de Lille, Université des Sciences et Technologies de Lille (2004).

[11] Frédéric Poitiers. *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone a cage autonome-machine asynchrone a double alimentation reliée au réseau.* Thèse de Doctorat, (2003).

[12] Robert B Schainker. Executive overview : energy storage options for a sustainable energy future. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, pages 2309–2314. Ieee (2004).

[13] Chad Abbey, Jonathan Robinson, and Geza Joos. Integrating renewable energy sources and storage into isolated diesel generator supplied electric power systems. In *2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference*, pages 2178–2183. IEEE (2008).

[14] Jim P Zheng, T Richard Jow, and MS Ding. *Hybrid power sources for pulsed current applications.* IEEE transactions on aerospace and electronic systems **37**(1), 288–292 (2001).

[15] Donghwa Shin, Younghyun Kim, Yanzhi Wang, Naehyuck Chang, and Massoud Pedram. *Constant-current regulator-based battery-supercapacitor hybrid architecture for high-rate pulsed load applications.* Journal of Power Sources **205**, 516–524 (2012).

[16] Srdjan M Lukic, Sanjaka G Wirasingha, Fernando Rodriguez, Jian Cao, and Ali Emadi. Power management of an ultracapacitor/battery hybrid energy storage system in an hev. In *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2006. VPPC'06. IEEE*, pages 1–6. IEEE (2006).

[17] Omar Laldin, Mazhar Moshirvaziri, and Olivier Trescases. *Predictive algorithm for optimizing power flow in hybrid ultracapacitor/battery storage systems for light electric vehicles.* IEEE Transactions on power electronics **28**(8), 3882–3895 (2013).

[18] S Pay and Y Baghzouz. Effectiveness of battery-supercapacitor combination in electric vehicles. In *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, pages 6–pp. IEEE (2003).

[19] Parisa Golchoubian and Nasser L Azad. *Real-time nonlinear model predictive control of a battery–supercapacitor hybrid energy storage system in electric vehicles.* IEEE Transactions on Vehicular Technology **66**(11), 9678–9688 (2017).

[20] M Galvez, E Bueno, FJ Rodriguez, FJ Meca, and A Rodriguez. New mppt algorithm for photovoltaic systems connected to npc converters and optimized for large variations of solar radiation. In *Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE*, pages 48–53. IEEE (2009).

[21] Ilan Aharon and Alon Kuperman. *Topological overview of powertrains for battery-powered vehicles with range extenders.* IEEE Transactions on Power Electronics **26**(3), 868–876 (2011).

[22] Yoga Perdana, SM Muyeen, Ahmed Al-Durra, Marcelo Simoes, and HK Morales-Paredes. *Direct connection of supercapacitor-battery hybrid storage system to the grid-tied photovoltaic system.* IEEE Transactions on Sustainable Energy (2018).

[23] SD Gamini Jayasinghe, D Mahinda Vilathgamuwa, and Udaya K Madawala. *Diode-clamped three-level inverter-based battery/supercapacitor direct integration scheme for renewable energy systems.* IEEE Transactions on Power Electronics **26**(12), 3720–3729 (2011).

[24] Daniel Shugar, R Orans, A Jones, M El-Gassier, and A Suchard. *Benefits of distributed generation in pg&e's transmission and distribution system : a case study of photovoltaics serving kerman substation.* Final Report prepared for the Department of Research and Development of the Pacific Gas and Electric Company, San Ramon, CA, November (1992).

[25] Bob Lasseter. Microgrids [distributed power generation]. In *2001 IEEE power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No. 01CH37194)*, pages 146–149. IEEE (2001).

[26] Laurent Bridier. *Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente*. Thèse de Doctorat, (2016).

[27] Umashankar Subramaniam, Swaminathan Ganesan, Mahajan Sagar Bhaskar, Sanjeevikumar Padmanaban, Frede Blaabjerg, and Dhafer J Almakhles. *Investigations of ac microgrid energy management systems using distributed energy resources and plug-in electric vehicles*. Energies **12**(14), 2834 (2019).

[28] Gastón Orlando Suvire, Marcelo Gustavo Molina, and Pedro Enrique Mercado. *Improving the integration of wind power generation into ac microgrids using flywheel energy storage*. IEEE Transactions on smart grid **3**(4), 1945–1954 (2012).

[29] Dan Wu, Fen Tang, Tomislav Dragicevic, Juan C Vasquez, and Josep M Guerrero. *Autonomous active power control for islanded ac microgrids with photovoltaic generation and energy storage system*. IEEE Transactions on energy conversion **29**(4), 882–892 (2014).

[30] EN Nyeche and EO Diemuodeke. *Modelling and optimisation of a hybrid pv-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities*. Journal of cleaner production **250**, 119578 (2020).

[31] Tao Ma, Hongxing Yang, and Lin Lu. *Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island*. Energy Conversion and Management **79**, 387–397 (2014).

[32] Muhammad Shahzad Javed, Tao Ma, Jakub Jurasz, and Muhammad Yasir Amin. *Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage : Review and future perspectives*. Renewable Energy **148**, 176–192 (2020).

[33] Mohammed Guezgouz, Jakub Jurasz, Bennaissa Bekkouche, Tao Ma, Muhammad Shahzad Javed, and Alexander Kies. *Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems*. Energy Conversion and Management **199**, 112046 (2019).

[34] Ahmed Bilal Awan, Muhammad Zubair, Guftaar Ahmed Sardar Sidhu, Abdul Rauf Bhatti, and Ahmed G Abo-Khalil. *Performance analysis of various hybrid renewable energy systems using battery, hydrogen, and pumped hydro-based storage units*. International Journal of Energy Research **43**(12), 6296–6321 (2019).

[35] Jean-Laurent Duchaud, Gilles Notton, Christophe Darras, and Cyril Voyant. *Multi-objective particle swarm optimal sizing of a renewable hybrid power plant with storage*. Renewable Energy **131**, 1156–1167 (2019).

[36] Hossein Shayeghi, Ali Ahmadpour, and Mir Mohsen Hosseini Khashe Heiran. Optimal operation of wind farm in presence of pumped-storage station as smart infrastructure and load estimation using artificial neural networks. In *2017 smart grid conference (SGC)*, pages 1–7. IEEE (2017).

[37] Milad Ghaisi, Milad Rahmani, Pedram Gharghabi, Ali Zoghi, and Seyed Hossein Hosseinian. *Scheduling a wind hydro-pumped-storage unit considering the economical optimization*. American Journal of Electrical and Electronic Engineering **5**(1), 16–22 (2017).

[38] Charles K Sao and Peter W Lehn. *Control and power management of converter fed microgrids*. IEEE Transactions on Power Systems **23**(3), 1088–1098 (2008).

[39] Y Zoka, H Sasaki, N Yorino, KAKK Kawahara, and CC Liu. An interaction problem of distributed generators installed in a microgrid. In *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings*, pages 795–799. IEEE (2004).

[40] M Saeedifard, M Graovac, RF Dias, and R Iravani. Dc power systems : Challenges and opportunities. In *IEEE PES General Meeting*, pages 1–7. IEEE (2010).

[41] Saeed Peyghami, Hossein Mokhtari, and Frede Blaabjerg. Hierarchical power sharing control in dc microgrids. In *Microgrid*, pages 63–100. Elsevier (2017).

[42] M Saad Bin Arif and M Asif Hasan. Microgrid architecture, control, and operation. In *Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids*, pages 23–37. Elsevier (2018).

[43] Masatoshi Noritake, Kazufumi Yuasa, Takashi Takeda, Hidekazu Hoshi, and Keiichi Hirose. Demonstrative research on dc microgrids for office buildings. In *2014 IEEE 36th International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pages 1–5. IEEE (2014).

[44] Emmanuel Taylor, Matthew Korytowski, and Gregory Reed. Voltage transient propagation in ac and dc datacenter distribution architectures. In *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 1998–2004. IEEE (2012).

[45] Ali Emadi, Young Joo Lee, and Kaushik Rajashekara. *Power electronics and motor drives in electric, hybrid electric, and plug-in hybrid electric vehicles*. IEEE Transactions on industrial electronics **55**(6), 2237–2245 (2008).

[46] Youn Hee Lee and Adel Nasiri. Analysis and modeling of conductive emi noise of power electronics converters in electric and hybrid electric vehicles. In *2008 Twenty-Third Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, pages 1952–1957. IEEE (2008).

[47] Saeid Haghbin, Ali Rabiei, and Torbjörn Thiringer. *High-frequency modelling of a three-phase pulse width modulation inverter towards the dc bus considering line and controller harmonics*. The Journal of Engineering **2014**(10), 581–589 (2014).

[48] Jae-Do Park and Jared Candelaria. *Fault detection and isolation in low-voltage dc-bus microgrid system*. IEEE transactions on power delivery **28**(2), 779–787 (2013).

[49] Hidekazu Hoshi, Toru Tanaka, Masatoshi Noritake, Tomohito Ushirokawa, Keiichi Hirose, and Masato Mino. Consideration of inrush current on dc distribution system. In *Intelec 2012*, pages 1–4. IEEE (2012).

[50] Koki Asakimori, Kensuke Murai, Toru Tanaka, and Tadatoshi Babasaki. Effect of inrush current flowing into emi filter on the operation of ict equipment in hvdc system. In *2014 IEEE 36th International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pages 1–5. IEEE (2014).

[51] Zhihan Xu, Ilia Voloh, and Mohsen Khanbeigi. Evaluating the impact of increasing system fault currents on protection. In *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, pages 1–20. IEEE (2017).

[52] Reinaldo Perez. Satellite power subsystems and noise in power electronics. In *Wireless Communications Design Handbook*, pages 97–140. Elsevier (1998).

[53] Sercan Teleke, Mesut E Baran, Subhashish Bhattacharya, and Alex Q Huang. *Rule-based control of battery energy storage for dispatching intermittent renewable sources*. IEEE Transactions on Sustainable Energy **1**(3), 117–124 (2010).

[54] Junyi Shen, Alireza Khaligh, et al. *A supervisory energy management control strategy in a battery/ultracapacitor hybrid energy storage system*. IEEE Transactions on Transportation Electrification **1**(3), 223–231 (2015).

[55] Jianping Gao, Fengchun Sun, Hongwen He, Guoming G Zhu, and Elias G Strangas. A comparative study of supervisory control strategies for a series hybrid electric vehicle. In *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*, pages 1–7. IEEE (2009).

[56] Y-J Huang, C-L Yin, and J-W Zhang. *Design of an energy management strategy for parallel hybrid electric vehicles using a logic threshold and instantaneous optimization method*. International Journal of Automotive Technology **10**(4), 513–521 (2009).

[57] Clark G Hochgraf, Michael J Ryan, and Herman L Wiegman. Engine control strategy for a series hybrid electric vehicle incorporating load-leveling and computer controlled energy management. Technical report SAE Technical Paper (1996).

[58] Catherine Anderson and Erin Pettit. The effects of apu characteristics on the design of hybrid control strategies for hybrid electric vehicles. Technical report SAE Technical Paper (1995).

[59] Bruno Shakou Khan, Nader Sadegh, and Jerome Meisel. Optimization of the fuel consumption of a parallel hybrid electric vehicle. Master's thesis School of Mechanical Engineering, Georgia Institute of Technology (2001).

[60] Nashat Jalil, Naim A Kheir, and Mutasim Salman. A rule-based energy management strategy for a series hybrid vehicle. In *American Control Conference, 1997. Proceedings of the 1997*, pages 689–693. IEEE (1997).

[61] Youngkwan Ko, Jeeho Lee, and Hyeongcheol Lee. *A supervisory control algorithm for a series hybrid vehicle with multiple energy sources*. IEEE Transactions on Vehicular Technology **64**(11), 4942–4953 (2015).

[62] JP Gao, GM G Zhu, Elias G Strangas, and FC Sun. *Equivalent fuel consumption optimal control of a series hybrid electric vehicle*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part D : Journal of Automobile Engineering **223**(8), 1003–1018 (2009).

[63] Jingang Han, Jean-Frederic Charpentier, and Tianhao Tang. *An energy management system of a fuel cell/battery hybrid boat*. Energies **7**(5), 2799–2820 (2014).

[64] Tianhong Wang, Qi Li, Weirong Chen, and Tao Liu. Application of energy management strategy based on state machine in fuel cell hybrid power system. In *Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific), 2017 IEEE Conference and Exp*, pages 1–5. IEEE (2017).

[65] TT Teo, T Logenthiran, WL Woo, and K Abidi. Fuzzy logic control of energy storage system in microgrid operation. In *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), 2016 IEEE*, pages 65–70. IEEE (2016).

[66] Lotfi A Zadeh, King-Sun Fu, and Kokichi Tanaka. *Fuzzy sets and their applications to cognitive and decision processes : Proceedings of the us–japan seminar on fuzzy sets and their applications, held at the university of california, berkeley, california, july 1-4, 1974*. Academic press (2014).

[67] Houssem Chaouali, Hichem Othmani, Dhafer Mezghani, and Abdelkader Mami. *Improving the control strategy of a standalone pv pumping system by fuzzy logic technique*. International Journal of Advanced Computer Science and Applications **8**(3), 165–175 (2017).

[68] Yanzi Wang, Weida Wang, Yulong Zhao, Lei Yang, and Wenjun Chen. *A fuzzy-logic power management strategy based on markov random prediction for hybrid energy storage systems*. Energies **9**(1), 25 (2016).

[69] Xue Feng, HB Gooi, and SX Chen. *Hybrid energy storage with multimode fuzzy power allocator for pv systems*. IEEE Transactions on Sustainable Energy **5**(2), 389–397 (2014).

[70] Richard Bellman. *Dynamic programming and lagrange multipliers*. Proceedings of the National Academy of Sciences **42**(10), 767–769 (1956).

[71] Liang Li, Chao Yang, Yahui Zhang, Lipeng Zhang, and Jian Song. *Correctional dp-based energy management strategy of plug-in hybrid electric bus for city-bus route*. IEEE Transactions on Vehicular Technology **64**(7), 2792–2803 (2015).

[72] Lino Guzzella, Antonio Sciarretta, et al. *Vehicle propulsion systems*. Springer (2007).

[73] Hannes Wegleiter, Bernhard Schweighofer, Gert Holler, and Rudolf Brunnader. Fast quasi optimal control of hybrid electric vehicles considering limiting conditions. In *European Electric Vehicle Congress EEVC*. . (2011).

[74] Masoud Masih-Tehrani, Mohammad-Reza Ha'iri-Yazdi, Vahid Esfahanian, and Ali Safaei. *Optimum sizing and optimum energy management of a hybrid energy storage system for lithium battery life improvement*. Journal of Power Sources **244**, 2–10 (2013).

[75] Hoda Marefat, Mehdi Jalalmaab, and Nasser L Azad. Energy management of battery electric vehicles hybridized with supercapacitor using stochastic dynamic programming. In *Control Systems (SICE ISCS), 2018 SICE International Symposium on*, pages 199–205. IEEE (2018).

[76] Mohammadmehdi Jalalmaab. Stochastic power management strategy for in-wheel motor electric vehicles. Master's thesis University of Waterloo (2014).

[77] Parisa Golchoubian, Nasser L Azad, and Kumaraswamy Ponnambalam. Stochastic nonlinear model predictive control of battery-supercapacitor hybrid energy storage systems in electric vehicles. In *American Control Conference (ACC), 2017*, pages 1648–1653. IEEE (2017).

[78] Chan-Chiao Lin, Huei Peng, and JW Grizzle. A stochastic control strategy for hybrid electric vehicles. In *American Control Conference, 2004. Proceedings of the 2004*, pages 4710–4715. IEEE (2004).

[79] Peter J Fleming and Robin C Purshouse. *Evolutionary algorithms in control systems engineering : a survey*. Control engineering practice **10**(11), 1223–1241 (2002).

[80] AF Crossland, D Jones, and NS Wade. *Planning the location and rating of distributed energy storage in lv networks using a genetic algorithm with simulated annealing*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems **59**, 103–110 (2014).

[81] Xiaohua Huang, Guomin Zhang, and Liye Xiao. *Optimal location of smes for improving power system voltage stability*. IEEE Transactions on Applied Superconductivity **20**(3), 1316–1319 (2010).

[82] G Celli, Susanna Mocci, F Pilo, and M Loddo. Optimal integration of energy storage in distribution networks. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pages 1–7. IEEE (2009).

[83] G Carpinelli, F Mottola, D Proto, and A Russo. Optimal allocation of dispersed generators, capacitors and distributed energy storage systems in distribution networks. In *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, pages 1–6. IEEE (2010).

[84] Joao P Trovao, Maxime R Dubois, Oleg Gomozov, Xavier Kestelyn, and Alain Bouscayrol. A model predictive control with non-uniform sampling times for a hybrid energy storage system in electric vehicle application. In *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2015 IEEE*, pages 1–6. IEEE (2015).

[85] Zhao Yulong, Wang Weida, Xiang Changle, Reza Langari, et al. *Research and bench test of nonlinear model predictive control-based power allocation strategy for hybrid energy storage system*. IEEE Access **6**, 70770–70787 (2018).

[86] Ralf Bartholomäus, Thomas Lehmann, and Uwe Schneider. Model predictive control of highly efficient dual mode energy storage systems including dc/dc converter. In *Comprehensive Energy Management-Safe Adaptation, Predictive Control and Thermal Management*, pages 33–46. Springer (2018).

[87] Kemin Zhou and John Comstock Doyle. *Essentials of robust control*. Prentice hall Upper Saddle River, NJ (1998).

[88] Siew-Chong Tan, Yuk-Ming Lai, Martin KH Cheung, and Chi K Tse. *On the practical design of a sliding mode voltage controlled buck converter*. IEEE transactions on power electronics **20**(2), 425–437 (2005).

[89] Siew-Chong Tan, Yuk-Ming Lai, and K Tse Chi. *General design issues of sliding-mode controllers in dc–dc converters*. IEEE Transactions on Industrial Electronics **55**(3), 1160–1174 (2008).

[90] Miroslav Krstic, Ioannis Kanellakopoulos, Petar V Kokotovic, et al. *Nonlinear and adaptive control design*. Wiley New York (1995).

[91] Ziyou Song, Jun Hou, Heath Hofmann, Jianqiu Li, and Minggao Ouyang. *Sliding-mode and lyapunov function-based control for battery/supercapacitor hybrid energy storage system used in electric vehicles*. Energy **122**, 601–612 (2017).

[92] Jianlin Wang, Dan Xu, Huan Zhou, and Tao Zhou. *Adaptive fractional order sliding mode control for boost converter in the battery/supercapacitor hess*. PloS one **13**(4), e0196501 (2018).

[93] P Rajesh Kumar Reddy, S Giri Kumar, K Sandeep, and N Arun. *Lmi control of conventional boost converter*. Indian Journal of Science and Technology **8**(S2), 50–52 (2015).

[94] C Olalla, R Leyva, A El Aroudi, P Garces, and I Queinnec. *Lmi robust control design for boost pwm converters.* IET Power Electronics **3**(1), 75–85 (2010).

[95] VF Montagner, RCLF Oliveira, VJS Leite, PLD Peres, et al. *Lmi approach for h (infinity) linear parameter-varying state feedback control.* Iee Proceedings-control Theory And Applications (2005).

[96] W Gil-González, OD Montoya, Alejandro Garcés, and Andrés Escobar-Mejía. Supervisory lmi-based state-feedback control for current source power conditioning of smes. In *2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pages 145–150. IEEE (2017).

[97] Fayçal Bensmaine, Olivier Bachelier, Slim Tnani, Gérard Champenois, and Emile Mouni. *Lmi approach of state-feedback controller design for a statcom-supercapacitors energy storage system associated with a wind generation.* Energy conversion and management **96**, 463–472 (2015).

[98] Jae Sik Lim, Changreung Park, Jungho Han, and Young Il Lee. *Robust tracking control of a three-phase dc–ac inverter for ups applications.* IEEE Transactions on Industrial Electronics **61**(8), 4142–4151 (2013).

[99] Morikazu Takegaki and Suguru Arimoto. *A new feedback method for dynamic control of manipulators.* (1981).

[100] Ihor Shchur and Yurii Biletskyi. Interconnection and damping assignment passivity-based control of semi-active and active battery/supercapacitor hybrid energy storage systems for stand-alone photovoltaic installations. In *2018 14th International Conference on Advanced Trends in Radioelecrtronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET)*, pages 324–329. IEEE (2018).

[101] Oscar Danilo Montoya, Walter Gil-González, and Alejandro Garces. *Distributed energy resources integration in single-phase microgrids : An application of ida-pbc and pi-pbc approaches.* International Journal of Electrical Power & Energy Systems **112**, 221–231 (2019).

[102] M Hilairet, Malek Ghanes, O Béthoux, V Tanasa, JP Barbot, and D Normand-Cyrot. *A passivity-based controller for coordination of converters in a fuel cell system.* Control engineering practice **21**(8), 1097–1109 (2013).

[103] A Tofighi and M Kalantar. *Power management of pv/battery hybrid power source via passivity-based control.* Renewable Energy **36**(9), 2440–2450 (2011).

[104] Ping Dai, Sébastien Cauet, and Patrick Coirault. *Disturbance rejection of battery/ultracapacitor hybrid energy sources.* Control Engineering Practice **54**, 166–175 (2016).

[105] Saumitra Barman, Soumya Samanta, Jyoti Prakash Mishra, Prasanta Roy, and Binoy Krishna Roy. *Design and implementation of an ida-pbc for a grid connected inverter used in a photovoltaic system.* IFAC-PapersOnLine **51**(1), 680–685 (2018).

[106] Romeo Ortega and Mark W Spong. *Adaptive motion control of rigid robots : A tutorial.* Automatica **25**(6), 877–888 (1989).

[107] Romeo Ortega and Eloisa Garcia-Canseco. *Interconnection and damping assignment passivity-based control : A survey.* European Journal of control **10**(5), 432–450 (2004).

[108] Jerrold E Marsden and Tudor S Ratiu. *Introduction to mechanics and symmetry : a basic exposition of classical mechanical systems*. Springer Science & Business Media (2013).

[109] Bernard Brogliato, Rogelio Lozano, Bernhard Maschke, and Olav Egeland. *Dissipative systems analysis and control*. Theory and Applications **2** (2007).

[110] D Youla, L Castriota, and H Carlin. *Bounded real scattering matrices and the foundations of linear passive network theory*. IRE Transactions on Circuit Theory **6**(1), 102–124 (1959).

[111] J Wyatt, Leon Chua, Joel Gannett, I Goknar, and Douglas Green. *Energy concepts in the state-space theory of nonlinear n-ports : Part i-passivity*. IEEE transactions on Circuits and Systems **28**(1), 48–61 (1981).

[112] J Wyatt, L Chua, J Gannett, I Goknar, and D Green. *Energy concepts in the state-space theory of nonlinear n-ports : Part ii-losslessness*. IEEE Transactions on Circuits and Systems **29**(7), 417–430 (1982).

[113] Jan C Willems. *Dissipative dynamical systems part i : General theory*. Archive for rational mechanics and analysis **45**(5), 321–351 (1972).

[114] Seth Robert Sanders and George C Verghese. *Lyapunov-based control for switched power converters*. IEEE Transactions on Power Electronics **7**(1), 17–24 (1992).

[115] Romeo Ortega and Gerardo Espinosa. *Torque regulation of induction motors*. Automatica **29**(3), 621–633 (1993).

[116] R_ Ortega and G Espinosa. A controller design methodology for systems with physical structures : application to induction motors. In *[1991] Proceedings of the 30th IEEE Conference on Decision and Control*, pages 2345–2349. IEEE (1991).

[117] Hebertt Sira-Ramirez, RA Perez-Moreno, Romeo Ortega, and M Garcia-Esteban. *Passivity-based controllers for the stabilization of dc-to-dc power converters*. automatica **33**(4), 499–513 (1997).

[118] Petar Kokotovic, Hassan K Khali, and John O'reilly. *Singular perturbation methods in control : analysis and design*. Siam (1999).

[119] Andrei Tikhonov. *On the dependence of the solutions of differential equations on a small parameter*. Matematicheskii sbornik **64**(2), 193–204 (1948).

[120] Andrei Nikolaevich Tikhonov. *Systems of differential equations containing small parameters in the derivatives*. Matematicheskii sbornik **73**(3), 575–586 (1952).

[121] Norman Levinson. *Perturbations of discontinuous solutions of non-linear systems of differential equations*. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America **33**(7), 214 (1947).

[122] Adelaida Borisovna Vasil'eva. *Asymptotic behaviour of solutions to certain problems involving non-linear differential equations containing a small parameter multiplying the highest derivatives*. Russian Mathematical Surveys **18**(3), 13 (1963).

[123] W Wasow. Asymptotic ezpansionsfor ordinary differential equations, (1965).

[124] Frank Hoppensteadt. *Stability in systems with parameter*. Journal of Mathematical Analysis and Applications **18**(1), 129–134 (1967).

[125] Frank Hoppensteadt. *Properties of solutions of ordinary differential equations with small parameters.* Communications on Pure and Applied Mathematics **24**(6), 807–840 (1971).

[126] RE OMalley. *Boundary layer methods for nonlinear initial value problems.* SIAM Review **13**(4), 425–434 (1971).

[127] Riccardo Marino. *High-gain feedback in non-linear control systems.* International Journal of Control **42**(6), 1369–1385 (1985).

[128] Tao Ma, Hongxing Yang, Lin Lu, and Jinqing Peng. *Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in hong kong.* Renewable energy **69**, 7–15 (2014).

[129] Munzer SY Ebaid, Hasan Qandil, and Mahmoud Hammad. *A unified approach for designing a photovoltaic solar system for the underground water pumping well-34 at disi aquifer.* Energy Conversion and Management **75**, 780–795 (2013).

[130] Bojan Durin, Shpetim Lajqi, and Lucija Plantak. *'worst month'and'critical period'methods for the sizing of solar irrigation systems–a comparison/comparacion entre el metodo del peor mes y el metodo del periodo critico para dimensionamiento de sistemas de bombeo de agua por energia solar fotovoltaica.* Revista Facultad de Ingenieria. Universidad de Antioquia (88), 100–110 (2018).

[131] What is a solar charge controller., (2021).

[132] Solar charge controller types, functionality and applications., (2021).

[133] What is a solar charge controller ? do you need one ?, (2019).

[134] Arvind Chel, GN Tiwari, and Avinash Chandra. *Simplified method of sizing and life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic system.* Energy and Buildings **41**(11), 1172–1180 (2009).

[135] M Muselli, G Notton, P Poggi, and A Louche. *Pv-hybrid power systems sizing incorporating battery storage : an analysis via simulation calculations.* Renewable Energy **20**(1), 1–7 (2000).

[136] RK Rajkumar, Vigna Kumaran Ramachandaramurthy, BL Yong, and DB Chia. *Techno-economical optimization of hybrid pv/wind/battery system using neuro-fuzzy.* Energy **36**(8), 5148–5153 (2011).

[137] GE Ahmad. *Photovoltaic-powered rural zone family house in egypt.* Renewable Energy **26**(3), 379–390 (2002).

[138] Marco Beccali, Maurizio Cellura, and Marina Mistretta. *Decision-making in energy planning. application of the electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology.* Renewable energy **28**(13), 2063–2087 (2003).

[139] YI Topcu and F Ulengin. *Energy for the future : An integrated decision aid for the case of turkey.* Energy **29**(1), 137–154 (2004).

[140] Fernando Ribeiro, Paula Ferreira, and Madalena Araújo. *Evaluating future scenarios for the power generation sector using a multi-criteria decision analysis (mcda) tool : The portuguese case.* Energy **52**, 126–136 (2013).

[141] Said Diaf, Gilles Notton, M Belhamel, M Haddadi, and Alain Louche. *Design and techno-economical optimization for hybrid pv/wind system under various meteorological conditions.* Applied Energy **85**(10), 968–987 (2008).

[142] Hongxing Yang, Zhou Wei, and Lou Chengzhi. *Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system.* Applied Energy **86**(2), 163–169 (2009).

[143] Imad Abouzahr and R Ramakumar. *Loss of power supply probability of stand-alone photovoltaic systems : a closed form solution approach.* IEEE Transactions on Energy Conversion **6**(1), 1–11 (1991).

[144] Hussein A Kazem, Tamer Khatib, and Kamaruzzaman Sopian. *Sizing of a standalone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in sohar, oman.* Energy and Buildings **61**, 108–115 (2013).

[145] Mohammad Jafar Hadidian Moghaddam, Akhtar Kalam, Saber Arabi Nowdeh, Abdollah Ahmadi, Manoochehr Babanezhad, and Sajeeb Saha. *Optimal sizing and energy management of stand-alone hybrid photovoltaic/wind system based on hydrogen storage considering loee and lole reliability indices using flower pollination algorithm.* Renewable Energy **135**, 1412–1434 (2019).

[146] P Arun, Rangan Banerjee, and Santanu Bandyopadhyay. *Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach.* Solar Energy **83**(7), 1013–1025 (2009).

[147] Roy Billinton. *Power system reliability evaluation.* Taylor & Francis (1970).

[148] Fatemeh Jahanbani Ardakani, Gholamhossein Riahy, and Mehrdad Abedi. Optimal sizing of a grid-connected hybrid system for north-west of iran-case study. In *2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, pages 29–32. IEEE (2010).

[149] Mohammed Alsayed, Mario Cacciato, Giuseppe Scarcella, and Giacomo Scelba. *Multicriteria optimal sizing of photovoltaic-wind turbine grid connected systems.* IEEE Transactions on energy conversion **28**(2), 370–379 (2013).

[150] Orhan Ekren and Banu Yetkin Ekren. *Size optimization of a pv/wind hybrid energy conversion system with battery storage using response surface methodology.* Applied energy **85**(11), 1086–1101 (2008).

[151] Ibrahim Anwar Ibrahim, Tamer Khatib, and Azah Mohamed. *Optimal sizing of a standalone photovoltaic system for remote housing electrification using numerical algorithm and improved system models.* Energy **126**, 392–403 (2017).

[152] Salvage value., (2021).

[153] Ahmed F Mohamed, Mahdi M Elarini, and Ahmed M Othman. *A new technique based on artificial bee colony algorithm for optimal sizing of stand-alone photovoltaic system.* Journal of advanced research **5**(3), 397–408 (2014).

[154] Guy-Clarence Semassou, Jean-Pierre Nadeau, Patrick Sebastian, Jérôme Pailhes, and Antoine VIANOU. *Optimisation multicritère en conception de système photovoltaïque pour des maisons individuelles en contexte africain.* (2013).

[155] Athanasia A Lazou and Anastassios D Papatsoris. *The economics of photovoltaic stand-alone residential households : a case study for various european and mediterranean locations.* Solar Energy Materials and Solar Cells **62**(4), 411–427 (2000).

[156] Hongxing Yang, Lin Lu, and Wei Zhou. *A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system.* Solar energy **81**(1), 76–84 (2007).

[157] Enf solar - entreprises et produits solaires, (2021).

[158] Energy storage technology and cost characterization report, (2019).

[159] Transparent cost database, (2015).

[160] AN Celik, T Muneer, and P Clarke. *Optimal sizing and life cycle assessment of residential photovoltaic energy systems with battery storage.* Progress in Photovoltaics : Research and Applications **16**(1), 69–85 (2008).

[161] Hongxing Yang, Wei Zhou, Lin Lu, and Zhaohong Fang. *Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with lpsp technology by using genetic algorithm.* Solar energy **82**(4), 354–367 (2008).

[162] Claudia Valéria Távora Cabral, Delly Oliveira Filho, Antônia Sônia Alves C Diniz, José Helvecio Martins, Olga Moraes Toledo, and B Lauro de Vilhena. *A stochastic method for stand-alone photovoltaic system sizing.* Solar Energy **84**(9), 1628–1636 (2010).

[163] Ryota Aihara, Akihiko Yokoyama, Fumitoshi Nomiyama, and Narifumi Kosugi. *Optimal operation scheduling of pumped storage hydro power plant in power system with a large penetration of photovoltaic generations.* IEEJ Transactions on Power and Energy **132**(1), 86–94 (2012).

[164] Shin-Guang Chen. *An efficient sizing method for a stand-alone pv system in terms of the observed block extremes.* Applied energy **91**(1), 375–384 (2012).

[165] Smail Semaoui, Amar Hadj Arab, Seddik Bacha, and Boubekeur Azoui. *Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic system with energy management in isolated areas.* Energy Procedia **36**, 358–368 (2013).

[166] Rodolfo Dufo-López, Juan M Lujano-Rojas, and José L Bernal-Agustín. *Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems.* Applied Energy **115**, 242–253 (2014).

[167] A Bouabdallah, JC Olivier, S Bourguet, M Machmoum, and E Schaeffer. *Safe sizing methodology applied to a standalone photovoltaic system.* Renewable Energy **80**, 266–274 (2015).

[168] Tao Ma, Hongxing Yang, Lin Lu, and Jinqing Peng. *Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system : Modeling and techno-economic optimization.* Applied energy **137**, 649–659 (2015).

[169] Nur Dalilah Nordin and Hasimah Abdul Rahman. *A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system.* Renewable Energy **89**, 706–715 (2016).

[170] Semaria Ruiz Alvarez, Alejandro Márquez Ruiz, and Jairo Espinosa Oviedo. *Optimal design of a diesel-pv-wind system with batteries and hydro pumped storage in a colombian community.*

[171] Ameen Sarhan, Hashim Hizam, Norman Mariun, and ME Ya'acob. *An improved numerical optimization algorithm for sizing and configuration of standalone photo-voltaic system components in yemen.* Renewable Energy **134**, 1434–1446 (2019).

[172] Tamer Khatib and Dhiaa Halboot Muhsen. *Optimal sizing of standalone photovoltaic system using improved performance model and optimization algorithm.* Sustainability **12**(6), 2233 (2020).

[173] Xiao Xu, Weihao Hu, Di Cao, Qi Huang, Cong Chen, and Zhe Chen. *Optimized sizing of a standalone pv-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system.* Renewable Energy **147**, 1418–1431 (2020).

[174] Adel Mellit, Soteris A Kalogirou, Leocadio Hontoria, and Sulaiman Shaari. *Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems : A review.* Renewable and Sustainable Energy Reviews **13**(2), 406–419 (2009).

[175] S Sanajaoba Singh, Eugene Fernandez, et al. Pso optimized pv-wind-battery system for satisfying the electrical needs of a remote area. In *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*, pages 632–637. IEEE (2017).

[176] Anna Stoppato, Giovanna Cavazzini, Guido Ardizzon, and Antonio Rossetti. *A pso (particle swarm optimization)-based model for the optimal management of a small pv (photovoltaic)-pump hydro energy storage in a rural dry area.* Energy **76**, 168–174 (2014).

[177] Tamer Khatib and Wilfried Elmenreich. *An improved method for sizing standalone photovoltaic systems using generalized regression neural network.* International Journal of Photoenergy **2014** (2014).

[178] S Fezai and J Belhadj. Sizing optimization of a stand-alone photovoltaic system using genetic algorithm. In *2017 18th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*, pages 499–504. IEEE (2017).

[179] Akbar Maleki, Fathollah Pourfayaz, Hamed Hafeznia, and Marc A Rosen. *A novel framework for optimal photovoltaic size and location in remote areas using a hybrid method : a case study of eastern iran.* Energy Conversion and Management **153**, 129–143 (2017).

[180] Abdolvahhab Fetanat and Ehsan Khorasaninejad. *Size optimization for hybrid photovoltaic–wind energy system using ant colony optimization for continuous domains based integer programming.* Applied Soft Computing **31**, 196–209 (2015).

[181] Payal Suhane, Saroj Rangnekar, Arvind Mittal, and Anula Khare. *Sizing and performance analysis of standalone wind-photovoltaic based hybrid energy system using ant colony optimisation.* IET Renewable Power Generation **10**(7), 964–972 (2016).

[182] M Fadaee and MAM Radzi. *Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms : A review.* Renewable and sustainable energy reviews **16**(5), 3364–3369 (2012).

[183] Jeeng-Min Ling and Anh Son Khuong. Analytical comparisons of lagrangian/-genetic algorithm for the optimal capacity planning for stand-alone photovoltaic generation. In *The International Conference on Green Technologies* (2014).

[184] Voratas Kachitvichyanukul. *Comparison of three evolutionary algorithms : Ga, pso, and de.* Industrial Engineering and Management Systems **11**(3), 215–223 (2012).

[185] Abbassi Abdelkader, Abbassi Rabeh, Dami Mohamed Ali, and Jemli Mohamed. *Multi-objective genetic algorithm based sizing optimization of a stand-alone wind/pv power supply system with enhanced battery/supercapacitor hybrid energy storage.* Energy **163**, 351–363 (2018).

[186] ATD Perera, RA Attalage, KKCK Perera, and VPC Dassanayake. *A hybrid tool to combine multi-objective optimization and multi-criterion decision making in designing standalone hybrid energy systems*. Applied energy **107**, 412–425 (2013).

[187] B Ould Bilal, V Sambou, CMF Kébé, PA Ndiaye, and M Ndongo. *Methodology to size an optimal stand-alone pv/wind/diesel/battery system minimizing the levelized cost of energy and the co2 emissions*. Energy Procedia **14**, 1636–1647 (2012).

[188] Rodolfo Dufo-López, José L Bernal-Agustín, José M Yusta-Loyo, José A Domínguez-Navarro, Ignacio J Ramírez-Rosado, Juan Lujano, and Ismael Aso. *Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone pv–wind–diesel systems with batteries storage*. Applied Energy **88**(11), 4033–4041 (2011).

[189] T Markvart, A Fragaki, and JN Ross. *Pv system sizing using observed time series of solar radiation*. Solar energy **80**(1), 46–50 (2006).

[190] Abdul Qayoom Jakhrani, Al-Khalid Othman, Andrew Ragai Henry Rigit, Saleem Raza Samo, and Shakeel Ahmed Kamboh. *A novel analytical model for optimal sizing of standalone photovoltaic systems*. Energy **46**(1), 675–682 (2012).

[191] Marco Bortolini, Mauro Gamberi, and Alessandro Graziani. *Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system*. Energy Conversion and Management **86**, 81–92 (2014).

[192] Homer, (2021).

[193] Sunanda Sinha and SS Chandel. *Review of software tools for hybrid renewable energy systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews **32**, 192–205 (2014).

[194] S Bahramara, M Parsa Moghaddam, and MR Haghifam. *Optimal planning of hybrid renewable energy systems using homer : A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews **62**, 609–620 (2016).

[195] Hybrid2, (2021).

[196] H Colin and P Boulanger. *Photovoltaic hybrid system modelling with hybrid2 software*. Consommation **6000**, 6500 (2000).

[197] Andrew Mills and Said Al-Hallaj. *Simulation of hydrogen-based hybrid systems using hybrid2*. International Journal of Hydrogen Energy **29**(10), 991–999 (2004).

[198] Ihoga, (2021).

[199] Rodolfo Dufo-López and José L Bernal-Agustín. *Design and control strategies of pv-diesel systems using genetic algorithms*. Solar energy **79**(1), 33–46 (2005).

[200] Anita Gudelj and Maja Krčum. *Simulation and optimization of independent renewable energy hybrid system*. Transactions on maritime science **2**(01), 28–35 (2013).

[201] Mr Sandeep V Karemore, Mr Subhash Y Kamdi, et al. *Optimal sizing of autonomous wind-pv hybrid system by genetic algorithm with lpsp technology*. International Refereed Journal of Engineering and Science (IRJES) e-ISSN pages 2319–1821.

[202] Mahendra Lalwani, DP Kothari, and Mool Singh. *Investigation of solar photovoltaic simulation softwares*. International journal of applied engineering research **1**(3), 585–601 (2010).

[203] C Tiba and EM de S Barbosa. *Softwares for designing, simulating or providing diagnosis of photovoltaic water-pumping systems*. Renewable energy **25**(1), 101–113 (2002).

Abstract : The integration of renewable energy sources into the energy mix and the grid is a challenge due to their intermittency and installation costs. It is therefore important to take into account the intermittent nature of renewable energy sources when analyzing their interaction with conventional energy sources and the distribution grid. The main objectives of this thesis are the control of a grid-integrated renewable energy DC microgrid and the optimization of the energy flow management in such system. First, a passivity-based IDA-PBC control law is developed to control the DC/DC and DC/AC interface converters in a grid-integrated renewable energy DC microgrid with a hybrid battery/supercapacitor energy storage system. This control maintains a stable current without disturbances in the battery and the grid and stabilizes the DC bus voltage. Secondly, a sizing method is developed for an autonomous DC microgrid powered by a photovoltaic source with a hybrid battery/hydraulic pumping energy storage system. This study also focuses on the optimization of energy flow management in this system. Finally, a multi-objective optimization methodology using genetic algorithm is proposed to optimize the sizing of this microgrid. The criteria used to evaluate the optimal configuration of the microgrid (photovoltaic capacity, battery capacity and upper water tank capacity) are the Loss of Power Supply Probability LPSP and the Levelized Cost of Energy LCE.

Résumé : L'intégration des sources d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et les réseaux électriques constitue un défi du fait de leur intermittence et de leur coût d'installation. Il est donc important de prendre en compte la nature intermittente des sources d'énergies renouvelables lors de l'analyse de leur interaction avec les sources d'énergies conventionnelles et le réseau de distribution. Les objectifs principaux de cette thèse sont le contrôle d'un micro-réseau à courant continu à énergies renouvelables intégré au réseau et l'optimisation de la gestion des flux d'énergies dans un tel système. En premier lieu, une loi de commande IDA-PBC basée sur la passivité est développée pour contrôler les convertisseurs d'interface DC/DC et DC/AC au sein d'un micro-réseau à courant continu à énergies renouvelables intégré au réseau et disposant d'un système de stockage d'énergie hybride batterie/supercondensateur. Cette commande permet de maintenir un courant stable sans perturbations dans la batterie et le réseau et de stabiliser la tension de bus continu. En second lieu, une méthode de dimensionnement est élaborée pour un micro-réseau autonome à courant continu alimenté par une source photovoltaïque et disposant d'un système de stockage d'énergie hybride batteries/pompage hydraulique. Cette étude s'intéresse également à l'optimisation de la gestion d'énergie au sein de ce système. En dernier lieu, une méthodologie d'optimisation multi-objectifs par algorithme génétique est proposée pour optimiser le dimensionnement de ce micro-réseau. Les critères d'évaluation de la configuration optimale du micro-réseau (capacité photovoltaïque, capacité des batteries et capacité du réservoir supérieur d'eau) sont la probabilité de perte de charge LPSP et le coût actualisé de l'énergie LCE.