

THESE DE DOCTORAT DE

L'UNIVERSITE DE NANTES
COMUE UNIVERSITE BRETAGNE LOIRE

ECOLE DOCTORALE N° 601
*Mathématiques et Sciences et Technologies
de l'Information et de la Communication*
Spécialité : *Génie électrique*

Par

Anthony ROY

Gestion optimale d'un système multi-sources pour un site isolé en mer

Thèse présentée et soutenue à Saint-Nazaire, le 5 Décembre 2019

Unité de recherche : Institut de Recherche en Energie Electrique Nantes Atlantique (IREENA)

Rapporteurs :

Mme Florence OSSART
M. Seddik BACHA

Professeur des Universités, Sorbonne Université, GeePs
Professeur des Universités, Université Grenoble-Alpes, G2Elab

Composition du Jury :

Président du jury :	M. Jean-Paul GAUBERT	Professeur des Universités, Université de Poitiers, LIAS
Examineurs :	M. Bruno FRANCOIS M. Salvy BOURGUET	Professeur des Universités, Ecole Centrale de Lille, L2EP Maître de conférences HDR, Université de Nantes, IREENA
Dir. de thèse :	M. François AUGER	Professeur des Universités, Université de Nantes, IREENA
Co-dir. de thèse :	M. Quoc Tuan TRAN	Professeur INSTN, Université Paris-Saclay, CEA INES
Encadrant :	M. Florian DUPRIEZ-ROBIN	Ingénieur de recherche, CEA Tech Pays de Loire

Remerciements

Les travaux présentés dans ce mémoire sont le fruit d'une collaboration entre le laboratoire IREENA (Institut de Recherche en Énergie Électrique Nantes Atlantique) de l'Université de Nantes, le CEA Tech Pays de la Loire et le laboratoire LSEI (Laboratoire des Systèmes Électriques Intelligents) du CEA-INES. Mes premiers remerciements vont à la région Pays de la Loire, qui a permis le financement de ce projet collaboratif pendant ces trois années.

Mener à bon terme ces travaux n'aurait pas été possible sans un encadrement rigoureux et de qualité. Un immense merci à François Auger, directeur de thèse, pour son implication dans la direction de ces travaux de thèse, sa rigueur, le recul scientifique apporté, ses encouragements dans les moments plus délicats et toutes les relectures attentives effectuées pendant les trois années. Merci à Salvy Bourguet pour l'encadrement de ces travaux avec un regard critique et pour m'avoir guidé dans les bonnes directions. Merci à Florian Dupriez-Robin pour l'encadrement et l'accueil au CEA Tech, mais aussi pour le recul que j'ai pu prendre sur les travaux et le support pour la partie expérimentale. Enfin, je tiens à remercier Quoc Tuan Tran pour m'avoir permis de mettre un pied dans le monde des micro-réseaux et pour l'accueil au laboratoire LSEI.

Je tiens aussi à remercier l'ensemble du jury pour avoir accepté d'examiner mes travaux de thèse et pour leur présence le jour de la soutenance. Merci à Mme Florence Ossart et à M. Seddik Bacha, rapporteurs de ces travaux, pour les remarques constructives dans vos rapports et le jour de la soutenance. Merci aussi à M. Jean-Paul Gaubert et M. Bruno François, examinateurs de ces travaux, pour vos commentaires pertinents. Vos différentes remarques m'ont permis de prendre du recul sur les travaux effectués et d'ouvrir de nombreuses perspectives de recherche.

Ces trois années furent pleines de rencontres professionnelles, scientifiques et humaines dans les trois laboratoires que j'ai pu intégrer. Je tiens tout d'abord à remercier les responsables du laboratoire IREENA, du CEA Tech Pays de la Loire et du laboratoire LSEI pour m'avoir accueilli au cours de ces trois années et pour la confiance accordée. Je tiens aussi à remercier l'ensemble de mes collègues rencontrés dans ces laboratoires pour leur accueil, leur bienveillance, leur sympathie et tous les conseils prodigués au cours de trois années. Enseignants-chercheurs, ingénieurs, doctorants, post-doctorants, stagiaires, personnel administratif et technique : la liste est trop longue pour qu'elle puisse être décrite exhaustivement sur cette page ! Merci aussi au département Génie Électrique de Polytech Nantes et au département Mesures Physiques de l'IUT de Saint Nazaire pour m'avoir permis d'encadrer des TP et de m'initier au métier d'enseignant-chercheur.

J'ai aussi un remerciement particulier pour mes amis-collègues-doctorants/doctorantes du couloir bleu au 2^{ème} étage du CRTT. Ce périple de trois ans n'aurait pas été si enrichissant et si plaisant sans leur présence. Un remerciement spécial à Océane, ma collègue de bureau, et à Sarra pour toutes ces discussions riches et variées, plus ou moins scientifiques, mais aussi tous les bons moments au cours de ces trois années ! Un grand merci aussi à Quentin, Corentin, Ryad, Nidhal, Jean-Marie et Christophe : mille mercis pour votre bonne humeur et tous ces moments au labo, mais aussi en dehors ! Merci aussi à tous les autres doctorants et doctorantes du laboratoire. Tous mes encouragements de réussite pour la fin de vos thèses. Merci aussi aux amis biologistes du GEPEA pour tous ces moments partagés hors du CRTT.

Je vais finir cette partie par un remerciement à ma famille, pour leurs encouragements et leur soutien pendant ces années mais aussi leur présence et l'aide le jour de la soutenance. Mille mercis !

Enfin, merci à toi, lecteur anonyme, d'avoir ouvert ce mémoire. Je t'en souhaite une bonne lecture !

« Utilisez la nature, cette immense auxiliaire dédaignée. Faites travailler pour vous tous les souffles de vent, toutes les chutes d'eau, tous les effluves magnétiques. Le globe a un réseau veineux souterrain, il y a dans ce réseau une circulation prodigieuse d'eau, d'huile, de feu ; piquez la veine du globe, et faites jaillir cette eau pour vos fontaines, cette huile pour vos lampes, ce feu pour vos foyers. Réfléchissez au mouvement des vagues, au flux et reflux, au va-et-vient des marées. Qu'est-ce que l'océan ? Une énorme force perdue. Comme la terre est bête ! Ne pas employer l'océan ! »

Victor Hugo, *Quatre-vingt-treize*, 1874

Sommaire

GLOSSAIRE	8
INTRODUCTION GÉNÉRALE	9
CHAPITRE I : PROBLÉMATIQUES ET SOLUTIONS ACTUELLES POUR L'ALIMENTATION DES SITES ISOLÉS EN MER	14
I.1. INTRODUCTION	15
I.2. SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EXISTANTES ET UTILISABLES POUR L'ALIMENTATION DE SITES ISOLÉS EN MER	15
I.3. PROBLÉMATIQUE DES RÉSEAUX ISOLÉS EN MILIEU MARIN	29
I.4. ÉTAT DE L'ART SUR L'OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT ET DE LA GESTION D'ÉNERGIE DE SYSTÈMES MULTI-SOURCES BASÉS SUR L'UTILISATION DE SOURCES D'ÉNERGIE MARINE RENOUVELABLE	38
I.5. CONCLUSIONS ET POSITIONNEMENT DE LA THÈSE	43
CHAPITRE II : MODÉLISATION ÉNERGÉTIQUE DU SYSTÈME MULTI-SOURCES	48
II.1. INTRODUCTION	49
II.2. MODÉLISATION ÉNERGÉTIQUE DES SOURCES	50
II.3. MODÉLISATION D'UNE BATTERIE LITHIUM-ION	63
II.4. PRÉSENTATION DU CAS D'ÉTUDE RETENU	65
II.5. ANALYSE ET COMPARAISON DE LA PRODUCTIVITÉ DES SOURCES	67
II.6. CONCLUSIONS	75
CHAPITRE III : OPTIMISATION TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU DIMENSIONNEMENT	78
III.1. INTRODUCTION	79
III.2. ÉVALUATION TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'UN DIMENSIONNEMENT	80
III.3. DESCRIPTION DU PROBLÈME D'OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT	90
III.4. RÉSULTATS D'OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT	97
III.5. CONCLUSIONS	112
CHAPITRE IV : INTÉGRATION D'UNE GESTION DE LA DEMANDE DANS LE SYSTÈME MULTI-SOURCES	116
IV.1. INTRODUCTION	117
IV.2. DÉSAGRÉGATION DU PROFIL DE CONSOMMATION	118
IV.3. DÉVELOPPEMENT D'UN ALGORITHME DE GESTION D'ÉNERGIE MULTI-NIVEAUX	124
IV.4. RÉSULTATS D'APPLICATION DE L'ALGORITHME DE GESTION DE LA DEMANDE	138
IV.5. INFLUENCE D'UNE GESTION DE LA DEMANDE SUR LE DIMENSIONNEMENT	148
IV.6. CONCLUSIONS	155
CHAPITRE V : CONTRÔLE INFRA-HORAIRE DU SYSTÈME ET VALIDATION EXPÉRIMENTALE	158
V.1. INTRODUCTION	159
V.2. INTÉGRATION D'UNE COUCHE DE CONTRÔLE CORRECTIVE	160
V.3. VALIDATION EXPÉRIMENTALE	172
V.4. CONCLUSIONS	188
CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	192
CHAPITRE A : ANNEXES	200
A.1. PROFILS LIÉS AUX RESSOURCES ET À LA CONSOMMATION	201
A.2. ANALYSE DE SENSIBILITÉ ÉCONOMIQUE : IMPACT DES VARIATIONS DES COÛTS D'INVESTISSEMENT SUR LES DIMENSIONNEMENTS	203
A.3. ÉVALUATION DE LA TEMPÉRATURE INTÉRIEURE D'UNE HABITATION	209
NOMENCLATURE	211
LISTE DES FIGURES	200
LISTE DES TABLEAUX	218
BIBLIOGRAPHIE	220

Glossaire

ADEME : Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie

CAMS : *Copernicus Atmosphere Monitoring Service Information*

CEA : Commissariat à l'Énergie Atomique et Aux Énergies Alternatives

EDF : Électricité de France

EMR : Énergies Marines Renouvelables

EnR : Énergies Renouvelables

HIL : *Hardware In-the-Loop*

IEA : *International Energy Agency*

IRENA : *International Renewable ENergy Agency*

IREENA : Institut de Recherche en Énergie Électrique de Nantes Atlantique

LCOE : *Levelized Cost of Energy*

MPPT : *Maximum Power Point Tracking*

NOCT : *Normal Operating Condition Temperature*

PHIL : *Power Hardware In-the-Loop*

SoC : *State of Charge*

SoH : *State of Health*

UL : *Unmet Load*

ZNI : Zone Non Interconnectée

Introduction générale

Au cours des dernières décennies, le développement économique des différents pays à travers le monde a été favorisé par le déploiement des réseaux électriques. Ils se sont progressivement développés en Europe et Amérique du Nord au début du XX^e siècle, puis sur les autres continents dans la seconde moitié du XX^e siècle. Cependant, aujourd'hui encore, une partie de la population mondiale n'a pas accès à l'électricité. Ainsi, en 2017, il était estimé qu'un milliard d'habitants vivaient dans des zones non électrifiées, principalement dans des zones isolées en Afrique subsaharienne, en Asie du Sud-Est et dans des îles [1]. L'électrification des zones isolées est donc encore un enjeu majeur pour les pays en voie de développement, afin de favoriser leur développement économique et d'améliorer le niveau de vie de leur population.

Le cas des sites isolés en mer pose de nombreuses contraintes en termes de production d'électricité, dues à l'éloignement par rapport au continent (ce qui peut entraîner des difficultés logistiques pour acheminer le combustible possiblement nécessaire), au niveau de développement économique des îles, aux phénomènes météorologiques violents, etc. [1], [2]. Le terme de « site isolé en mer » regroupe différentes situations nécessitant une production d'électricité [3] :

- **Îles non raccordées au réseau continental** ;
- **Transport** (navires) ;
- **Systèmes embarqués en mer** : systèmes fixes ou mobiles destinés à différents usages, tels que la mesure de données météorologiques et océanographiques (température, vagues, courants marins, vent, salinité, etc.), l'extraction du pétrole, le dessalement de l'eau de mer, la pêche, l'aquaculture, etc. ;
- **Îles artificielles** : encore au stade de concept, ces projets regroupent sur un même emplacement géographique artificiel des infrastructures destinées à divers besoins : aquaculture, désalinisation de l'eau, transport maritime, habitat, tourisme, etc.

Les solutions utilisées jusqu'à présent pour alimenter ces différentes applications sont basées sur plusieurs technologies [4], [5] :

- **Sources d'énergie fossile** : des centrales thermiques (pétrole, charbon) ou des groupes électrogènes sont implantés sur la plupart des îles habitées ;
- **Sources d'énergie renouvelable** : les technologies les plus utilisées à ce jour sont l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne et l'énergie hydraulique. Quelques îles intègrent des solutions liées à la biomasse et à la géothermie ;
- **Stockage** : des batteries sont souvent présentes dans les systèmes embarqués en mer et commencent à être implantées dans les îles. D'autres technologies de stockage sont parfois utilisées, telles que le pompage-turbinage ou le stockage par air comprimé.

Actuellement, les sources d'énergie fossile sont majoritairement utilisées pour produire de l'électricité dans des zones isolées en mer [6], ce qui nécessite un approvisionnement du combustible qui peut s'avérer coûteux et problématique d'un point de vue logistique selon l'éloignement du territoire par rapport au continent [1]. De plus, leur utilisation est polluante à cause du dioxyde de carbone émis par la combustion du pétrole ou du charbon, ce qui participe au réchauffement global de la planète mais aussi à la dégradation de l'environnement local. Aussi, les ressources mondiales en pétrole et charbon ne sont pas inépuisables. La disponibilité de ces ressources tend à diminuer rapidement avec l'augmentation croissante des besoins énergétiques mondiaux due à l'évolution démographique, au développement industriel, etc. Par ailleurs, la dépendance économique et politique

vis-à-vis des fournisseurs de combustible est aussi citée comme l'un des inconvénients posés par l'utilisation de sources d'énergie fossile [2], [5], [6].

Ainsi, l'alimentation en électricité de sites isolés en mer à partir de sources d'énergie renouvelable est de plus en plus souvent considérée depuis le début du XXI^e siècle, au vu des nombreux projets développés dans les îles ces dernières années [6]. Différents besoins et enjeux sont évoqués : dé-carbonisation de la production d'électricité, indépendance énergétique, réduction du coût de production, électrification des zones isolées pour favoriser leur développement économique, etc. [2], [6], [7]. Par ailleurs, le récent développement des sources d'énergie marine renouvelable offre de nouvelles perspectives pour la production d'électricité en zone maritime, en utilisant par exemple des éoliennes offshore, des hydroliennes, etc. [8], [9]. D'après des travaux publiés en 2019 par G. Notton [5] concernant la situation énergétique des îles françaises (départements et territoires d'outre-mer), 17% de l'énergie électrique produite dans ces îles en 2016 provenait des sources d'énergie renouvelable. Cette faible valeur s'explique par les difficultés posées par une intégration massive de sources d'énergie renouvelable dans un réseau isolé en remplacement des solutions fossiles actuellement utilisées. En effet, de nombreuses contraintes et freins existent : coûts élevés, nécessité de satisfaire la demande, intermittence de la production des sources, pérennité du système, bon fonctionnement du réseau, inertie plus faible par rapport aux machines tournantes des centrales conventionnelles, etc. À cause du caractère subi de leur production, les sources d'énergie renouvelable sont qualifiées de « non-programmables » et « non-garanties » au contraire des centrales thermiques conventionnelles par exemple. Ainsi, le déploiement massif de sources d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques implique un changement de paradigme dans la manière de dimensionner et de gérer les réseaux électriques, avec une production pouvant être qualifiée de « subie ». Il devient donc plus délicat de satisfaire pleinement la demande des consommateurs à tout instant à partir uniquement de ces sources. Pour remédier à ce problème, quelques solutions existent telles que l'utilisation de moyens de stockage ou l'application de stratégies de gestion adaptées.

Au vu des tendances actuelles observées concernant la transition énergétique et la dé-carbonisation de la production d'électricité, nous proposons dans ces travaux de thèse d'étudier l'alimentation de sites isolés en mer à partir uniquement de sources d'énergie renouvelable et de solutions de stockage. Pour qu'un tel système multi-sources puisse se développer à l'avenir, différents aspects technico-économiques doivent être considérés. Ainsi, ces travaux de thèse sont articulés autour des axes de travail suivants :

- **Optimisation du dimensionnement** : pour éviter des coûts prohibitifs et satisfaire au mieux la demande avec un système basé uniquement sur l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de systèmes de stockage, une optimisation technico-économique du dimensionnement doit être menée.
- **Optimisation de la gestion de l'énergie** : une optimisation de la gestion d'énergie doit être réalisée du fait des contraintes de fonctionnement d'un réseau isolé, notamment la disponibilité des sources et le caractère subi de la production d'énergie. Nous proposons dans ces travaux d'intégrer une gestion de la demande, afin d'ajouter de la souplesse dans les stratégies de gestion du système multi-sources.
- **Optimisation combinée du dimensionnement et de la gestion de l'énergie** : le dimensionnement optimal d'un système dépend de la manière dont celui-ci est géré. Ainsi, nous étudierons l'impact d'une gestion de la demande sur l'optimisation du dimensionnement

selon une approche holistique, en réalisant une optimisation combinée de la gestion de l'énergie et du dimensionnement.

- **Validation expérimentale sur un système à échelle réduite** : après que les stratégies de gestion aient été validées en simulation, celles-ci doivent être validées expérimentalement sur un banc de test en présence d'équipements électriques réels ou émulsés avant d'envisager leur implémentation sur un réseau électrique réel.

Ce mémoire de thèse est donc décomposé selon les cinq chapitres suivants, permettant d'aborder les aspects méthodologiques évoqués précédemment :

- **Chapitre I** : une revue des différentes solutions technologiques concernant les sources et les moyens de stockage est proposée, afin de distinguer les solutions adaptées aux sites isolés en mer. Les contraintes de fonctionnement d'un réseau isolé sont ensuite listées, avant un état de l'art concernant l'optimisation du dimensionnement et l'optimisation de la gestion d'énergie. Enfin, nous présentons le positionnement scientifique et les objectifs de ces travaux de thèse, ainsi que la démarche scientifique suivie.
- **Chapitre II** : les modèles énergétiques des sources d'énergie renouvelable utilisées (panneau solaire photovoltaïque, éolienne, hydrolienne et houlogénérateur) et de la batterie sont présentés. Une analyse des ressources disponibles et de la productivité des différentes sources pour le cas d'étude retenu est réalisée, afin de mettre en avant les principaux cycles temporels caractéristiques et les complémentarités pouvant exister entre les sources.
- **Chapitre III** : une optimisation technico-économique du dimensionnement est proposée afin de déterminer le coût de production de l'électricité dans un micro-réseau insulaire composé uniquement de sources d'énergie renouvelable et de batteries. De plus, les bénéfices apportés par l'utilisation de sources d'énergie marine renouvelable sont étudiés. Aussi, une analyse de sensibilité économique est réalisée afin de mettre en avant les coûts les plus influents.
- **Chapitre IV** : une gestion de la demande est intégrée dans l'algorithme de gestion du micro-réseau. Différentes stratégies et différentes charges sont considérées, appliquées de manière hiérarchique afin de minimiser la modification de la demande initiale des consommateurs. De plus, l'impact d'une gestion de la demande sur le dimensionnement est étudié, via une optimisation combinée du dimensionnement et de la gestion d'énergie.
- **Chapitre V** : le contrôle infra-horaire du micro-réseau est abordé dans le dernier chapitre, afin d'assurer l'équilibre énergétique à tout instant. Les algorithmes développés, liés à la gestion anticipative et à la gestion corrective du réseau isolé, sont ensuite appliqués en temps réel sur un banc expérimental intégrant une batterie à échelle réduite, afin de montrer leur capacité à gérer le système en temps réel selon les données nécessaires.

Pour finir, la dernière partie du manuscrit permet de dresser un bilan des travaux réalisés avec les principales contributions scientifiques. Plusieurs perspectives de travaux sont proposées afin de compléter et améliorer les aspects présentés dans ce manuscrit.

Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le cadre d'un projet financé par la région Pays de la Loire et encadré par le CEA Tech Pays de la Loire (Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives) et le laboratoire IREENA (Institut de Recherche en Energie Électrique Nantes Atlantique) de l'Université de Nantes.

Les différents travaux réalisés ont été valorisés dans les publications suivantes :

Publications dans des revues internationales

- A. Roy, F. Auger, F. Dupriez-Robin, S. Bourguet, Q. T. Tran, « Electrical Power Supply of Remote Maritime Areas: A Review of Hybrid Systems Based on Marine Renewable Energies », *Energies*, vol. 11, n° 7, p. 1904, juill. 2018.
- A. Roy, F. Auger, F. Dupriez-Robin, S. Bourguet, Q. T. Tran, « A multi-level Demand-Side Management algorithm for offgrid multi-source systems », *Energy*, vol. 191, janv. 2020.

Communications dans des conférences internationales

- A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, Q. T. Tran, « Benefits of Demand Side Management strategies for an island supplied by marine renewable energies », *2018 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Paris, 2018.
- A. Roy, F. Dupriez-Robin, F. Auger, S. Bourguet, Q. T. Tran, « Accelerated-time and reduced-scale Hardware-In-the-Loop tests of an islanded microgrid », *2019-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, Lisbonne, 2019.

Communications dans des conférences nationales

- A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, Q. T. Tran, « Intégration d'énergies marines renouvelables dans un système multi-sources », *Symposium de Génie Électrique (SGE)*, Nancy, 2018.
- A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, Q. T. Tran, « Transition énergétique dans les îles : vers une diversification des sources d'énergie renouvelable utilisées et une participation du consommateur », *ILES 2019*, Brest, 2019.

Manifestations sans actes

- A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, Q. T. Tran, « Impacts of Demand Side Management strategies application on a marine energies based multi-source system », *GDR SEEDS - Journée Scientifique Nationale GT Micro-Réseaux*, Compiègne, 9 Juillet 2018.
- A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, Q. T. Tran, « Validation expérimentale à échelle réduite et à temps accéléré d'un algorithme de gestion de la demande pour un micro-réseau isolé », *GDR SEEDS - Réunion GT Systèmes complexes et hétérogènes du GE*, Paris, 8 Octobre 2019.

CHAPITRE I

*Problématiques et solutions actuelles pour
l'alimentation des sites isolés en mer*

Chapitre I : Problématiques et solutions actuelles pour l'alimentation des sites isolés en mer

Sommaire Chapitre I

I.1. INTRODUCTION.....	15
I.2. SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EXISTANTES ET UTILISABLES POUR L'ALIMENTATION DE SITES ISOLÉS EN MER.....	15
<i>I.2.1. Panorama des sources d'énergie renouvelable existantes.....</i>	<i>16</i>
<i>I.2.2. Energie solaire photovoltaïque.....</i>	<i>18</i>
I.2.2.1. Caractéristiques du rayonnement solaire.....	18
I.2.2.2. Principe de fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque.....	19
I.2.2.3. Principales technologies disponibles.....	19
<i>I.2.3. Energie éolienne.....</i>	<i>20</i>
I.2.3.1. Caractéristiques du vent.....	20
I.2.3.2. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	20
I.2.3.3. Principales technologies disponibles.....	21
<i>I.2.4. Energie hydrolienne.....</i>	<i>22</i>
I.2.4.1. Caractéristiques des courants de marée.....	22
I.2.4.2. Principe de fonctionnement d'une hydrolienne.....	23
I.2.4.3. Principales technologies disponibles.....	23
<i>I.2.5. Energie houlomotrice.....</i>	<i>24</i>
I.2.5.1. Caractéristiques des vagues.....	24
I.2.5.2. Principe de fonctionnement d'un houlogénérateur.....	25
I.2.5.3. Principales technologies disponibles.....	26
<i>I.2.6. Bilan.....</i>	<i>27</i>
I.3. PROBLÉMATIQUE DES RÉSEAUX ISOLÉS EN MILIEU MARIN.....	29
<i>I.3.1. Problèmes observés.....</i>	<i>29</i>
<i>I.3.2. Solutions permettant de répondre aux problèmes posés par les réseaux insulaires.....</i>	<i>31</i>
I.3.2.1. Solutions de stockage.....	32
I.3.2.1.1. Caractéristiques des technologies de stockage.....	32
I.3.2.1.2. Technologies employées selon le besoin à couvrir.....	33
I.3.2.2. Gestion et contrôle d'un réseau isolé.....	34
I.3.2.3. Gestion de la demande.....	36
<i>I.3.3. Synthèse des solutions possibles.....</i>	<i>37</i>
I.4. ÉTAT DE L'ART SUR L'OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT ET DE LA GESTION D'ÉNERGIE DE SYSTÈMES MULTI-SOURCES BASÉS SUR L'UTILISATION DE SOURCES D'ÉNERGIE MARINE RENOUVELABLE.....	38
<i>I.4.1. Optimisation du dimensionnement de systèmes multi-sources intégrant des sources d'énergie marine renouvelable.....</i>	<i>38</i>
<i>I.4.2. Optimisation de la gestion de l'énergie dans des systèmes multi-sources intégrant des sources d'énergie marine renouvelable.....</i>	<i>40</i>
<i>I.4.3. Optimisation imbriquée du dimensionnement et de la gestion d'énergie.....</i>	<i>42</i>
I.5. CONCLUSIONS ET POSITIONNEMENT DE LA THÈSE.....	43

I.1. Introduction

L'utilisation de sources d'énergie renouvelable dans les zones isolées en mer est de plus en plus souvent considérée depuis quelques années. Les principales raisons évoquées sont liées à la dé-carbonisation de la production d'électricité, à la réduction du coût de production, à l'indépendance énergétique du territoire et au développement économique de zones non-électrifiées [2], [6], [7]. Cependant, l'intégration massive de sources d'énergie renouvelable dans un réseau isolé est freinée par de nombreuses contraintes techniques et économiques, impactant notamment le dimensionnement et la gestion du réseau. Une grande diversité de solutions technologiques existe, en termes de sources mais aussi de stockage. Néanmoins, toutes ces solutions n'ont pas atteint le même stade de maturité technologique et commerciale.

Afin de répondre à ces différents enjeux, nous proposons dans ce chapitre une synthèse bibliographique des solutions existantes et de la problématique de l'alimentation de sites isolés en milieu marin à partir de sources d'énergie renouvelable, tel que présenté sur la Figure I-1. Dans un premier temps, une revue des sources d'énergie renouvelable existantes est proposée dans la section I.2, permettant de dissocier plusieurs sources utilisables. Pour chacune de ces sources, une synthèse des principes de fonctionnement et des technologies actuellement disponibles est proposée. Dans la section I.3, les problématiques associées aux réseaux isolés sont présentées, ainsi que les réponses généralement apportées, incluant solutions de stockage, gestion de la demande et structure de contrôle et gestion. Enfin, il est proposé dans la section I.4 un état de l'art concernant l'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie pour les réseaux insulaires incluant des sources d'énergie marine renouvelable. La section I.5 de ce chapitre permet de situer le positionnement scientifique et les objectifs de nos travaux de thèse par rapport à l'état de l'art.

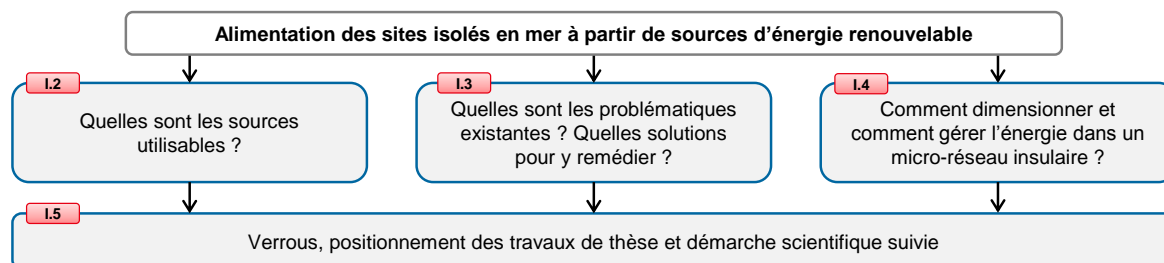


Figure I-1 : Vue globale du contenu du Chapitre I

I.2. Sources d'énergie renouvelable existantes et utilisables pour l'alimentation de sites isolés en mer

Afin de répondre aux enjeux liés à la transition énergétique et à la dé-carbonisation de la production d'électricité, le développement des technologies d'énergie renouvelable a connu un réel essor ces dernières années. Ainsi, différentes solutions permettant de produire de l'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable existent à ce jour. Cependant, toutes ne présentent pas le même niveau de développement et de maturité. Cette section a pour objectifs de lister les sources existantes et de présenter, pour celles pouvant être envisagées pour l'alimentation de sites isolés en mer, leurs principales caractéristiques et les technologies disponibles afin d'aboutir à une comparaison selon différents critères.

I.2.1. Panorama des sources d'énergie renouvelable existantes

Une synthèse des différentes sources d'énergie renouvelable actuellement disponibles est proposée dans le Tableau I-1, selon les avantages et les inconvénients évoqués dans la littérature [6], [8]–[12]. Le coût par unité de puissance installée est donné selon différentes références bibliographiques, bien que les coûts proposés dans la littérature peuvent varier fortement d'une référence à une autre [13]–[16]. Ces sources sont classées selon le niveau de maturité technique, évalué selon l'indicateur TRL (*Technical Readiness Level*). Les différents niveaux relatifs à cette échelle sont présentés sur la Figure I-2 : l'indicateur TRL est compris entre 1 (stade de concept où le principe de fonctionnement est évoqué) et 9 (stade de développement commercial à pleine échelle), selon les descriptions données dans [8], [17].

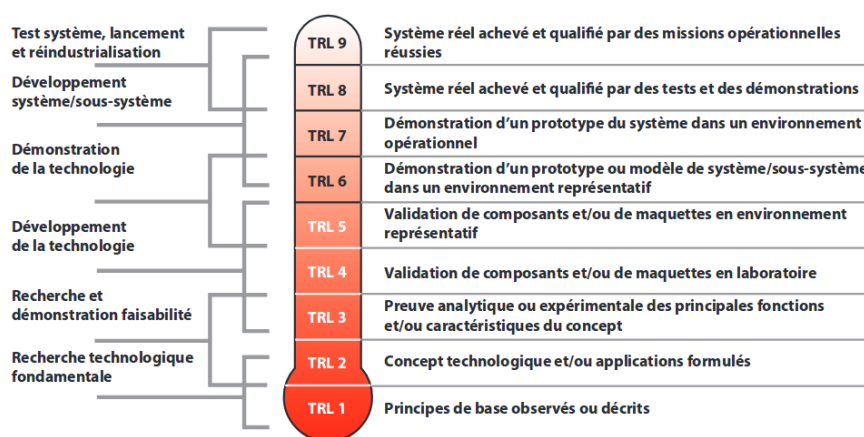


Figure I-2 : Niveaux de TRL [17]

Parmi les sources présentées dans le Tableau I-1, l'énergie solaire photovoltaïque est la source d'énergie renouvelable la plus souvent utilisée pour l'alimentation des îles et des systèmes embarqués en mer (plates-formes de mesure par exemple). L'énergie éolienne et l'énergie hydraulique sont utilisées sur plusieurs îles. Cependant, le nombre d'îles pouvant se baser sur l'énergie hydraulique est limité en raison des contraintes posées par l'implantation de barrages hydroélectriques (environnement, génie civil, etc.) [5], [6]. Les autres technologies sont utilisées de manière plus rare : biomasse (île de la Réunion, Fidji), géothermie (Guadeloupe, Fidji, Açores), énergie thermique des océans (démonstrateur sur l'île de la Réunion depuis 2011) [6]. L'énergie hydrolienne a connu ces dernières années quelques développements avec notamment l'hydrolienne fabriquée par l'entreprise Sabella, connectée au réseau de l'île d'Ouessant en 2018. On peut aussi citer les projets de l'entreprise GepsTechno développés depuis 2011, basés sur l'utilisation des sources solaire photovoltaïque, éolienne, hydrolienne et houlomotrice pour l'alimentation de structures flottantes destinées à des mesures et à l'alimentation des îles [18]. Par exemple, le prototype IHES composé de panneaux solaires photovoltaïques et d'un houlogénérateur a été mis à l'eau en Août 2019 sur le site d'essai du Sem-Rev (Loire-Atlantique).

Les disparités observées en termes de maturité, coûts, avantages et inconvénients ne permettent malheureusement pas d'envisager une utilisation de toutes ces sources pour alimenter des zones insulaires en mer. Les sources suivantes présentent un niveau de maturité technique et commercial suffisant et des conditions d'installation et d'exploitation moins contraignantes que d'autres sources : énergie solaire photovoltaïque, énergie éolienne, énergie hydrolienne et énergie houlomotrice.

Tableau I-1 : Comparaison des sources d'énergie renouvelable existantes

Source	Définition	Avantages	Inconvénients	Niveau maturité (TRL)	Coût par unité de puissance installée (en \$/kW) [ref.]
Energie marémotrice	Energie potentielle provoquée par l'élévation du niveau de la mer (cycle des marées), convertie en électricité par une centrale marémotrice	- Prévisibilité de la ressource (marées)	- Sites exploitables peu nombreux - Infrastructures complexes - Impact environnemental	9	150 à 800 (selon le site) [16]
Energie solaire photovoltaïque	Energie contenue dans le rayonnement solaire, convertie en électricité par une cellule solaire photovoltaïque	- Niveau de maturité - Coûts faibles - Peu de restrictions géographiques	- Intermittence jour-nuit - Variabilité due à la nébulosité - Prévisibilité faible	9	1388 [13]
Energie éolienne	Energie cinétique contenue dans le vent, convertie en électricité par une éolienne (aussi appelé aérogénérateur)	- Niveau de maturité - Coûts faibles (éolien terrestre)	- Variabilité ressource - Infrastructures pour installations en mer coûteuses et complexes	9	Terrestre : 1477 [13] Marine : 4239 [13]
Energie hydraulique	Energie cinétique et potentielle contenue dans les cours d'eau, convertie en électricité par une centrale hydroélectrique (barrage)	- Puissance élevée - Stockage par barrages	- Infrastructures complexes et parfois coûteuses, souvent dans des zones montagneuses - Impact environnemental	9	1535 [13]
Biomasse	Energie pouvant être produite à partir de matières organiques, convertie en électricité par un processus de combustion ou de méthanisation dans une centrale spécifique	- Disponibilité (aucune intermittence) - Impact environnemental faible	Contrôle des polluants émis	9	2668 [13]
Géothermie	Energie pouvant être extraite de la chaleur contenue dans le sol, convertie en électricité par une pompe à chaleur ou une installation hydrothermale	Disponibilité (aucune intermittence)	Coûts	9	2950 [13]
Energie hydrolienne	Energie cinétique véhiculée par les courants de marées, convertie en électricité par une hydrolienne	- Prévisibilité de la ressource (courants marins)	- Intermittence due au cycle journalier des marées - Contraintes environnement marin - Sites exploitables peu nombreux - Coûts	7-8	4450 [14]
Energie houlotrice	Energie cinétique et potentielle provoquée par le mouvement des vagues, convertie en électricité par un houlogénérateur	- Persistance et disponibilité de la ressource (vagues)	- Niveau de maturité limité - Contraintes environnement marin - Coûts	6	4500 [14]
Energie thermique des océans	Energie pouvant être extraite d'une différence de température entre les eaux à la surface et les eaux en profondeur d'un océan, convertie en électricité par une centrale ETM (Energie Thermique des Mers)	Aucune intermittence	- Niveau de maturité faible : peu de projets - Sites exploitables peu nombreux (zones avec un fort gradient thermique et profondeurs suffisantes)	5-6	10000 [14]
Energie osmotique des océans	Energie pouvant être extraite d'une différence de salinité entre l'eau de mer et l'eau douce, convertie en électricité par une membrane semi-perméable	Aucune intermittence	- Niveau de maturité faible : peu de projets - Coûts	4	12000 [15]

L'utilisation des autres sources est difficilement envisageable pour les raisons suivantes :

- Energie marémotrice : la localisation géographique doit présenter un marnage suffisamment grand (plusieurs mètres). Peu de zones existent sur la planète : baie du Mont Saint-Michel (France), Baie de Fundy (Canada), Sihwa Lake (Corée du Sud), etc. De plus, les infrastructures nécessaires impliquent des aménagements importants.
- Energie hydraulique : l'île à alimenter doit présenter une zone montagneuse et un cours d'eau ou un lac de taille suffisante pour permettre l'installation d'une centrale hydroélectrique.
- Energie osmotique des océans : le niveau de maturité est trop limité pour envisager une installation de quelques centaines de kW voir MW. Le coût d'investissement est encore très élevé en comparaison des coûts des autres sources.
- Energie thermique des océans : le niveau de maturité est encore faible et la zone géographique doit présenter une profondeur élevée (environ 1000 m) et un gradient de température important (20 °C).
- Biomasse : la collecte de la matière première et la pollution émise peuvent être des freins à son exploitation.
- Géothermie : la zone géographique doit présenter des sols suffisamment chauds pour pouvoir envisager une exploitation, ce qui n'est pas le cas de toutes les îles.

Ces sources seront donc écartées de la suite des travaux. Les sections suivantes synthétisent les principes de fonctionnement, les caractéristiques des ressources exploitées et les principales technologies existantes à l'heure actuelle pour les quatre sources retenues : panneau solaire photovoltaïque, éolienne, hydrolienne et houlogénérateur.

I.2.2. Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque figure actuellement parmi les sources d'énergie renouvelable les plus utilisées pour l'alimentation des îles, bénéficiant d'un niveau de maturité technique élevé et de coûts accessibles [6], [11]. Les principales caractéristiques du rayonnement solaire, le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque ainsi que les technologies disponibles sur le marché sont présentés ci-après.

I.2.2.1. Caractéristiques du rayonnement solaire

Les cellules solaires photovoltaïques permettent de transformer le rayonnement du soleil en énergie électrique. Le rayonnement correspond à la puissance reçue par une cellule ($W.m^{-2}$). Il est décomposé en deux parties : le rayonnement direct qui atteint la Terre sans perturbation, et le rayonnement diffus qui atteint les panneaux après réflexion, réflexion ou diffusion [19]. L'ensoleillement correspond au rayonnement reçu pendant une certaine durée (en $Wh.m^{-2}$ ou $J.m^{-2}$).

L'énergie récupérable par une cellule photovoltaïque sur une période donnée n'est pas constante. En effet, le rayonnement solaire varie selon les saisons, le moment de la journée et les conditions météorologiques. L'énergie solaire dépend donc de deux types de composantes, chacune d'elles impliquant des intermittences et variabilités différentes [20] :

- **Composante déterministe** : elle est liée à la localisation du panneau sur la planète et à l'instant (selon l'heure mais aussi selon le jour). Elle est obtenue à partir des lois de la physique énergétique et de la mécanique céleste. Deux types de cycles caractéristiques sont observés :

- **Cycle lié aux saisons** : il est la conséquence de la rotation de la Terre autour du Soleil. La durée d'ensoleillement journalière en conditions de ciel clair liée à cette variabilité est relative à l'emplacement géographique de l'installation (latitude) et suit un cycle d'une durée de 365 jours,
- **Intermittence jour/nuit** : elle est liée à la rotation de la Terre sur elle-même et peut être définie à l'avance à partir de l'emplacement géographique (latitude, longitude) et du moment dans l'année.
- **Composante stochastique** : elle est liée aux conditions météorologiques (nébulosité, taux d'humidité, de pollution...). Elle est donc aléatoire et peu prévisible. Elle peut être caractérisée par l'intermédiaire d'indicateurs relatifs à la nébulosité [21] : absence de nuages, ciel couvert, nébulosité variable avec une fréquence plus ou moins rapide.

La variabilité du rayonnement reçu par un panneau photovoltaïque ne dépend pas uniquement de considérations astronomiques et météorologiques. Le relief et les installations environnantes doivent être pris en compte afin de ne pas provoquer un ombrage total ou partiel au cours de la journée, ce qui limiterait la puissance produite. L'orientation et l'inclinaison du panneau sont aussi des paramètres à prendre en considération pour optimiser la production. Par ailleurs, la température de l'air impacte la production d'un panneau : une augmentation de la température provoque une diminution de la puissance maximale pouvant être extraite [19].

I.2.2.2. Principe de fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque

Un panneau solaire photovoltaïque est composé d'un assemblage de plusieurs cellules. Une cellule solaire photovoltaïque permet de produire de l'énergie grâce à deux phénomènes [22] : tout d'abord, un transfert d'énergie entre les photons et les porteurs de charge doit avoir lieu grâce à l'utilisation d'un matériau semi-conducteur (silicium). Ensuite, les porteurs de charge doivent être collectés par une jonction semi-conductrice présentant un champ électrique (une jonction p-n en silicium est majoritairement utilisée). Le principe de l'effet photoélectrique a été expliqué par A. Einstein en 1905 [23]. Lorsque le rayonnement solaire atteint le panneau, les photons incidents transfèrent leur énergie aux porteurs de charge seulement si celle-ci est supérieure ou égale à l'énergie de gap E_g (1.1eV pour le silicium), afin de déplacer l'électron de la bande de valence à la bande de conduction. Si cette condition est vérifiée, alors cette énergie est transférée à l'électron. Le champ électrique de la jonction p-n permet ensuite un déplacement de l'électron vers la grille de collecte, ce qui permet de générer un courant. Plus le rayonnement est intense, plus le flux électrique généré est élevé. Si l'énergie n'est pas suffisante pour franchir le seuil E_g , alors elle est dissipée en chaleur.

I.2.2.3. Principales technologies disponibles

Il existe actuellement différentes technologies de cellules photovoltaïques, pouvant être distinguées selon trois catégories liées au matériau utilisé et au niveau de maturité [22], [24], [25] :

- **Cellules à base de silicium cristallin** (ou cellules dites de première génération) : cette technologie développée depuis les années 1960 est la plus répandue sur le marché [22]. Deux sous-catégories existent : les cellules de type monocristallin (Mono c-Si), fabriquées à partir de silicium pur sous forme de cristal dans lequel sont découpées des tranches, et les cellules de type polycristallin (Poly c-Si) fabriquées à partir de silicium dit multi-cristallin, composé de plusieurs grains cristallographiques de taille centimétrique. Cette deuxième technologie est la plus présente sur le marché.
- **Cellules à couche mince** : constituant la seconde génération de cellules photovoltaïques produites avec un développement principalement à partir des années 1980 [22], elles sont

composées de fines couches d'un matériau photosensible déposé sur un support à bas coût (ex. : verre, métal, polymère...) qui présente des caractéristiques mécaniques suffisamment robustes. Plusieurs types de cellules à couche mince existent [22], [24] : à base de silicium amorphe (a-Si), hétéro-jonction (a-Si/m-Si), etc.

- **Cellules dites de troisième génération** : cette catégorie regroupe de nouvelles technologies de cellules photovoltaïques développées depuis les années 2000 [22], telles que les cellules à concentration, les cellules flexibles, les cellules HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*) et les cellules multi-jonctions.

I.2.3. Energie éolienne

L'énergie éolienne figure parmi les premières sources d'énergie renouvelable ayant été exploitées par l'homme. Au fil du temps, différentes technologies se sont développées, depuis le moulin à vent, proposé par les Perses 200 ans avant J.C., jusqu'à l'éolienne de quelques MW implantée aujourd'hui dans des fermes éoliennes, sur terre ou en mer [26]. Ainsi, elle figure parmi les sources d'énergie renouvelable les plus exploitées pour alimenter des réseaux isolés [6].

I.2.3.1. Caractéristiques du vent

L'éolienne permet de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Le vent exploité par les éoliennes présente des variations de fréquences différentes. Ainsi, trois types de variations peuvent être distingués [20], [27] :

- **Variations annuelles** : ces variations sont liées à des cycles climatiques. Des relevés de vent sur plusieurs années permettent de donner une évaluation du potentiel éolien de la zone selon la vitesse et la direction du vent observées.
- **Variations saisonnières/mensuelles** : elles sont liées aux conditions météorologiques et au cycle des saisons. Les valeurs observées à l'échelle annuelle permettent de définir l'intérêt ou non d'installer d'une éolienne, en sachant qu'une valeur de vent minimale de 3 m/s est généralement requise pour pouvoir démarrer une éolienne.
- **Variations à court-terme** (de quelques secondes à quelques millisecondes) : ces variations peu prévisibles sont liées aux conditions météorologiques et à des phénomènes locaux (relief, installations environnantes, etc.). Elles provoquent des turbulences sur les pales de l'éolienne.

Par ailleurs, une installation en mer (offshore) présente l'avantage d'avoir un vent d'une vitesse en moyenne plus élevée et plus constante par rapport à une installation sur terre, expliquant l'intérêt de plus en plus marqué des industriels concernant le développement de parcs éoliens en mer [28].

I.2.3.2. Principe de fonctionnement d'une éolienne

Qu'elle soit à axe horizontal ou à axe vertical comme décrit dans la classification selon les technologies proposée ci-après, le principe de fonctionnement d'une éolienne reste le même [27]–[29]. L'effet du vent permet d'entraîner des pales d'un arbre primaire (turbine), puis l'arbre secondaire lié au rotor d'une machine tournante fonctionnant en génératrice qui délivre une tension à ses bornes. Un multiplicateur de vitesse est parfois inclus entre l'arbre mécanique primaire et l'arbre secondaire (arbre de la machine tournante), afin d'augmenter la vitesse et réduire le couple selon les caractéristiques de la génératrice électrique.

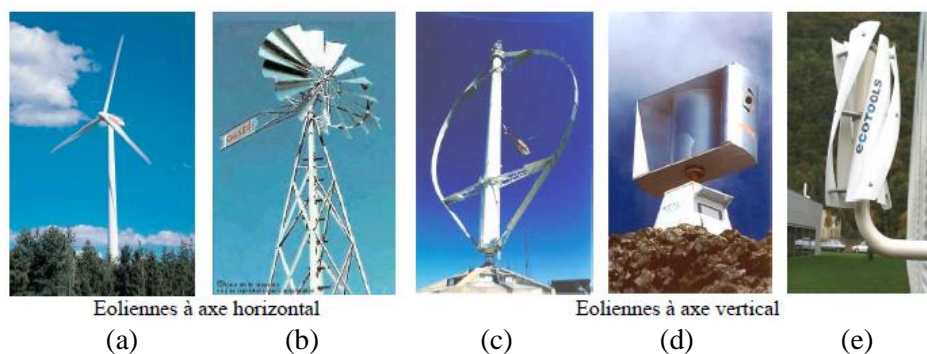
I.2.3.3. Principales technologies disponibles

La classification des éoliennes se fait en premier lieu par rapport à la position de leur axe : horizontal ou vertical. Pour chacun d'eux, différentes technologies listées ci-après existent, présentant chacune des avantages et des inconvénients [26], [29], [30] :

- **Éolienne à axe horizontal (HAWT : Horizontal Axis Wind Turbine)**. La turbine est placée dans une nacelle située en haut d'un mât. La turbine peut être caractérisée selon son nombre de pales : bipales, tripales (Figure I-3.a) ou multipales (Figure I-3.b). Un compromis est à trouver entre le poids des pales et l'équilibre apporté (plus il y a de pales, plus l'éolienne est équilibrée). Les avantages de ce type de technologie sont la faible vitesse d'amorçage et le coefficient de performance élevé. Elles sont plutôt adaptées à des applications de forte puissance et présentent une hauteur suffisamment élevée pour s'affranchir des perturbations provoquées par des infrastructures environnantes (bâtiment, arbres, relief...).
- **Éolienne à axe vertical (VAWT : Vertical Axis Wind Turbine)**. La turbine possède un axe vertical sur lequel sont montées des pales dont la forme diffère selon le type. Deux types de turbines sont à distinguer : les turbines Darrieus et les turbines Savonius. Les turbines Darrieus sont composées de pales ajourées, sous forme de barres verticales (Figure I-3.c) ou hélicoïdales (Figure I-3.e). Elles fonctionnent selon le principe de variation cyclique d'incidence. La résultante des forces, d'intensité et de directions différentes, crée un couple permettant d'entraîner en rotation la turbine (variations des forces de portance). Les turbines Savonius sont composées de pales pleines, soit droites (Figure I-3.d) soit hélicoïdales. Leur fonctionnement se base sur le principe de la trainée différentielle. Le vent exerce une force sur chacun des corps creux avec une intensité différente.

Les éoliennes à axe vertical peuvent absorber des flux d'air venant de n'importe quelle direction horizontale et sont plutôt adaptées pour des applications de plus faible puissance du fait de leur fragilité et des efforts mécaniques que le mât doit supporter. Elles n'ont donc pas besoin de système d'orientation selon la provenance du vent, au contraire des éoliennes à axe horizontal. Les éoliennes à axe horizontal sont utilisées pour des applications de puissance élevée (de quelques kilowatts à quelques mégawatts), notamment pour des applications en mer [30].

Le développement des éoliennes terrestres a connu un essor à partir des années 1980 alors que l'implantation de parcs éoliens en mer est plus récent, la plupart des installations ayant été réalisées depuis 2010 [28]. Ainsi, le développement du secteur de l'éolien offshore a ouvert de nouvelles perspectives en termes de technologies : les éoliennes ancrées au fond de l'océan sont les technologies les plus répandues et les plus matures à l'heure actuelle, tandis que les éoliennes flottantes connaissent un réel intérêt de la part des industriels pour des installations éloignées des côtes [30].



I.2.4. Energie hydrolienne

Les hydroliennes figurent, avec les éoliennes offshore, parmi les technologies d'énergie marine renouvelable ayant connu le plus fort développement ces dernières années [8], [11]. De nombreux points communs existent entre les hydroliennes et les éoliennes : une hydrolienne exploite l'énergie cinétique des courants de marée d'une manière semblable à la récupération de l'énergie cinétique du vent par une éolienne. Cependant, les caractéristiques temporelles de la ressource exploitée sont différentes et quelques technologies spécifiques au secteur hydrolien peuvent être distinguées, comme présenté ci-après.

I.2.4.1. Caractéristiques des courants de marée

Les courants marins sont responsables de la circulation de l'eau dans les océans. Deux types de courants marins sont à distinguer [11] : les courants de marée dus aux forces gravitationnelles et rotationnelles engendrées par les astres (Terre, Lune et Soleil), et les courants océaniques provoqués par le vent et les différences de température et de salinité (circulation thermohaline). Les hydroliennes exploitent les courants de marée, généralement ceux situés en surface des océans pour une raison de facilité de mise en œuvre et de coût, bien que ces courants soient moins forts que les courants de profondeur. L'amplitude et le sens d'écoulement changent selon le cycle des marées. Les phénomènes de marée peuvent être classifiés selon quatre types [31], qui dépendent de l'emplacement sur le globe et de la position des astres (Soleil, Lune et Terre) :

- **Semi-diurne** : deux pleines mers et deux basses mers par jour lunaire (un jour lunaire = 24 h et 50 min) avec des amplitudes similaires, soit une période de 12 h et 25 min ;
- **Diurne** : une pleine mer et une basse mer par jour lunaire, soit une période de 24 h et 50 min ;
- **Semi-diurne à inégalité diurne** : la période est similaire à celle du type semi-diurne, mais les amplitudes consécutives peuvent être différentes ;
- **Mixte** : le nombre de pleines mers et de basses mers par jour change selon l'instant au cours du cycle lunaire (une ou deux).

Pour chacun de ces courants, une représentation temporelle sur 14 jours est donnée en Figure I-4. La cartographie des types de marée à la surface du globe [31] est donnée en Figure I-5. Les types de marées les plus fréquents sont les types semi-diurne et semi-diurne à inégalité diurne. En Europe, la marée principale est de type semi-diurne. Un changement de sens du courant a donc lieu toutes les six heures. De plus, le pic de vitesse est atteint à mi-marée, c'est-à-dire entre une marée haute et une marée basse consécutives. Pour une marée semi-diurne, ce pic survient toutes les six heures. Les courants de marée sont régis par plusieurs cycles de durées différentes :

- **journalier** : une ou deux marées par jour, selon le type décrit précédemment ;
- **mensuel** : lié au cycle lunaire (29.5 jours) ;
- **annuel** : lié la position de la Terre par rapport au Soleil (365 jours).

Il est à noter que le relief des fonds marins et la forme du littoral ont aussi un impact sur les courants. Par ailleurs, les courants de marée sont affectés par des perturbations de période plus courte (quelques secondes) liées à la houle, appelées dans la terminologie anglo-saxonne *swell effect*. La vitesse des courants peut alors varier de 50 % autour d'une valeur moyenne [32]. Une grande partie des houles les plus perturbatrices présente une période inférieure à 10 s et une hauteur inférieure à 2 m. La puissance produite subit alors des fluctuations de quelques dixièmes de Hz qui peuvent être compensées par des solutions de stockage comme des super-condensateurs [32].

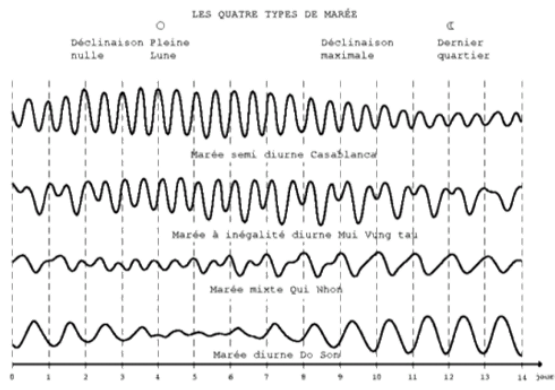


Figure I-4 : Amplitudes des 4 types de marées sur une période de 14 jours [31]

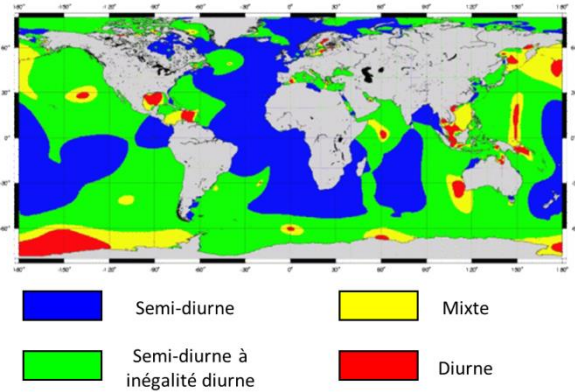


Figure I-5 : Répartition spatiale des types de marées sur la planète [31]

I.2.4.2. Principe de fonctionnement d'une hydrolienne

Une hydrolienne utilise l'énergie cinétique contenue dans les courants de marée pour faire tourner les pales montées sur sa turbine, d'une manière similaire à l'éolienne pour le vent [11], [33]. La turbine est couplée à un alternateur, pour lequel différentes technologies peuvent être utilisées [33], [34]. La puissance produite dépend de la vitesse des courants de marée. Une hydrolienne est immergée, au contraire d'un système houlomoteur qui exploite l'énergie des vagues et d'une éolienne qui exploite l'énergie du vent. Le mouvement d'eau est bidirectionnel si l'hydrolienne exploite les courants de marée, mais il existe des technologies exploitant des courants fluviaux unidirectionnels.

I.2.4.3. Principales technologies disponibles

Les hydroliennes peuvent être classifiées selon trois catégories [33], [35]–[39]:

- **Hydroliennes à axe horizontal** : l'axe de rotation est parallèle aux courants. C'est la technologie la plus utilisée actuellement, notamment les turbines tripales. Malgré des pertes augmentant avec le nombre de pales, les turbines multipales développent un meilleur couple et sont plus stables que les monopales. Les turbines les plus puissantes atteignent plusieurs mégawatts [32]. On peut citer de nombreux projets existants [33] tel que SeaGen, Sabella, Atlantis AR1000 (voir Figure I-6), Clean Current Turbine...
- **Hydroliennes à axe vertical** : les courants de marée étant perpendiculaires à l'axe de la turbine, aucun dispositif d'orientation n'est nécessaire donc elles peuvent fonctionner quelle que soit la direction du courant et le sens de la marée. Cependant, des problèmes de fluctuations de couple et de capacité à démarrer sont évoqués par plusieurs auteurs [33]. Les technologies de turbine à axe vertical sont réparties majoritairement en deux catégories : les turbines Darrieus et les turbines Gorlov [35], [38]. Les turbines Darrieus sont composées de pales droites (un exemple est proposé sur la Figure I-7 [36]). Elles reprennent le principe de fonctionnement lié aux forces de portance des turbines Darrieus utilisées pour l'éolien. Les turbines Gorlov sont composées de pales hélicoïdales, permettant de réduire les oscillations de couple par rapport aux turbines Darrieus et d'améliorer le couple de démarrage (Figure I-8).
- **Hydroliennes à ailes battantes** : elles sont constituées d'ailes, dont les bords d'attaque font face aux courants de marée, et d'un bras de support qui permet des oscillations [37]. Des vérins hydrauliques permettent d'amortir les mouvements. Une profondeur suffisante doit être prévue afin d'éviter des dommages dus aux vagues. Ce type de technologie étant le plus

récent, seuls quelques projets exploitent cette technologie [39] sans toutefois avoir dépassé le stade des essais : bioSTREAM, Stingray Turbine (Figure I-9, d'après [39]), Eel Energy, etc.

D'autres technologies existent, mais elles subsistent cependant à un stade de développement moins avancé : les hydroliennes à ailes flottantes, les hydroliennes constituées d'un conduit sous forme de cône, les hydroliennes de type hélicoïdal, les hydroliennes « kite », etc. [35], [37], [38].

Par ailleurs, certains points liés à l'environnement doivent être considérés avant le choix d'une technologie et une installation en mer. En effet, les contraintes liées à l'installation dans les fonds marins sont plus problématiques que pour une éolienne terrestre, pour l'ancrage notamment. Aussi, il faut considérer l'impact avec l'environnement, comme par exemple la faune et la flore sous-marine qui peuvent subir les turbulences créées par une hydrolienne, ou encore le biofouling. Enfin, les phénomènes de corrosion et de salinité doivent être pris en compte pour le choix des matériaux. Ces différents aspects expliquent les difficultés rencontrées par les industriels lors de la dernière décennie pour pérenniser des projets liés aux hydroliennes.



Figure I-6 : Hydrolienne à axe horizontal [40]



Figure I-7 : Hydrolienne à axe vertical, turbine Darrieus [36]



Figure I-8 : Hydrolienne à axe vertical, turbine Gorlov [39]

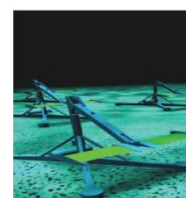


Figure I-9 : Hydrolienne à ailes battantes [39]

I.2.5. Energie houlomotrice

L'énergie des vagues, appelée aussi énergie houlomotrice, est de plus en plus considérée pour l'alimentation de sites isolés en mer [6], [41], [42]. Le développement des houlogénérateurs a connu un essor depuis les années 1980, avec l'apparition de nombreux projets et brevets proposant des technologies diverses [13].

I.2.5.1. Caractéristiques des vagues

L'énergie houlomotrice provient de l'effet du vent sur la mer [43]. Les différences de température à la surface de l'eau donnent naissance au vent. Celui-ci crée localement des vagues, ce phénomène étant appelé mer du vent. Les vagues suivent la direction du vent, jusqu'à se propager à des milliers de kilomètres même si le vent a diminué de vitesse, formant alors la houle. L'énergie contenue dans la houle ne se dissipe qu'à l'approche des côtes, où les fonds marins moins profonds ralentissent les vagues. La quantité d'énergie transférée est liée à la vitesse du vent, à la durée pendant laquelle il a soufflé et à la distance balayée. Les caractéristiques des vagues à un instant et un endroit donnés sont donc liées à la mer du vent (effet du vent local sur la mer) et à la houle (effet du vent sur la mer à une distance éloignée quelques heures auparavant). La caractérisation des vagues peut être réalisée par deux méthodes :

- **Caractéristiques instantanées des vagues** : la houle étant multidirectionnelle et multi-fréquentielle, des relevés effectués avec des bouées de mesures permettent de faire apparaître les cycles les plus rapides. Les vagues présentent généralement une période de quelques secondes.

- **État de mer** : il correspond à une description statistique de l'état d'une surface libre pendant une certaine période (de quelques minutes jusqu'à l'heure) [43], [44]. Les grandeurs caractéristiques d'un état de mer sont la hauteur et la période des vagues, souvent évaluées au pas horaire. En effet, le contenu statistique des hauteurs et périodes des vagues est généralement considéré comme stationnaire à l'échelle de l'heure.

Les vagues étant la conséquence du vent sur la mer, les caractéristiques temporelles de l'état de mer sont semblables à celles du vent. Ainsi, quelques cycles apparaissent [20], [43] :

- **Variations mensuelles et saisonnières** : elles sont liées aux cycles météorologiques et climatiques de la région concernée.
- **Variations à court-terme** : elles dépendent des conditions météorologiques locales (conditions dépressionnaires ou anticycloniques, vent). De plus, selon l'endroit considéré, les courants marins peuvent avoir une influence sur les caractéristiques des vagues.

I.2.5.2. Principe de fonctionnement d'un houlogénérateur

Un système houlomoteur exploite l'énergie contenue dans le mouvement des vagues. Plusieurs étages de conversion sont nécessaires pour obtenir de l'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique. Trois niveaux sont souvent considérés dans la littérature [45]–[47], comme présenté sur la Figure I-10 [46] :

- **Conversion primaire** : une structure mécanique permet de capturer l'énergie des vagues pour la transformer en écoulement d'air, d'eau ou en mouvement d'un corps.
- **Conversion secondaire** : le flux de puissance mécanique récupéré par l'interface primaire est transformé en énergie électrique via un ensemble turbine-générateur. La turbine est entraînée par le mouvement du fluide ou du solide. Elle entraîne ainsi une génératrice qui délivre l'énergie électrique en sortie.
- **Conversion tertiaire** : un convertisseur permet d'adapter la tension et la fréquence aux besoins de sortie (réseau, site isolé, stockage...).

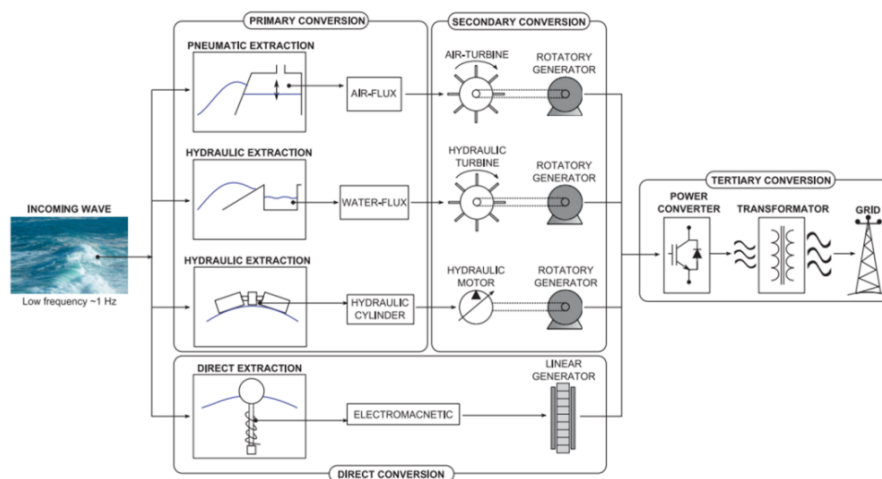


Figure I-10 : Étages de conversion d'un système houlomoteur [46]

Les étages de conversion primaire et secondaire sont fusionnés sur certains houlogénérateurs, pour lesquels un générateur linéaire permet de convertir le mouvement des vagues en énergie électrique [46].

I.2.5.3. Principales technologies disponibles

Les technologies de systèmes houlomoteurs sont nombreuses. Elles peuvent être classifiées selon plusieurs manières, listées ci-après d'après plusieurs références [8], [41], [43]–[49]. Cette classification est présentée sur la Figure I-11 et illustrée par quelques houlogénérateurs [46].

- **Selon la position par rapport à la côte** : sur la côte (*onshore* ou *shoreline*), près de la côte (*nearshore*) ou loin de la côte (*offshore*).
- **Selon l'ancrage** : sur terre (pour les systèmes *onshore*), au niveau du fond (*nearshore*) ou à ancrage souple (*offshore*).
- **Selon l'orientation du système par rapport à la direction de propagation de la houle** :
 - Absorbeur ponctuel (*Point Absorber*) : axisymétrique avec des dimensions réduites par rapport à la longueur d'onde des vagues.
 - Termineur (*Terminator*) : l'axe principal est perpendiculaire à la direction des vagues ;
 - Atténuateur (*Attenuator*) : l'axe est parallèle à la direction de propagation des vagues.
- **Selon le principe de conversion hydromécanique (étage de conversion secondaire)** :
 - Colonne d'eau oscillante (*Oscillating Water Column*) : les variations de pression dues aux vagues permettent de transférer un flux d'air.
 - Système à rampe à déferlement (*Overtopping Device*) : la différence de hauteur d'eau dans un bassin rempli par le déferlement des vagues permet d'entraîner une turbine.
 - Houlogénérateur direct ou système à corps mus par la houle (*Wave Activated Bodies* ou *Direct Wave Energy Converter*) : les vagues mettent en mouvement deux corps rigides (mouvement relatif oscillant). Selon la position du système (immergé ou flottant), les degrés de liberté, les degrés de récupération et la technologie de l'organe de récupération de puissance, il existe majoritairement trois types de houlogénérateurs directs : bouée pilonnante (*Heaving Buoy*), atténuateur en tangage flottant (*Surface Attenuator*), termineur en cavement (*Oscillating Wave Surge Converter*).

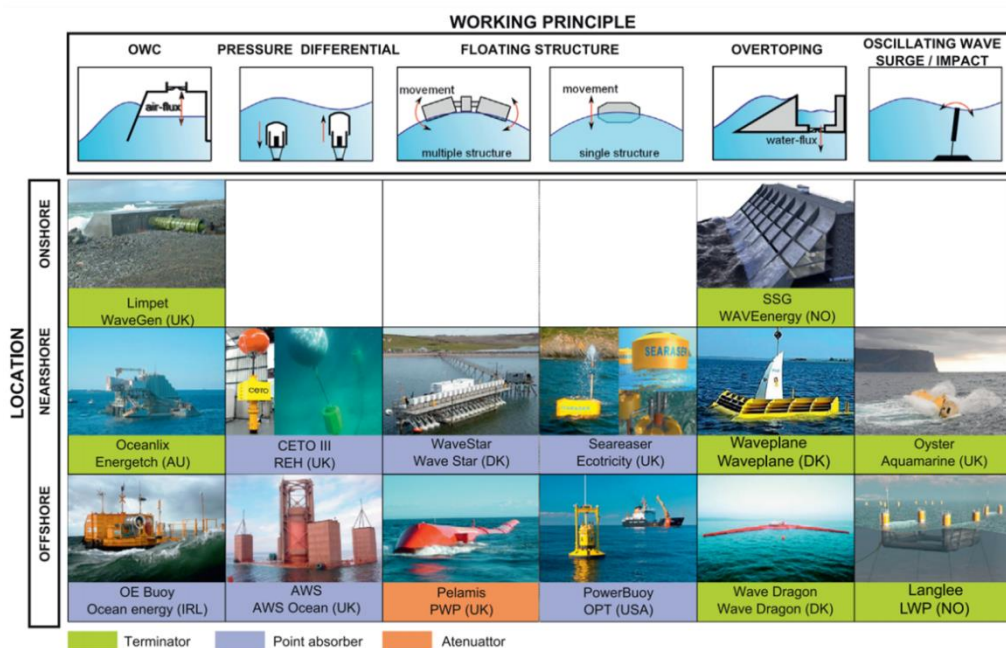


Figure I-11 : Exemples de houlogénérateurs classifiés selon leur localisation, le principe de conversion hydromécanique et l'orientation du système par rapport à la houle [46]

Malgré la diversité des technologies existantes, peu de projets ont atteint la phase de tests en mer à pleine échelle, les principales causes d'échecs étant liées aux contraintes de l'environnement marin et aux coûts élevés liés au développement [50]. Ainsi, de nombreux projets ont été abandonnés depuis les années 2010, tel que le système Pelamis. Le foisonnement de technologies observé est souvent évoqué comme un signe de non-maturité.

I.2.6. Bilan

Les quatre sources considérées pour l'alimentation de sites isolés en mer ont pour point commun une production d'énergie variable, intermittente et non planifiable, contrairement à la production des centrales conventionnelles (thermiques, nucléaires, hydrauliques...). La synthèse proposée permet ainsi de mettre en avant plusieurs différences liées aux ressources exploitées (origine, cycles temporels, prévisibilité, etc.) et aux technologies employées, résumées ci-après.

Comparaison des ressources exploitées

La production des quatre sources considérées est liée aux variations temporelles des ressources exploitées. Les origines et les cycles temporels de ces variations ainsi que les méthodes et les modèles qui permettent de les évaluer sont proposées dans le Tableau I-2, selon les synthèses proposées dans [20], [51], [52]. La production des hydroliennes est la plus prévisible, étant liée aux cycles déterministes des marées. La production des panneaux solaires photovoltaïques suit aussi des cycles saisonniers et journaliers connus à l'avance mais elle dépend fortement des conditions météorologiques à court-terme. Les productions des éoliennes et des houlogénérateurs sont les moins prévisibles puisqu'elles sont liées au vent, bien que des cycles saisonniers existent selon les régions.

Les ressources exploitées étant liées à des phénomènes différents, leurs cycles temporels suivent donc des périodicités différentes. Ainsi, les phases de forte et de faible production des quatre sources considérées sont susceptibles de survenir à des instants différents, permettant un foisonnement de production généralement favorable dans un réseau électrique. Cependant, peu de travaux étudient les bénéfices et les inconvénients de ces différences en termes de cycles temporels dans le cas d'une exploitation combinée de ces quatre sources. Dans les travaux de P. Coker et al. [52], une comparaison des caractéristiques temporelles du rayonnement solaire, de la vitesse du vent et de la vitesse des courants de marée est proposée, mettant en avant l'hétérogénéité de la persistance des ressources à travers une analyse fréquentielle et une étude des coefficients d'auto-corrélation. Quelques travaux étudient les corrélations entre vent et vagues dans le cadre d'une utilisation combinée d'éoliennes et de houlogénérateurs, ce qui permettrait de réduire les creux de production [53], [54]. Cependant, il n'existe pas d'études évaluant les complémentarités des quatre sources considérées dans ces travaux de thèse. De telles études permettraient de comparer la productivité des quatre sources et de faire apparaître les sources susceptibles de produire de manière suffisamment lorsqu'une autre source produit peu. Ainsi, nous proposerons dans le Chapitre II une analyse des complémentarités et non-complémentarités entre les quatre sources selon une étude des facteurs de charge.

Comparaison des technologies et des coûts actuels

La synthèse proposée met en avant quelques tendances technologiques. Les quatre sources considérées ne présentent pas toutes le même niveau de développement [8]. Les sources les plus avancées en termes de maturité et de développement commercial sont les panneaux solaires photovoltaïques et les éoliennes (terrestres et à un degré moindre en mer). Les hydroliennes

connaissent depuis les années 2010 un développement à l'échelle mondiale, bien que le coût d'investissement soit encore élevé. Les hydroliennes à axe horizontal sont les plus développées, bénéficiant du savoir-faire et des retours d'expérience du domaine éolien pour ce type de technologie [10]. Enfin, les houlogénérateurs restent à un stade de maturité technique moyen malgré la diversité des technologies et le nombre de brevets déposés depuis les premiers systèmes développés au début des années 1980 [8]. Le foisonnement de technologies observé, le faible nombre de projets ayant atteint durablement le stade de fonctionnement à pleine échelle en mer et les coûts élevés sont des signes d'une maturité encore limitée. Ce foisonnement s'explique notamment par la difficulté à pérenniser des systèmes dans un environnement marin aux contraintes sévères (bio-colonisation, corrosion, conditions météorologiques, etc.), mais aussi par la difficulté à développer une nouvelle source d'énergie renouvelable dans un marché où les sources non renouvelables sont moins onéreuses.

Tableau I-2 : Origines et méthodes d'évaluation des variabilités associées aux ressources

Source	Type de variation selon échelle de temps	Origine, cause	Méthodes et modèles d'évaluation de la variabilité
PV	Saisonnaire	Position du Soleil/Terre, emplacement géographique	Modèle mathématique
	Journalière	Cycle jour/nuit : rotation de la Terre	Modèle mathématique
	Court terme : secondes à heures	Conditions météorologiques	Estimation à partir de mesures au sol, données satellites ou modèles météorologiques
Éolienne	Décennales	Changement des conditions climatiques et atmosphériques	Observations climatiques sur plusieurs années
	Annuelle et saisonnière	Conditions météorologiques selon la localisation et le cycle des saisons	- Statistique : autorégressif, méthode de Monte-Carlo par chaîne de Markov, réseau de neurones, décomposition en ondelettes ;
	Journalière (pic de 4 jours sur le spectre de Van der Hoven)	Conditions météorologiques	- Physique : mesures ou modèles météorologiques ;
	Infra-journalière	Conditions météorologiques et localisation (effets thermiques)	- Hybride : statistique et physique
	Court-terme : s à h	Aléatoire (turbulences par exemple)	Peu prévisible
Hydrolienne	Bimensuelle	Cycle des marées (1 cycle = 14.76 jours) : selon alignement Lune/Soleil/Terre, marée de vives-eaux ou de mortes-eaux	Analyse harmonique
	Journalière (cycles de quelques heures)	- Régime de marée : diurne, semi-diurne... - Dépend de l'emplacement sur le globe, de l'attraction Lune/Terre et Soleil/Terre	Analyse harmonique et géographique
	Court-terme : s, min, h (turbulences)	- Relief fonds marins - Effet de la météo : tempêtes, vagues	Prévisions météorologiques et étude géographique
Houlomoteur	Saisonnaire et mensuelle	Climat et météo selon l'emplacement	- Diagramme de dispersion (<i>Scatter diagram</i>) obtenu par méthode statistique ou empirique - <i>Seasonal Variability Index</i> : niveau moyen sur 3 mois
	Journalière	Conditions météorologiques selon la localisation	Prévisions météorologiques

La synthèse bibliographique présentée ici met en avant pour les sources retenues de nombreux cycles temporels, plus ou moins prévisibles et de périodicités différentes. Il apparaît donc intéressant d'exploiter dans un même réseau isolé l'ensemble de ces quatre sources. La diversité des origines des ressources exploitées permettrait en effet de lisser les creux de production, même si cet aspect est à l'heure actuelle peu quantifié dans la littérature. Malheureusement, même en considérant un mix énergétique composé de plusieurs sources, les variabilités et les intermittences sont susceptibles de provoquer des situations où l'ensemble des sources ne produirait pas suffisamment pour satisfaire la consommation, bien que la diversification des sources exploitées diminue la probabilité d'occurrence de ces situations. Il convient donc de regarder, dans la partie suivante, les problématiques auxquelles sont confrontés les réseaux insulaires et les solutions existantes pour y remédier, notamment celles permettant de satisfaire au mieux la demande lorsque la production issue des sources est insuffisante.

I.3. Problématique des réseaux isolés en milieu marin

Afin de favoriser l'intégration des sources d'énergie marine renouvelable dans un réseau isolé en milieu marin, une connaissance précise de l'ensemble des problématiques et des contraintes posées par l'alimentation de sites isolés en mer à partir de sources d'énergie renouvelable est nécessaire. Ce paragraphe expose les problèmes évoqués dans la littérature et les solutions existantes pour les résoudre, en considérant les solutions de stockage, le contrôle d'un réseau isolé et la gestion de la demande.

I.3.1. Problèmes observés

Les réseaux isolés sont confrontés à des problèmes de natures différentes, pour lesquels des moyens de contrôle et de protection doivent être mis en place, comme évoqué dans [55]–[57].

- **Problème lié à la satisfaction de la demande à partir de sources d'énergie renouvelable :**

La principale problématique observée dans les réseaux isolés exploitant des sources d'énergie renouvelable est liée à la compensation des irrégularités de production de ces sources afin d'assurer l'équilibre production/consommation. Des cycles plus ou moins prévisibles et fréquents existent selon les sources (Tableau I-2). Pour assurer la satisfaction de la demande malgré ces fluctuations, plusieurs solutions sont évoquées en [6] et présentées dans la section I.3.2 de ce chapitre : couplage de sources de natures différentes, insertion de moyens de stockage, hiérarchisation et gestion des consommations.

- **Problèmes liés à la qualité de l'énergie produite :**

- **Variations de tension** : elles sont dues à des variations de puissance active ou réactive et à la faible puissance de court-circuit du système [49], [58]. Les fluctuations de tension sont caractérisées par leur périodicité, leur amplitude et le taux de distorsion harmonique. Trois types de variations sont définis en [49] : variations lentes (sur plusieurs minutes, dans une plage de $\pm 10\%$ de la tension nominale), variations rapides (flicker) et creux de tension (chute entre 1 % et 90 % de la tension nominale pendant une durée allant de 1 ms à 1 min).
- **Variations de fréquence** : elles sont dues à un déséquilibre entre la puissance produite et la puissance consommée [49]. Les sites isolés ne contiennent pas assez de sources pour obtenir une inertie et un foisonnement suffisant pour limiter ces fluctuations, au contraire d'un réseau interconnecté.

- **Courants résiduels** : des courants non désirés peuvent circuler par le biais des capacités parasites (capacités de fuite à la terre) ou entre des modules PV connectés en parallèle.
- **Harmoniques** : ils concernent les tensions et courants de nature alternative [59].

- **Problèmes liés à la stabilité :**

La stabilité est définie par l'aptitude d'un système, par rapport à un état de fonctionnement initial, à regagner un état de fonctionnement équilibré après avoir subi une perturbation. Il existe trois types de stabilité, classifiées selon la nature physique de la variable à surveiller [60] :

- **Angle rotorique** : aptitude des génératrices synchrones à rester en synchronisme suite à une perturbation. Dans le cas d'une instabilité, les oscillations angulaires augmentent et une perte de synchronisme entre générateurs peut survenir. La stabilité de l'angle rotorique peut être décomposée en deux catégories : stabilité aux petites perturbations et stabilité transitoire (grandes perturbations).
- **Fréquence** : capacité du système à maintenir la fréquence dans une plage de fréquences bornée autour d'une valeur nominale après une perturbation provoquant un déséquilibre entre puissance produite et puissance consommée.
- **Tension** : capacité d'un système à maintenir la tension dans une plage de valeurs acceptables en tout point du système. L'instabilité survient si les fluctuations de puissance sont trop importantes. La stabilité en tension peut être classifiée en deux catégories selon l'amplitude des perturbations (petites et grandes), puis pour chacune d'elles selon l'horizon temporel (court et long terme).

- **Problèmes liés aux caractéristiques du système isolé :**

Les caractéristiques intrinsèques d'un réseau isolé impliquent diverses contraintes, telles que :

- **Variations rapides des flux de puissance** de façon bidirectionnelle dans les convertisseurs d'une architecture à bus hybride AC+DC [55] ;
- **Faible puissance de court-circuit** : l'atténuation des perturbations est limitée (flicker, creux...) par rapport à un réseau à forte puissance de court-circuit [55] ;
- **Faible inertie du système** : le faible nombre de machines tournantes peut provoquer des variations de fréquence plus nombreuses et plus larges [55] ;
- **Compatibilité des composants entre eux** : puissance, temps de démarrage et d'arrêt, caractéristiques des moyens de stockage... [56] ;
- **Modélisation insuffisante** : certaines modélisations ne prennent pas en compte un déséquilibre éventuel du système triphasé, l'inductance non négligeable des phases et les variations de charge [55] ;
- **Foisonnement de production limité** : le foisonnement des puissances produites par des sources d'énergie renouvelable dépend de l'étendue du réseau. Sur une île de petite taille ou sur un système embarqué, ce foisonnement géographique est rarement obtenu puisque la ressource exploitée fluctue en même temps et de la même manière en tout point [57].

- **Problèmes liés aux incertitudes :**

Sans la mise en place de solutions adaptées (moyens de stockage, prévisions des productions et des consommations, etc.), les incertitudes liées aux sources (disponibilité, conditions météorologiques, prévisibilité, variabilité, nature stochastique ou non, etc.) et aux consommations

(quantité, profil de consommation, prévisibilité, etc.) peuvent entraîner un déséquilibre entre production et consommation [55], [56].

- **Problèmes liés aux coûts :**

La production d'énergie électrique dans les îles non connectées au continent présente des coûts élevés dus à l'utilisation du pétrole (coûts liés à l'achat et au transport du pétrole) et aux coûts de maintenance des réseaux isolés [4]. De plus, pour les îles présentant une forte fréquentation touristique, les fluctuations de consommation au cours de l'année selon la fréquentation de l'île impliquent que les moyens de production soient suffisants pour satisfaire un pic de consommation. Les coûts de production de l'électricité dans les îles françaises sont présentés sur la Figure I-12, d'après [5]. Des différences sont observées selon les îles, allant de 100 €/MWh à 500 €/MWh. On observe notamment que le coût de production pour l'île de Saint Pierre et Miquelon est le plus élevé, la production annuelle de cette île provenant à 95 % de centrales thermiques à pétrole. Le coût de production dans les îles peut atteindre jusqu'à quatre fois le coût de production sur le continent (environ 50 €/MWh) [4].

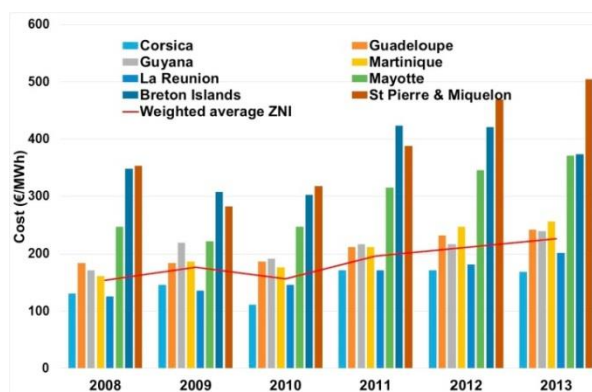


Figure I-12 : Coût de production de l'électricité dans les Zones Non-Interconnectées (ZNI) entre 2008 et 2013 [5]

Devant les nombreuses problématiques observées, il convient de présenter dans la partie suivante les différentes solutions existantes pour en limiter les effets.

I.3.2. Solutions permettant de répondre aux problèmes posés par les réseaux insulaires

L'alimentation en électricité des sites isolés en mer à partir de sources renouvelables se heurte à de nombreuses problématiques liées à la disponibilité et aux fluctuations de production des sources, au fonctionnement mais aussi aux coûts. Afin de garantir une continuité de service et assurer la satisfaction de la demande, la plupart des îles non connectées au réseau continental utilisent jusqu'à présent des groupes électrogènes et des centrales thermiques [5], [61], [4]. En plus de la pollution émise, l'utilisation de ces solutions entraîne des coûts de production élevés à cause de l'importation du carburant, des coûts de maintenance et d'entretien, etc. D'autres solutions non polluantes et potentiellement moins onéreuses sont de plus en plus envisagées. Les principales solutions évoquées dans la littérature et présentées par la suite sont basées sur l'utilisation de solutions de stockage

(I.3.2.1), sur un contrôle et une gestion adaptés (I.3.2.2) et sur l'intégration d'une gestion de la demande (I.3.2.3) [6], [62].

I.3.2.1. Solutions de stockage

Afin de lisser la production et permettre un approvisionnement continu des charges en énergie électrique sur un site isolé, une ou plusieurs solutions de stockage peuvent être mises en place. L'équilibre énergétique entre production et consommation doit par ailleurs être respecté. Par conséquent, les moyens de stockage doivent être correctement dimensionnés afin de garantir l'autonomie à court terme mais aussi à plus long terme. Plusieurs solutions existent, souvent classifiées selon la nature du stockage comme présenté sur la Figure I-13 [63], [64]. Afin de choisir parmi ces technologies celles qui sont les plus adaptées à l'alimentation d'un site isolé, il convient de distinguer leurs caractéristiques et les besoins qu'elles peuvent satisfaire.

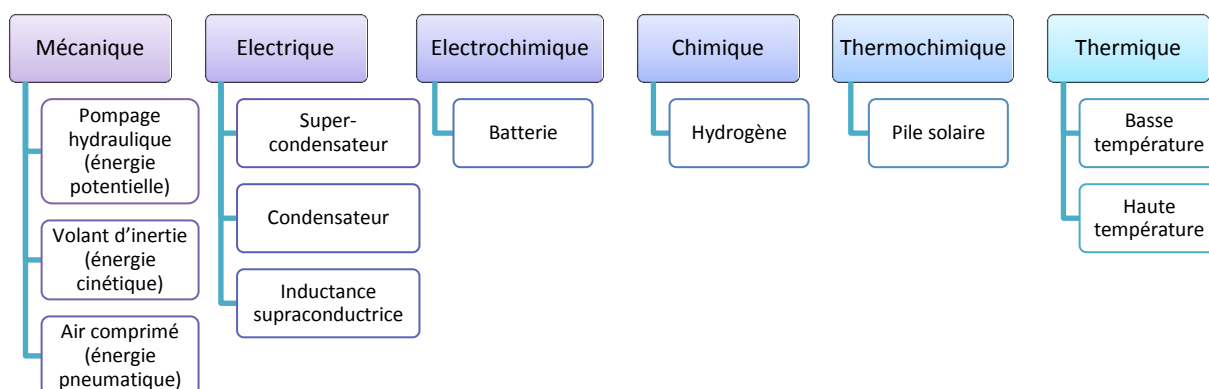


Figure I-13 : Classification des solutions de stockage, d'après [63], [64]

I.3.2.1.1. Caractéristiques des technologies de stockage

Les techniques de stockage peuvent être représentées sur un diagramme puissance-durée, pour lequel un exemple est proposé sur la Figure I-14 issue des travaux de S. Sabihuddin [65]. Sur la représentation établie, plus le cercle est large, plus le niveau de maturité de la technologie est élevé. Il apparaît clairement que les volants d'inertie, les super-condensateurs et les solutions thermiques sont destinées à du stockage court-terme de moyenne puissance (de l'ordre de la seconde à quelques minutes), tandis que les batteries, les piles à hydrogène, le stockage par air comprimé et le stockage par pompage sont utilisables pour une durée plus longue (quelques jours à quelques mois). Le stockage le plus durable pour une installation de plusieurs centaines de MW est le stockage par air comprimé et par pompage. Par ailleurs, les différentes solutions peuvent être représentées selon un diagramme de Ragone, permettant une comparaison de la puissance et de la capacité énergétique des solutions [63].

Selon les moyens utilisés, les caractéristiques en termes de puissance, énergie (densité massique et volumique), durée de vie, rendement, nombre de cycles, temps de décharge, taux d'autodécharge quotidien et coût sont différentes. Une synthèse de différents articles traitant des solutions de stockage [63]–[65] permet de mettre en avant les meilleures solutions pour chaque critère :

- **Energie** : pompage, stockage à air comprimé, pile à hydrogène et batteries ;
- **Puissance** : volant d'inertie, super-condensateur, inductance supraconductrice ;
- **Rendement** : super-condensateur, inductance supraconductrice, volant d'inertie, batterie lithium-ion ;

- **Durée de vie en temps (années)** : pompage, batterie NiFe, inductance supraconductrice, volant d'inertie, super-condensateur ;
- **Durée de vie en nombre de cycles** : super-condensateur, inductance supraconductrice, volant d'inertie, stockage à air comprimé, pompage ;
- **Taux d'autodécharge quotidien** : batteries, pompage, air comprimé, hydrogène ;
- **Coût** : plusieurs catégories de coûts peuvent être distinguées, avec pour solutions les moins onéreuses :
 - **Energie** : pompage, air comprimé, batteries conventionnelles et batteries à oxydoréduction ;
 - **Puissance** : super-condensateur, inductance supraconductrice, volant d'inertie, batterie PbA, NiMH, NiZn ;
 - **Exploitation et maintenance** : pompage hydraulique, super-condensateur, inductance supraconductrice, volant d'inertie.

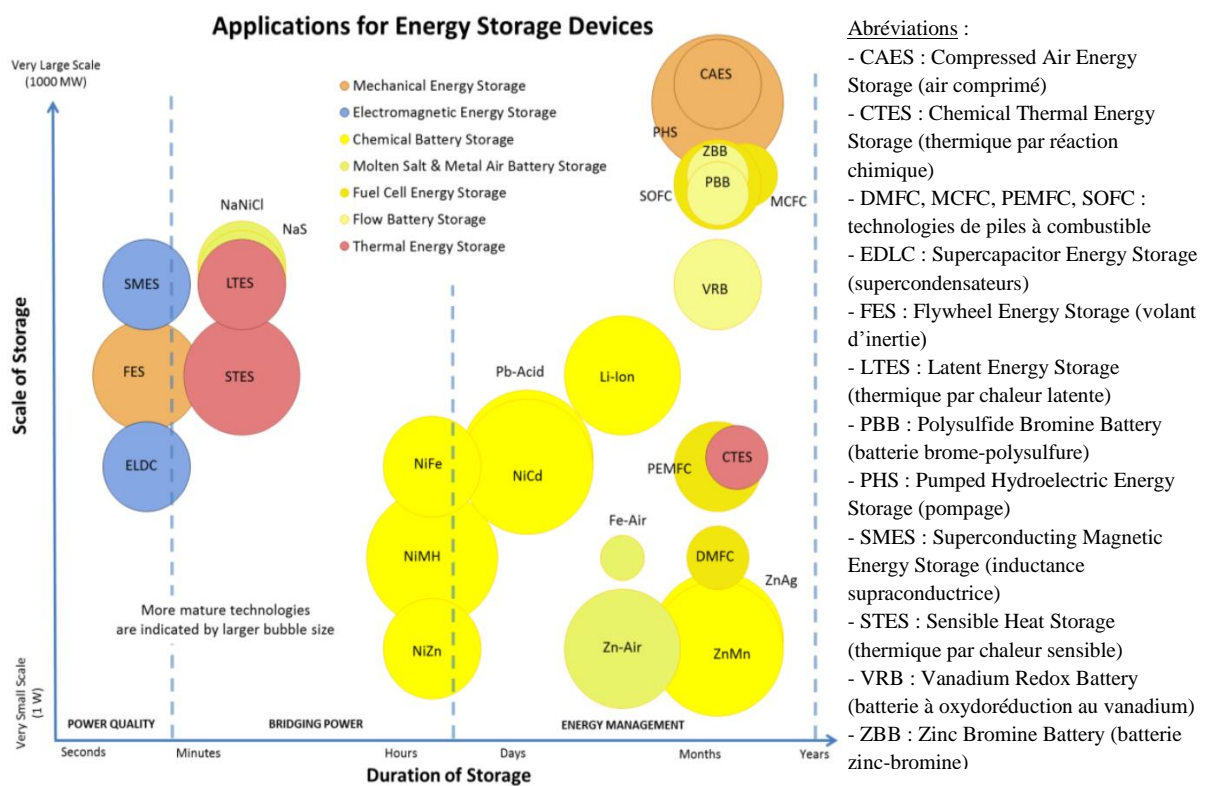


Figure I-14 : Solutions de stockage selon la durée de stockage et l'échelle de puissance [65]

I.3.2.1.2. Technologies employées selon le besoin à couvrir

Les moyens de stockage utilisés dépendent du type de besoin à couvrir. Trois catégories existent, chacune étant caractérisée par une échelle de temps [63]–[65] : stockage pour assurer la qualité et la régulation de la puissance (en secondes), stockage pour la gestion d'énergie à court-terme (en minutes) et à long terme (en heures voire en jours). Pour chacune de ces catégories, le recours au stockage peut être motivé par différents besoins, listés dans le Tableau I-3 selon les articles [63]–[65].

Des états de l'art sur l'utilisation de moyens de stockage pour des sites isolés sont proposés dans les références [64], [66], [67]. La solution d'un stockage hybride est souvent retenue : batterie/super-condensateur, batterie/hydrogène, batterie/volant d'inertie, hydrogène/super-

condensateur [66]. Ces hybridations permettent d'assurer un stockage à court-terme (solutions à forte densité de puissance, à longue durée de vie et à temps de réponse rapide) et à long terme (solutions à forte densité d'énergie). Elles permettent d'optimiser le dimensionnement par rapport à une solution de stockage unique, et allongent la durée de vie du système [66]. Une présentation de différents réseaux isolés est donnée en [67] selon l'échelle de puissance, avec pour chacun d'eux les technologies de stockage employées et les besoins couverts.

Tableau I-3 : Solutions de stockage utilisées selon l'utilisation et le besoin à couvrir

Catégorie d'utilisation	Besoin à couvrir	Stockage couramment utilisé
Qualité et régulation de la puissance (secondes)	Maintien de la tension, régulation de la fréquence, compensation de l'effet flicker, stabilité transitoire, creux de tension, alimentation sans interruption, contrôle de la puissance réactive	- Volant d'inertie - Batterie - Inductance supraconductrice - Super-condensateur - Condensateur
Gestion d'énergie à court-terme (minutes)	Réserve tournante, alimentation sans interruption, compensation de charge, démarrage à froid, lissage production éolienne	- Batteries et batteries à oxydoréduction
Gestion d'énergie à long-terme (heures, jours)	Écrêtage de puissance, augmentation du taux de pénétration des EnR, échanges énergétiques selon le prix de l'électricité et la charge, nivellement des sources et charges, variations de production saisonnières, fiabilité du réseau, fonctionnement en site isolé, travaux sur ligne	- Batteries et batteries à oxydoréduction - Stockage thermique - Pompes hydrauliques - Air comprimé - Pile à hydrogène

I.3.2.2. Gestion et contrôle d'un réseau isolé

Les différentes contraintes de fonctionnement d'un site isolé évoquées dans le paragraphe I.3.1 peuvent être solutionnées notamment par l'application d'une gestion et d'un contrôle adaptés. Le système de gestion et de contrôle d'un réseau isolé doit répondre aux exigences suivantes [55], [56], [68] :

- Équilibre des flux de puissance ;
- Prévisibilité de la production des différentes sources et des charges la plus fine et fiable possible à différentes échelles de temps (prévision des conditions météorologiques notamment) ;
- Qualité de l'énergie : maîtrise de la tension des bus DC et AC, de la fréquence et de l'angle de phase (pour bus AC) en régime permanent et transitoire (perturbations), contrôle des tensions et courants de sortie des sources ;
- Contrôle éventuel des charges (report partiel ou total si besoin) ;
- Disponibilité, fiabilité et rapidité des systèmes de mesure et de communication ;
- Robustesse et adaptabilité des contrôleurs : modularité du système, reconfiguration selon la quantité de sources et de charges par exemple ;
- Protection du réseau isolé (surcharges, court-circuit, surtension...) ;

Pour répondre à ces attentes, le contrôle d'un réseau isolé peut être centralisé ou décentralisé [55]. Dans le cas d'une structure de type centralisée, les décisions sont prises par un contrôleur central (MGCC : *Micro-Grid Central Controller*), ce qui nécessite la remontée d'information en un unique point (production, consommation, état des systèmes de stockage, prévisions météorologiques, etc.). Dans le cas d'une structure décentralisée, tous les organes du système communiquent et interagissent entre eux, avec une part des décisions de commande prise localement (à l'échelle de la source). Le

niveau de décentralisation est défini par le degré d'intelligence du contrôleur local [59]. Une des solutions possibles pour une structure décentralisée se base sur le concept de structure multi-agents. Cette approche a fait l'objet de nombreux travaux de recherche ces dernières années [59], comme par exemple en 2017 dans les travaux de thèse d'E. Amicarelli menés au laboratoire G2Elab [69]. Elle permet aux différentes entités d'un réseau électrique (producteur et consommateur) de prendre des décisions de manière autonome tout en interagissant avec les autres agents du réseau, en tenant compte de l'état du système, des contraintes de fonctionnement, des coûts, etc.

La structure de gestion et de contrôle évoquée ci-après est la plus couramment considérée, basée sur un contrôle hiérarchique du système et une centralisation des niveaux secondaire et tertiaire [55]. Les différents niveaux de contrôle d'un micro-réseau et les problématiques résolues par chacun d'eux sont présentés sur la Figure I-15, inspirée des travaux [59], [68].

- **Contrôle/gestion court-terme (Niveau primaire)** : il s'agit du niveau de contrôle le plus bas dans la gestion d'un micro-réseau, puisqu'il consiste à contrôler localement les différents organes du système avec un pas de temps d'échantillonnage très rapide (de quelques microsecondes à quelques secondes). L'objectif du contrôle primaire est d'assurer le bon fonctionnement en temps-réel du système à travers le contrôle de différentes variables telles que la fréquence, la tension, le courant et la puissance via des stratégies de commande des convertisseurs. Le réglage primaire est de type "local" (localisé sur une source et son convertisseur) et le temps de réaction rapide. Cette couche de contrôle permet de solutionner les problèmes liés à la stabilité du système (fréquence, tension, etc.) et la qualité de l'énergie. Les différentes techniques de contrôle possibles sont présentées dans [55].
- **Contrôle/gestion moyen-terme (Niveau secondaire)** : l'objectif est d'assurer l'équilibre de la production par rapport à la demande en tenant compte des prévisions de production des sources (à l'échelle de l'heure), de la gestion des charges (contrôlables ou non), du stockage, des divers coûts (fonctionnement, maintenance...), de la durée de vie, des contraintes d'optimisation du fonctionnement, etc. Souvent regroupé dans la littérature sous le terme d'« EMS » (*Energy Management System*), le réglage secondaire est effectué à l'échelle du micro-réseau avec généralement une prise de décision par le gestionnaire du réseau et une centralisation des données, pour un horizon temporel allant de quelques secondes à l'heure. Il permet aussi d'affiner les régulations de la tension, de la fréquence et des puissances active et réactive, en complément du réglage primaire. Ce niveau de contrôle peut aussi être effectué de manière décentralisée [59], impliquant que tous les organes du système communiquent et interagissent entre eux avec les décisions de commande prises localement (à l'échelle de la source et du consommateur).
- **Contrôle/gestion long-terme (Niveau tertiaire)** : il s'agit du niveau de contrôle le plus haut dans la gestion d'un micro-réseau, avec le pas de temps le plus lent (de quelques heures à quelques jours). Le contrôle tertiaire, souvent retrouvé sous l'appellation *EMS* précédemment évoquée, implique différents aspects et rôles selon les auteurs. Certains auteurs considèrent que le contrôle tertiaire est plutôt utilisé dans les micro-réseaux connectés au réseau principal avec pour objectif de gérer l'échange d'énergie entre ces deux réseaux [55], selon des critères économiques (achat et vente de l'électricité). Cependant, d'autres auteurs évoquent ce réglage pour des micro-réseaux fonctionnant en mode isolé [68]. Ce niveau de contrôle permet de planifier la production et la consommation à partir de données prévisionnelles (horizon allant de quelques heures à quelques jours), selon des objectifs divers : équilibre offre/demande, satisfaction de la demande initiale, minimisation des coûts, etc. La résolution des problèmes

associés à ces objectifs passe généralement par la formulation d'un problème d'optimisation [59].

Par ailleurs, l'état de l'art montre que d'autres classifications existent, internes ou externes à la classification primaire/secondaire et basées sur différents critères : présence ou non de moyens de communication [68], [70], type de bus utilisé [70], [71], architecture centralisée ou décentralisée [56].

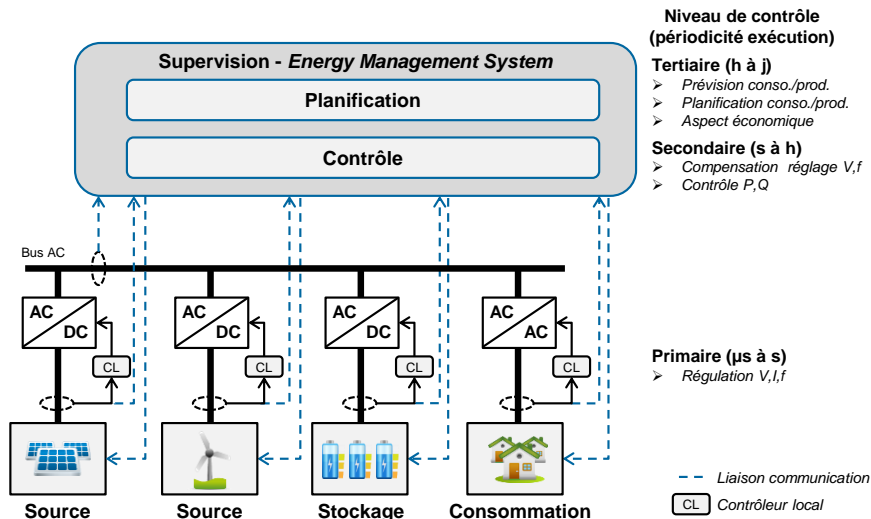


Figure I-15 : Vue globale du contrôle hiérarchique sur un micro-grid de type centralisé, à bus AC (inspirée des travaux [59], [68])

I.3.2.3. Gestion de la demande

La production des sources d'énergie renouvelable pouvant être insuffisante pour satisfaire la consommation à tout instant, une des solutions permettant de pallier à ce problème consiste à agir sur le profil de consommation. Le concept de gestion de la demande est apparu dans la littérature dans les années 1980, sous l'appellation « Demand Side Management (DSM) » ou encore « Demand Response (DR) » [72]. Il regroupe l'ensemble des actions permettant de modifier le profil de consommation, en amplitude et en temps, afin de satisfaire des objectifs techniques (équilibre énergétique à tout instant, minimiser le risque de coupure, etc.) et/ou économiques (coûts d'achat et de vente de l'électricité) [62], [72], [73]. La gestion de la demande est généralement appliquée pour améliorer l'adéquation entre production et consommation.

La gestion de la demande peut se traduire par plusieurs types d'actions [62], [72], parmi lesquels on distingue deux modes d'action couramment considérés :

- **Décalage temporel** : des consommations peuvent être décalées totalement ou partiellement à des moments plus favorables, par anticipation ou par report vis-à-vis de l'instant initialement prévu. Ces stratégies de gestion conservent l'énergie initialement demandée, en décalant des consommations vers des instants où les contraintes technico-économiques sont plus favorables (ex : production des sources plus élevée, coûts plus faibles, etc.).
- **Écrêtage** : la puissance de charge est diminuée en réduisant voire en annulant la puissance affectée à certaines consommations. Ce mode de gestion ne permet pas de conserver l'énergie initialement demandée.

La mise en œuvre d'une gestion de la demande passe généralement par des politiques tarifaires incitatives afin de favoriser la participation du consommateur, par un changement du prix de

l'électricité selon la période (ex : heures creuses/heures pleines) ou par un contrôle des charges avec une hiérarchisation selon la priorité du besoin à alimenter [62], [73].

Hormis les bénéfices apportés en termes de gestion du réseau (équilibre production/consommation, traitement des congestions, etc.), l'application d'une gestion de la demande offre d'autres avantages [74], [75], parmi lesquels :

- Réduction des coûts de production (pour le producteur et gestionnaire du réseau) et d'achat (pour le consommateur) ;
- Intégration d'un degré de liberté dans la gestion du réseau ;
- Réduction de la sollicitation des systèmes de stockage et donc ralentissement de leur vieillissement ;
- Réduction de la pollution grâce à une diminution de l'utilisation de solutions polluantes (groupes électrogènes, centrales thermiques).

I.3.3. Synthèse des solutions possibles

Dans la perspective d'une intégration massive de sources d'énergie renouvelable dans les zones insulaires qui pourrait impliquer de sévères fluctuations de production, plusieurs solutions permettant d'améliorer la satisfaction de la demande et d'intégrer un degré de liberté dans la gestion du système apparaissent dans la littérature. Les problématiques liées à la qualité de l'énergie et à la stabilité du système sont gérées par le contrôle primaire et secondaire du réseau via le contrôle des sources, des systèmes de stockage et des charges. Le niveau de contrôle tertiaire permet quant à lui de planifier le fonctionnement du système sur une durée de quelques heures à partir de prévisions afin de satisfaire au mieux les objectifs à atteindre, en agissant par exemple sur les consommations. Le développement d'une grande diversité de technologies de stockage ces dernières années offre des perspectives concernant la gestion d'un micro-réseau isolé et l'amélioration de la satisfaction de la demande. Des solutions de stockage à forte énergie massique peuvent permettre d'assurer la continuité de l'alimentation sur un horizon allant de plusieurs heures à plusieurs jours (ex : batteries, hydrogène, etc.) tandis que des solutions à forte puissance massique peuvent participer à la régulation du réseau avec un temps de réponse rapide (quelques secondes).

Certaines de ces solutions sont déjà utilisées dans les zones insulaires. Au regard de la maturité des solutions de stockage disponibles et commercialisées, des niveaux de puissance demandés (jusqu'à plusieurs MW) et des conditions d'installation requises, il peut être actuellement envisagé d'utiliser pour des sites isolés en mer les solutions suivantes : batterie (lithium-ion, plomb-acide), stockage par air comprimé, hydrogène, super-condensateurs. De nombreuses îles ont déjà intégré dans leur réseau des batteries, généralement de type plomb-acide (technologie utilisée depuis le début des années 2000) ou lithium-ion, mais aussi du stockage par hydrogène depuis le début des années 2010 [4], [67]. Certaines technologies de stockage présentent un niveau de maturité encore faible (air comprimé, piles à combustible et d'autres technologies de batteries) tandis que d'autres semblent peu envisageables au vu des contraintes d'installation (le stockage par pompage est par exemple plutôt adapté à des zones montagneuses [67]). L'application d'une gestion de la demande dans le cas d'une île peut être envisagée sous conditions que des moyens de mesure et de communication soient déployés, ce qui n'est pas encore le cas pour toutes les îles. Plusieurs îles appliquent déjà des politiques de gestion de la demande, comme par exemple l'île de la Réunion ou Hawaï [6]. Les stratégies appliquées consistent à décaler la consommation des chauffe-eau électriques et des climatiseurs lors des périodes critiques, avec une tarification spécifique (réduction du montant

de la facture d'électricité pour les consommateurs adhérant au programme). Par ailleurs, de nombreuses publications scientifiques ont montré ces dernières années l'intérêt d'une intégration d'une gestion de la demande dans des micro-réseaux insulaires, comme par exemple pour les îles Galápagos [76], l'archipel des Açores [77] ou encore l'île de Lampedusa [78].

Ainsi, l'alimentation en énergie électrique des réseaux insulaires à partir uniquement de sources d'énergie renouvelable nécessite d'intégrer des solutions de stockage pour assurer la continuité d'alimentation en cas de faible production. Cependant, la capacité de stockage à installer pour satisfaire la demande lors des périodes les plus critiques peut être très élevée, impliquant une augmentation des coûts. Les capacités de stockage installées sont cependant rarement utilisées à pleine capacité [5]. De plus, les études traitant de la gestion de la demande montrent de potentiels bénéfiques concernant les coûts et le dimensionnement [75]. Afin de favoriser l'intégration dans les réseaux insulaires des technologies apparues ces dernières années, telles que les hydroliennes, les houlogénérateurs et les solutions de stockage, il est nécessaire d'optimiser le dimensionnement ainsi que la gestion d'énergie pour éviter des coûts prohibitifs et pour assurer la satisfaction de la demande.

I.4. État de l'art sur l'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie de systèmes multi-sources basés sur l'utilisation de sources d'énergie marine renouvelable

Les parties précédentes ont permis de mettre en avant les solutions théoriquement possibles pour alimenter en énergie électrique des zones isolées en mer ainsi que les contraintes de fonctionnement à prendre en compte. Les récents développements concernant les énergies hydrolienne et houlomotrice, les solutions de stockage et la gestion de la demande offrent de nouvelles perspectives pour l'alimentation des sites isolés en mer. Cependant, des projets intégrant des sources d'énergie marine renouvelable dans des zones insulaires se doivent d'être fiables pour pouvoir satisfaire la puissance demandée par les consommateurs, mais ils doivent aussi être économiquement réalisables. Pour cela, une optimisation de la gestion d'énergie et du dimensionnement doit être réalisée. Cette section a pour objectif de présenter un état de l'art concernant le dimensionnement et la gestion de systèmes multi-sources utilisant des sources d'énergie marine renouvelable et destinés à l'alimentation de zones isolées en mer.

I.4.1. Optimisation du dimensionnement de systèmes multi-sources intégrant des sources d'énergie marine renouvelable

Le développement de systèmes multi-sources à base de sources d'énergie renouvelable nécessite au préalable qu'une optimisation du dimensionnement soit réalisée pour s'assurer que le dimensionnement retenu sera en mesure de satisfaire la demande même durant les périodes de faible production. Cependant, le système ne doit pas être surdimensionné au risque de présenter des coûts d'investissement et de fonctionnement élevés. De plus, les hydroliennes, les houlogénérateurs ainsi que certaines solutions de stockage présentent des coûts d'investissement encore élevés. Ainsi, la problématique de l'optimisation du dimensionnement pour les réseaux insulaires intégrant des sources d'énergie marine renouvelable a été traitée ces dernières années dans quelques travaux scientifiques présentés ci-après.

Différents travaux concernant l'optimisation du dimensionnement de système multi-sources basés sur des sources d'énergie marine renouvelable ont été réalisés à l'Institut de Recherche Dupuy de Lôme (Université de Brest). Ces travaux traitent du cas d'étude de l'île d'Ouessant, non connectée

au réseau continental et bénéficiant d'une zone favorable pour l'exploitation des courants de marée (passage du Fromveur). Ainsi, dans les travaux d'O.H. Mohammed présentés en 2016 [12], le dimensionnement d'un système composé de panneaux solaires photovoltaïques, d'éoliennes, d'hydroliennes et de batteries est étudié en utilisant différents outils d'optimisation globale tels qu'un algorithme génétique ou une optimisation par essaims particulaires. Dans ces travaux, l'objectif minimisé concerne le coût total du système (investissement, fonctionnement et remplacement). Les résultats obtenus montrent que l'utilisation combinée des trois sources permet de réduire les besoins en stockage et donc de réduire les coûts par rapport à une solution n'exploitant qu'une ou deux sources. Par exemple, le coût de l'énergie obtenu avec l'ensemble des trois sources est divisé par six par rapport à une configuration où seuls des panneaux solaires photovoltaïques et des batteries seraient utilisés. Par la suite, une autre configuration a été étudiée dans les travaux de thèse de T. El Tawil en 2018 [79]. L'optimisation du dimensionnement d'un système composé d'éoliennes, d'hydroliennes, de stockage par pompage et de groupes électrogènes est proposée, en minimisant les coûts et l'émission de dioxyde de carbone. Les résultats obtenus par un parcours exhaustif des configurations possibles montrent notamment qu'une augmentation des quantités d'éoliennes et d'hydroliennes permet de réduire les coûts mais aussi l'utilisation des groupes électrogènes et donc de diminuer la pollution. Par ailleurs, pour satisfaire pleinement la demande en cas de faible production des sources, seule une augmentation de la capacité de stockage permet de réduire l'utilisation des groupes électrogènes, ce qui implique une forte augmentation des coûts.

L'hétérogénéité des niveaux de maturité et des coûts des différentes sources d'énergie renouvelable (§I.2.1) peut avoir un impact sur le dimensionnement optimal. Ainsi, dans une étude publiée en 2017 par L. Van Velzen, le dimensionnement d'un système multi-sources intégrant cinq sources différentes, pour lesquelles les coûts sont hétérogènes, est considéré : panneaux solaires photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes, houlogénérateurs et centrales d'énergie thermique des océans [80]. De plus, des groupes électrogènes ainsi qu'un stockage par batteries lithium-ion sont utilisés. Un algorithme génétique permet de résoudre le problème d'optimisation bi-objectif, consistant à minimiser le coût de l'énergie consommée ainsi que l'utilisation des groupes électrogènes. Deux cas d'application sont considérés : l'île Aruba et l'archipel des Shetland. Les résultats obtenus montrent que l'intégration d'hydroliennes et de houlogénérateurs, malgré leur coût d'investissement élevé, pourrait permettre de diviser par six la capacité de stockage et par trois le coût de l'énergie consommée, par rapport à des solutions basées sur l'utilisation de panneaux solaires photovoltaïques, d'éoliennes, de batteries et de groupes électrogènes.

Les études précédentes considèrent dans l'optimisation du dimensionnement une demande entièrement satisfaite. Une tolérance est intégrée par A. Askarzadeh dans un article publié en 2017 [81], en autorisant un taux d'insatisfaction maximal de 10 % de l'énergie initialement demandée. Cette étude consiste à optimiser le dimensionnement d'un système composé de panneaux solaires photovoltaïques, d'éoliennes, d'hydroliennes et de batteries et pour lequel le coût sur cycle de vie doit être minimisé. Une comparaison des performances obtenues avec plusieurs algorithmes d'optimisation globale est effectuée (méthodes méta-heuristiques). D'après l'auteur, l'intégration de cette tolérance sur l'insatisfaction de la demande permet de diminuer les besoins en stockage et donc les coûts.

Ainsi, l'état de l'art montre que les travaux scientifiques traitant de l'optimisation du dimensionnement pour des sites isolés en mer alimentés par des sources d'énergie marine renouvelable sont encore peu nombreux, au contraire des travaux intégrant uniquement les énergies solaire photovoltaïque et éolienne [82]. Cette tendance peut s'expliquer par l'hétérogénéité des degrés de maturité et des coûts des différentes sources ainsi que par la difficulté d'obtenir des données liées aux ressources et aux technologies. En effet, les sources d'énergie marine renouvelable n'ont pas

toutes atteint le stade de développement commercial à pleine échelle et leur coût est encore relativement élevé. Ainsi, peu de données nécessaires à des études d'optimisation du dimensionnement sont disponibles dans la littérature. La résolution du problème d'optimisation du dimensionnement est généralement effectuée par une approche méta-heuristique à cause de la complexité des problèmes d'optimisation à résoudre et du temps de calcul nécessaire, en utilisant des outils tels qu'un algorithme génétique ou une optimisation par essais particuliers. Cependant, l'état de l'art montre qu'aucune modification sur le profil de consommation n'est considérée et qu'un taux d'insatisfaction nul est généralement posé comme contrainte.

I.4.2. Optimisation de la gestion de l'énergie dans des systèmes multi-sources intégrant des sources d'énergie marine renouvelable

L'intégration de sources d'énergie renouvelable dans un réseau isolé apporte des contraintes liées à la disponibilité et aux fluctuations de production des sources, ce qui complexifie la satisfaction de la demande et le contrôle du réseau. L'utilisation de solutions de stockage de l'énergie et l'application d'une gestion de la demande sont les solutions les plus couramment utilisées pour pallier à ces inconvénients et apporter une flexibilité dans la gestion du système. La gestion des flux d'énergie doit donc être optimisée pour garantir le bon fonctionnement du réseau. Plusieurs travaux scientifiques traitent de l'optimisation de la gestion de l'énergie dans les réseaux insulaires alimentés par des sources d'énergie marine renouvelable. Ceux-ci, présentés brièvement ci-après, peuvent être distingués selon les sources considérées et selon la présence ou non d'une gestion de la demande.

Gestion de l'énergie dans des réseaux insulaires intégrant des hydroliennes

Plusieurs travaux concernent le lissage de la puissance produite par une hydrolienne, pour laquelle le profil est lié aux cycles des marées avec des fluctuations fréquentes mais prévisibles. De plus, le développement technologique observé ces dernières années dans le domaine des hydroliennes a permis l'intégration de cette source dans des systèmes hybrides. Ainsi, Z. Zhou propose en 2014 dans ses travaux de thèse [32] de lisser cette production par deux moyens de stockage : les creux de production associés au caractère semi-diurne des marées (pic toutes les six heures) sont compensés par une batterie redox-vanadium tandis que les variations liées aux turbulences (à l'échelle de la seconde) sont lissées par des super-condensateurs. Le système hybride considéré est simulé pour le cas d'application de l'île d'Ouessant. Les résultats présentés montrent que la batterie permet d'alimenter la consommation lors des heures de marée haute et marée basse (lorsque la vitesse des courants de marée est faible), permettant ainsi de diminuer l'énergie que doivent fournir les groupes électrogènes. Dans les travaux d'Y. Shirai et al. publiés en 2016 [83], l'hydrolienne est contrôlée de manière à lisser les fluctuations de production d'une éolienne, dans le cadre d'un système hybride éolienne-hydrolienne-batterie. Par ailleurs, plusieurs publications proposent d'utiliser la génératrice de l'hydrolienne comme stockage inertiel en intégrant une séparation mécanique entre l'arbre de la turbine et la génératrice, ce qui permet de fournir l'énergie stockée lorsque les courants de marée ne sont pas suffisamment rapides pour entraîner les pales de la turbine [84], [85].

Gestion de l'énergie dans des réseaux insulaires intégrant des houlogénérateurs

Peu d'études traitent de la gestion d'énergie pour un réseau insulaire dans lequel seraient intégrés des houlogénérateurs. La majorité des travaux scientifiques existants proposent de lisser leur production par des super-condensateurs ou des batteries :

- Les batteries sont généralement utilisées pour compenser les creux de production à moyen-terme dues aux variations d'état de mer (d'une durée de l'ordre de quelques minutes à quelques heures) comme par exemple dans les travaux de N. Samrat et al. publiés en 2014, pour un système composé de panneaux solaires photovoltaïques, d'un houlogénérateur et d'une batterie [86].
- Les supercondensateurs servent à lisser les variations de puissance les plus rapides (quelques secondes) dues aux vagues. Plusieurs études récentes ont intégré cette solution de stockage, comme par exemple les travaux d'H. Clémot publiés en 2017 concernant le lissage de la production des houlogénérateurs raccordés au réseau [87] et de L. Wang et al. pour un système isolé composé de panneaux solaires photovoltaïques et de houlogénérateurs [88].

D'autres projets traitant du contrôle et de la gestion de systèmes multi-sources à base de sources d'énergie marine renouvelable sont présentés dans l'état de l'art publié dans le cadre de ces travaux de thèse [3].

Gestion de l'énergie dans des réseaux insulaires intégrant une gestion de la demande

Il existe quelques travaux traitant de la gestion de la demande dans des réseaux insulaires. L'application d'une gestion de la demande peut en effet réduire les conséquences des contraintes posées par la nature insulaire du réseau, telles que la disponibilité non-garantie des sources et le coût élevé de la production d'électricité. Par exemple, dans les travaux d'A. Pina et al. publiés en 2012 [77], des stratégies basées sur le décalage temporel de consommations sont appliquées en simulation au cas d'étude de l'île Flores (archipel des Açores), pour laquelle la production provient d'éoliennes, de centrales hydroélectriques et de centrales thermiques à pétrole. Les résultats montrent que cette optimisation de la consommation pourrait permettre de limiter la capacité de production à installer en vue d'une extension du réseau dans les années à venir. Une autre étude publiée par D. K. Critz et al. en 2013 concernant l'île d'Hawaï [89] montre les bénéfices apportés par une gestion de la demande : le report lors de la nuit suivante d'une part de la consommation diurne permet de diminuer l'utilisation des centrales thermiques et de réduire l'écartage du pic de production nocturne des éoliennes. L'étude de D. Friedrich et G. Lavidas publiée en 2017 [90] montre aussi une réduction de l'utilisation des groupes électrogènes, donc de la pollution, grâce à l'application d'une gestion de la demande sur les îles d'Astypalaia (Grèce) et de Westray (Ecosse), en décalant une partie de la consommation sur un horizon temporel allant jusqu'à dix heures. Le mix énergétique considéré est composée d'éoliennes, de panneaux solaires photovoltaïques, de houlogénérateurs et de groupes électrogènes. Enfin, l'optimisation de la gestion d'énergie dans un réseau insulaire a été récemment étudiée dans les travaux de thèse de D. M. Jadan, menés au G2Elab [76], basée sur l'application d'une gestion de la demande sur des charges domestiques (fours, véhicules) du réseau électrique des îles Galápagos. Les stratégies appliquées consistent en un décalage temporel des consommations de manière à limiter autant que possible les pics de puissance, tout en considérant les limites de fonctionnement du réseau (puissance, tension). Par ailleurs, il est à noter que de nombreux travaux de thèse traitent de la gestion des consommations domestiques dans des réseaux non insulaires, comme par exemple les travaux de D. L. Ha en 2007 [91], de K. Le en 2008 [92], de D. Boëda en 2009 [93], etc. Les objectifs considérés consistent à minimiser le coût d'achat de l'électricité et à minimiser la dégradation du confort des usagers.

L'état de l'art montre que les stratégies de gestion de l'énergie considérées pour des réseaux insulaires sont souvent basées sur des règles, permettant d'optimiser la sollicitation des solutions de stockage et la modification de la demande. Cependant, la plupart des études traitent de réseaux déjà

dimensionnés et intégrant des solutions fossiles, quelle que soit la phase de l'étude (recherche ou intégration sur le terrain). Les conséquences et bénéfices observés concernent généralement le fonctionnement du système et les coûts. Il peut donc être judicieux de se demander quel serait l'impact d'une application de stratégies de gestion d'énergie optimisées (gestion de la demande par exemple) sur le dimensionnement d'un réseau insulaire où les solutions polluantes que sont les groupes électrogènes ne seraient pas utilisées, ce qui permettrait d'évaluer les bénéfices économiques.

I.4.3. Optimisation imbriquée du dimensionnement et de la gestion d'énergie

Les stratégies de gestion d'énergie appliquées dans un réseau peuvent influencer sur le dimensionnement optimal, par exemple sur le dimensionnement qui permettrait d'obtenir le coût de production d'électricité le plus faible possible [94]. Ainsi, il est nécessaire de réaliser une optimisation combinée de la gestion d'énergie et du dimensionnement. Le terme utilisé varie selon les auteurs : optimisation imbriquée [94], optimisation couplée [95] ou encore co-optimisation [95]. Un état de l'art existe dans les travaux de R. Rigo-Mariani [94]. Des travaux proches de la thématique de la présente thèse sont résumés ci-après. Ces travaux étant peu nombreux à ce jour, ils ne concernent pas forcément des applications alimentées par des sources d'énergie marine renouvelable.

En 2010, Y. Thiaux a évalué lors de ses travaux de thèse l'impact d'une modification du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système composé de panneaux solaires photovoltaïques et de batteries [96]. Les pics de production des panneaux solaires photovoltaïques et de consommation ne survenant pas aux mêmes instants, le coût de l'installation autonome considérée augmente à cause de la capacité de stockage nécessaire. En décalant des consommations au cours de la journée, les résultats obtenus dans le cadre d'une optimisation du dimensionnement, pour laquelle un algorithme génétique est utilisé, montrent une diminution de la capacité des batteries et donc des coûts (diminution des coûts de 25 % par rapport au résultat sans gestion).

Dans les travaux de thèse de P. Haessig publiés en 2014 [95], il est proposé d'étudier l'impact d'une loi de gestion de l'énergie sur le dimensionnement d'un ensemble éolienne-batterie connecté au réseau. L'optimisation du dimensionnement est réalisée en considérant plusieurs lois de gestion qui intègrent ou non l'aspect stochastique du problème. Les tendances observées dans les résultats diffèrent selon l'objectif minimisé (coût ou performance). Ainsi, il apparaît que l'intégration de l'aspect stochastique dans une loi de gestion peut influencer le dimensionnement optimal.

Enfin, R. Rigo-Mariani a proposé en 2014 dans ses travaux de thèse [94] d'optimiser de manière imbriquée le dimensionnement d'un micro-réseau non isolé (panneaux solaires photovoltaïques, volants d'inertie, batteries et charge) et la gestion d'énergie, pour laquelle une planification la veille pour le lendemain et une correction infra-journalière sont considérées. La gestion d'énergie développée consiste à minimiser la facture énergétique selon les coûts d'achat et de vente d'électricité avec le réseau. La méthodologie développée permet de simplifier le problème de gestion afin de réduire le temps de calcul.

Ainsi, la plupart des travaux existants montrent que l'optimisation combinée de la gestion et du dimensionnement consiste en deux boucles d'optimisation imbriquées [94], [95], [97]–[99] :

- Évaluer les performances d'un grand nombre de configurations (dimensionnement) jusqu'à obtenir la solution minimisant l'objectif retenu (ou les objectifs). Cette optimisation est généralement résolue par des méthodes dites approchées (méta-heuristiques : algorithme génétique, essais particuliers, etc.) ;

- Pour chacune de ces configurations, le fonctionnement du système est simulé en optimisant la gestion de l'énergie. Plusieurs approches sont possibles, allant des algorithmes basés sur des règles jusqu'aux méthodes dites approchées.

Une optimisation imbriquée de la gestion et du dimensionnement se heurte très souvent à des problèmes de temps de calcul long lié à la durée considérée pour le dimensionnement, à la complexité de l'algorithme de gestion (horizon de planification, pas de temps, etc.), à la prise en compte de l'aspect stochastique, etc. [94], [95]. Cette problématique de temps de calcul explique sans doute en partie le faible nombre d'études publiées dans la littérature à l'heure actuelle.

I.5. Conclusions et positionnement de la thèse

Ce premier chapitre a permis de mettre en avant les solutions possibles ainsi que les contraintes de fonctionnement liées à l'alimentation en énergie électrique des zones insulaires en mer sans recours aux solutions fossiles. La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable présentant un caractère subi, il devient plus délicat d'assurer une entière satisfaction de la demande. Ainsi, d'après les développements scientifiques et industriels récents, les solutions suivantes peuvent être considérées :

- **Diversification des sources d'énergie renouvelable exploitées** : les niveaux de maturité et les contraintes d'installation des sources d'énergie renouvelable étant différents, quatre sources semblent pertinentes pour envisager leur exploitation dans une zone isolée en mer : panneaux solaires photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes et houlogénérateurs.
- **Utilisation de solutions de stockage** : les technologies utilisables sont différentes selon le besoin à couvrir, allant du lissage à court-terme (super-condensateur) jusqu'au stockage pour plusieurs jours (batteries, hydrogène, pompage). Le choix de la technologie de stockage est aussi effectué selon les sources utilisées, afin de permettre un lissage des creux de production.
- **Intégration d'une gestion de la demande** : des stratégies basées sur le décalage temporel et l'écrêtage peuvent être appliquées afin d'adapter la consommation à la production.

Plusieurs travaux de recherche et projets industriels concernant des systèmes multi-sources pour des zones isolées en mer existent, pour lesquels un état de l'art a été publié dans le cadre de ces travaux de thèse [3]. Cependant, le développement de ces systèmes se heurte à des problèmes économiques notamment dus aux coûts des hydroliennes et houlogénérateurs, encore élevés par rapport aux autres sources [14]. De plus, les contraintes liées à l'environnement marin ainsi que les différences de maturité technologique ne favorisent pas l'intégration des sources d'énergie marine renouvelable, par rapport aux sources solaire photovoltaïque et éolienne. Ces freins expliquent notamment le faible nombre d'études considérant des hydroliennes et des houlogénérateurs dans des mix énergétiques. Par ailleurs, les problématiques liées à la satisfaction de la demande et à la maîtrise des coûts nécessitent de mener une optimisation combinée de la gestion d'énergie et du dimensionnement en amont du développement de tels projets.

Verrous scientifiques et technologiques

Suite à l'état de l'art, plusieurs verrous scientifiques et technologiques liés à l'alimentation de sites isolés en mer à partir uniquement de sources d'énergie renouvelable apparaissent :

- **Méconnaissance des complémentarités entre les sources disponibles en milieu marin :** peu de comparaisons entre les ressources exploitables existent dans la littérature, des complémentarités sont brièvement évoquées mais ne sont pas quantifiées.
- **Méconnaissance des bénéfices pouvant être apportés par l'utilisation d'hydroliennes et de houlogénérateurs :** malgré leur coût encore élevé, les énergies hydrolienne et houlomotrice peuvent-elles permettre de réduire les besoins en stockage et les coûts ?
- **Gestion des consommations dans un réseau isolé où les puissances produites sont subies :** les études intégrant une gestion de la demande dans des réseaux insulaires ne distinguent pas les actions selon des postes de consommation précis. Plusieurs questions liées à l'intégration d'une gestion de la demande apparaissent, notamment :
 - Est-il envisageable, mais aussi optimal et rentable, de planifier des consommations selon les cycles temporels des sources ?
 - Combinée à une optimisation du dimensionnement, l'application d'une gestion de la demande permettrait-elle de réduire les coûts d'investissement ?

Cette liste de verrous, non exhaustive, montre que le développement de systèmes multi-sources basés uniquement sur l'utilisation de sources d'énergie renouvelable ne peut se faire sans une optimisation combinée du dimensionnement et de la gestion d'énergie, afin de garantir la satisfaction de la demande tout en maîtrisant les coûts. L'état de l'art montre que les problèmes d'optimisation du dimensionnement présentent généralement des objectifs liés à une minimisation des coûts (coûts d'investissement, de fonctionnement et de remplacement) et/ou à une minimisation de l'insatisfaction de la demande sur une longue période (plusieurs années). Les problèmes liés à l'optimisation de la gestion d'énergie sont quant à eux liés à une minimisation de l'insatisfaction à moyen terme (quelques heures) afin de maintenir le bon fonctionnement du réseau.

Positionnement des travaux de la thèse : objectifs, périmètre d'étude et originalités par rapport à l'état de l'art

Au regard de l'état de l'art proposé et des verrous existants, les principaux objectifs de ces travaux de thèse concernent les points suivants :

- Développer une méthodologie d'optimisation du dimensionnement permettant d'évaluer l'intérêt d'une intégration de sources hydrolienne et houlomotrice dans un réseau insulaire ;
- Développer des stratégies de gestion d'énergie adaptées à un réseau insulaire alimenté par des sources d'énergie renouvelable, en intégrant une gestion de la demande ;
- Étudier l'impact d'une application d'une gestion de la demande sur l'optimisation du dimensionnement du système ;
- Montrer la faisabilité des stratégies de gestion développées sur un système à échelle réduite.

Afin de proposer un cas d'étude et de focaliser les développements de cette thèse sur l'aspect méthodologique, des choix ont été effectués et seront considérés dans la suite de ce manuscrit :

- Sources d'énergie renouvelable : panneau photovoltaïque, éolienne, hydrolienne, houlogénérateur. Ce choix est motivé par les niveaux de maturité et les critères listés dans la partie I.2.1.
- Stockage : batterie lithium-ion. Ce choix est justifié par les compromis présentés par cette technologie (puissance, énergie, coût, etc.), ce que ne permettent pas les autres technologies.

- Consommation : au vu de la disponibilité des données nécessaires, un seul site géographique et donc un seul réseau isolé est étudié dans cette thèse. Il concerne l'île d'Ouessant, ce site présentant un potentiel d'exploitation des quatre sources intéressant et une disponibilité des données sur une longue période (voir Chapitre II).
- Aucune source d'énergie fossile n'est considérée (centrales thermiques, groupes électrogènes).

Les objectifs de cette thèse concernent le dimensionnement et la gestion d'énergie d'un réseau insulaire. Ainsi, les aspects liés à la régulation à court-terme (contrôle primaire) ne seront pas abordés. Seuls les niveaux de contrôle tertiaire et secondaire évoqués dans le paragraphe I.3.2.2 seront considérés pour la gestion d'énergie et le contrôle infra-horaire.

Ainsi, les travaux que nous présentons dans la suite de ce document se distinguent des études existantes sur plusieurs points. Un mix énergétique composé de quatre sources d'énergie renouvelable est étudié pour une zone géographique restreinte (île), avec des données temporelles sur une longue période. L'utilisation des sources hydrolienne et houlomotrice sera considérée, tandis que l'utilisation de sources d'énergie fossile sera écartée, ce qui a peu été abordé dans la littérature. De plus, nous réaliserons une optimisation du dimensionnement intégrant une optimisation de la gestion de la demande, afin de quantifier les bénéfices pouvant être apportés par cette dernière en termes de coûts et de satisfaction de la demande. Il n'existe pas dans la littérature actuelle une optimisation imbriquée de la gestion et du dimensionnement intégrant autant de sources et distinguant des postes de consommations.

Démarche scientifique et plan du document

La démarche scientifique suivie dans le cadre de cette thèse est composée de plusieurs étapes, présentées dans les chapitres suivants (Figure I-16). Dans le Chapitre II, la modélisation du système multi-sources sera présentée et les performances des quatre sources seront analysées afin d'en évaluer les principales caractéristiques temporelles et les complémentarités. Cette modélisation de type énergétique nous permettra d'évaluer dans le Chapitre III les performances d'un grand nombre de configurations dans un temps de calcul raisonnable, dans le cadre d'une optimisation du dimensionnement n'intégrant pas de gestion de la demande. Par la suite, nous proposerons dans le Chapitre IV d'intégrer un degré de liberté dans la gestion du système en appliquant une gestion de la demande. Différentes stratégies seront développées et appliquées de manière hiérarchique sur différents postes de consommation, afin de minimiser l'insatisfaction de la demande. De plus, nous réaliserons une optimisation imbriquée de la gestion et du dimensionnement afin de quantifier l'impact d'une gestion de la demande sur le dimensionnement. Enfin, dans le Chapitre V, nous nous intéresserons à la gestion et au contrôle infra-horaire permettant d'assurer le bon fonctionnement du système. Les algorithmes de gestion et de contrôle proposés dans le cadre de cette thèse seront finalement appliqués sur un système à échelle réduite, permettant de montrer l'intérêt et la faisabilité des développements.

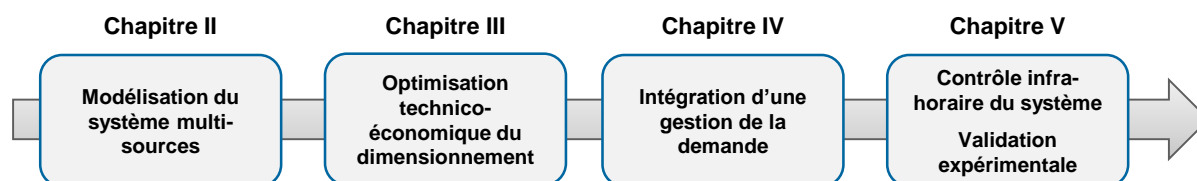


Figure I-16 : Plan de la thèse

CHAPITRE II

Modélisation énergétique du système multi-sources

Chapitre II : Modélisation énergétique du système multi-sources

Sommaire Chapitre II

II.1. INTRODUCTION	49
II.2. MODÉLISATION ÉNERGÉTIQUE DES SOURCES.....	50
<i>II.2.1. Energie solaire photovoltaïque</i>	50
II.2.1.1. Traitement des données liées au rayonnement solaire	50
II.2.1.2. Modélisation d'un panneau solaire photovoltaïque.....	53
<i>II.2.2. Energie éolienne</i>	54
II.2.2.1. Traitement des données liées à la vitesse du vent	54
II.2.2.2. Modélisation d'une éolienne	55
<i>II.2.3. Energie hydrolienne</i>	57
II.2.3.1. Traitement des données liées aux courants de marée	57
II.2.3.2. Modélisation d'une hydrolienne	58
<i>II.2.4. Energie houlomotrice</i>	60
II.2.4.1. Traitement des données liées aux vagues	60
II.2.4.2. Modélisation d'un houlogénérateur	61
II.3. MODÉLISATION D'UNE BATTERIE LITHIUM-ION	63
<i>II.3.1. Evaluation de l'état de charge</i>	63
<i>II.3.2. Evaluation du vieillissement</i>	64
II.4. PRÉSENTATION DU CAS D'ÉTUDE RETENU	65
II.5. ANALYSE ET COMPARAISON DE LA PRODUCTIVITÉ DES SOURCES	67
<i>II.5.1. Analyse temporelle des ressources exploitées</i>	67
<i>II.5.2. Dépendances entre les ressources</i>	68
<i>II.5.3. Evaluation des complémentarités et des non-complémentarités</i>	70
II.5.3.1. Indicateur utilisé	71
II.5.3.2. Analyse des facteurs de charge horaire sur une année	71
II.5.3.3. Analyse statistique des facteurs de charge horaire sur les cinq années de données	72
II.5.3.4. Synthèse et discussion des résultats obtenus.....	74
II.6. CONCLUSIONS	75

II.1. Introduction

Les travaux proposés dans cette thèse vont, entre autres, consister à optimiser le dimensionnement des sources et des moyens de stockage d'un système multi-sources isolé, selon des critères liés à la fiabilité de fonctionnement et aux coûts d'installation et de maintenance. Ainsi, pour évaluer d'un point de vue technico-économique les performances d'un dimensionnement et son adéquation par rapport à un profil de consommation, il est nécessaire de disposer d'une modélisation du système permettant d'obtenir pour une période donnée :

- la puissance produite par chaque source à partir des données liées aux ressources exploitées ;
- la puissance liée à la consommation ;
- la sollicitation du système de stockage permettant de satisfaire la demande.

La modélisation d'un système multi-sources peut se faire selon deux approches [57], [100], [101] : une modélisation énergétique ou une modélisation dynamique. Les avantages et inconvénients des deux approches sont présentés dans le Tableau II-1. L'approche énergétique est basée sur une modélisation des puissances en considérant les phénomènes statiques, avec un échantillonnage lent (minutes ou heures). L'approche dynamique repose sur une modélisation détaillée des éléments du système afin de prendre en compte les phénomènes transitoires, ce qui n'est possible qu'avec un échantillonnage rapide (inférieur à la seconde). Les grandeurs utilisées dans l'approche dynamique dépendent de la chaîne de conversion : tension, courant, vitesse de rotation, couple, etc.

Tableau II-1 : Comparaison des approches de modélisation

Approche de modélisation	Avantages	Inconvénients
Énergétique	- Simplification du modèle - Temps de calcul faible	- Absence de prise en compte des phénomènes transitoires
Physique	- Fidélité améliorée du modèle par rapport à la réalité - Prise en compte des phénomènes transitoires	- Temps de calcul long - Paramètres nécessaires nombreux (valeurs parfois difficiles à obtenir)

La modélisation considérée dans le cadre d'une étude d'optimisation du dimensionnement doit permettre d'évaluer un grand nombre de configurations dans un temps de calcul raisonnable (typiquement quelques milliers de configurations en quelques heures). Ainsi, une modélisation de type énergétique a été retenue, afin de simuler rapidement le fonctionnement du système avec un pas de temps horaire sur une longue période de données.

Ce chapitre présente la modélisation du système multi-sources qui sera considérée dans la suite de nos travaux, selon les différents blocs présentés sur la Figure II-1. Dans la section II.2, les modèles considérés pour chaque source sont présentés, concernant d'une part le traitement des données liées aux ressources et d'autre part le système de conversion. Dans la section II.3, la modélisation de la batterie est proposée, en incluant les évaluations de l'état de charge et du vieillissement. Par la suite, une description du cas d'étude considéré dans ces travaux est donnée dans la partie II.4, accompagnée d'une description des données de ressources et de consommation utilisées. Enfin, nous proposons dans la partie II.5 une analyse et une comparaison des performances de chaque source afin d'évaluer les principaux cycles temporels et les complémentarités existantes.

Remarque : on considérera à partir de ce chapitre les acronymes suivants pour dénommer en indice des grandeurs physiques les sources concernées : *PV* pour le panneau solaire photovoltaïque, *WT* pour l'éolienne (*Wind Turbine*), *TT* pour l'hydrolienne (*Tidal Turbine*) et *WEC* pour le houlogénérateur (*Wave Energy Converter*).

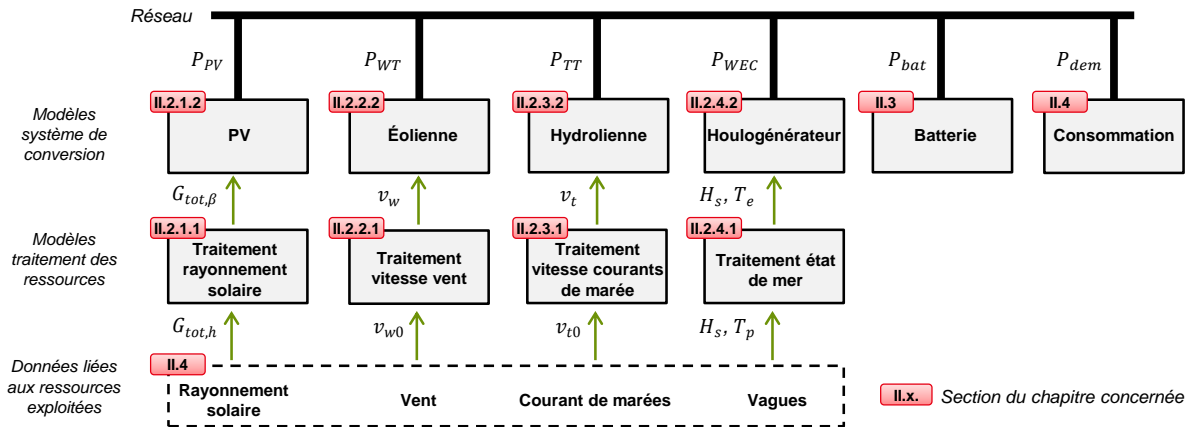


Figure II-1 : Vue globale du modèle du système multi-sources considéré et sections du chapitre concernées

II.2. Modélisation énergétique des sources

Cette section a pour objectif de présenter les modèles permettant de convertir les données physiques des quatre ressources exploitées en puissance électrique produite par les systèmes de conversion. La modélisation de chaque source est divisée en deux catégories :

- les principales équations permettant de transformer les données mesurées liées aux ressources en grandeurs physiques nécessaires au modèle du système de conversion (les données mesurées ne correspondent pas forcément aux grandeurs d'entrée des modèles) ;
- le modèle énergétique du système de conversion (panneau solaire photovoltaïque, éolienne, hydrolienne et houlogénérateur), permettant de transformer les grandeurs liées aux ressources en puissance électrique injectée sur le réseau électrique.

II.2.1. Energie solaire photovoltaïque

La puissance produite par un panneau solaire photovoltaïque dépend du rayonnement solaire reçu par ce panneau [19], celui-ci étant caractérisé par une inclinaison et une orientation. Ainsi, les données de rayonnement solaire mesurées pour un plan horizontal doivent être transformées en grandeurs liées au rayonnement reçu par ce panneau, selon son inclinaison et son orientation. Ce profil de rayonnement est ensuite appliqué au modèle du panneau solaire photovoltaïque, permettant d'obtenir la puissance électrique produite.

II.2.1.1. Traitement des données liées au rayonnement solaire

Le rayonnement solaire reçu par un panneau solaire photovoltaïque dépend de paramètres astronomiques (instant, position de la Terre et du Soleil), géographiques (emplacement sur le globe) mais aussi météorologiques (nébulosité). De plus, le rayonnement reçu dépend de l'inclinaison du panneau par rapport à l'horizontale, selon un angle noté β_{PV} (exprimé en degrés). Ainsi, le rayonnement solaire reçu par un panneau solaire photovoltaïque incliné d'un angle β_{PV} est constitué de trois composantes [19], représentées sur la Figure II-2 :

$$G_{tot,\beta} = G_{dir,\beta} + G_{dif,\beta} + G_{r,\beta} \quad (II-1)$$

avec :

- $G_{tot,\beta}$: le rayonnement total reçu par le panneau solaire photovoltaïque incliné [W/m^2] ;

- $G_{dir,\beta}$: le rayonnement direct reçu par le plan incliné [W/m^2] ;
- $G_{dif,\beta}$: le rayonnement diffus du ciel reçu par le plan incliné [W/m^2] ;
- $G_{r,\beta}$: le rayonnement diffus réfléchi par le sol et reçu par le plan incliné (nul si $\beta_{PV} = 0^\circ$) [W/m^2].

Ces composantes dépendent de grandeurs liées au rayonnement reçu par un plan horizontal, pour lequel les valeurs des différentes composantes seront issues de mesures météorologiques [19] :

- $G_{dir,h}$: le rayonnement direct sur un plan horizontal (rayons provenant du disque solaire et interceptés par le panneau) [W/m^2] ;
- $G_{dif,h}$: le rayonnement diffus sur un plan horizontal (rayons provenant de tout l'hémisphère vu par la surface, sauf du disque solaire) [W/m^2] ;
- $G_{0,h}$: le rayonnement extra-terrestre sur un plan horizontal correspondant au rayonnement hors atmosphère [W/m^2].

Remarque : le rayonnement total $G_{tot,h}$ reçu par un plan horizontal correspond à :

$$G_{tot,h} = G_{dir,h} + G_{dif,h} \quad (II-2)$$

La détermination des composantes du rayonnement solaire atteignant le panneau solaire photovoltaïque implique la connaissance des angles liés à la position du Soleil et à l'installation du panneau. Ces grandeurs, représentées spatialement dans la Figure II-3, correspondent à :

- θ_i : l'angle d'incidence du rayonnement direct par rapport à la normale du panneau [$^\circ$] ;
- θ_z : l'angle zénithal, correspondant à l'angle entre le Soleil et le zénith [$^\circ$] ;
- γ_s : l'angle azimut du Soleil par rapport à l'axe Nord/Sud [$^\circ$] ;
- β_{PV} : l'angle d'inclinaison du panneau par rapport à l'horizontal [$^\circ$] ;
- γ_{PV} : l'angle d'orientation du panneau par rapport à l'axe Nord/Sud [$^\circ$].

Les équations permettant de calculer θ_i , θ_z et γ_s sont détaillées dans l'ouvrage de J.A. Duffie et W.A. Beckman [19], à partir de la connaissance du lieu (latitude et longitude) et de l'instant (heure de la journée et jour de l'année).

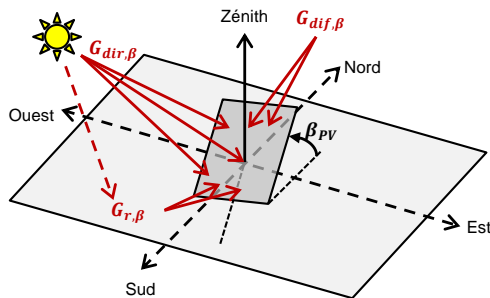


Figure II-2 : Composantes du rayonnement solaire reçues par un panneau incliné (d'après [100], [102])

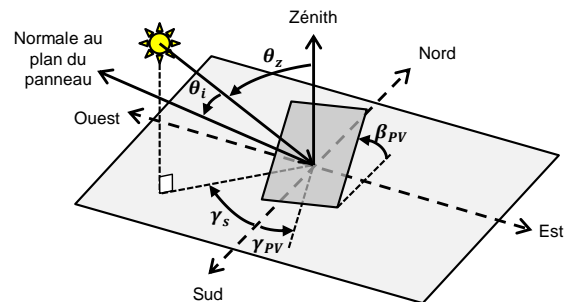


Figure II-3 : Représentation spatiale de la position du panneau par rapport au Soleil (d'après [100])

Les équations permettant de calculer les trois composantes de l'équation (II-1) sont présentées ci-après, selon le modèle HDKR (Hay Davies Klucher Reindl) présenté dans [19], [100]. La démarche de calcul est présentée sous forme de schéma-blocs sur la Figure II-4. Les grandeurs d'entrée associées à ces équations dépendent de paramètres divers, comme présenté sur le Tableau II-2 : lieu, instant, conditions météorologiques ou caractéristiques liées à l'installation solaire photovoltaïque.

Rayonnement direct sur le plan incliné $G_{dir,\beta}$:

$$G_{dir,\beta} = G_{dir,h} \times R_b \quad (II-3)$$

$$R_b = \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_z)} \quad (II-4)$$

Rayonnement diffus du ciel sur le plan incliné $G_{dif,\beta}$:

$$G_{dif,\beta} = G_{dif,h} \times \left[(A_i \times R_b) + \left((1 - A_i) \times \frac{1 + \cos(\beta_{PV})}{2} \right) \times \left(1 + \left(f_{dif,h} \times \sin\left(\frac{\beta_{PV}}{2}\right)^3 \right) \right) \right] \quad (II-5)$$

avec A_i l'indice anisotropique, défini par :

$$A_i = \frac{G_{dir,h}}{G_{0,h}} \quad (II-6)$$

et $f_{dif,h}$ le facteur de correction de la composante diffusée par l'horizon, défini par :

$$f_{dif,h} = \sqrt{\frac{G_{dif,h}}{G_{dir,h} + G_{dif,h}}} \quad (II-7)$$

Rayonnement diffus réfléchi par le sol et reçu par le plan incliné $G_{r,\beta}$:

$$G_{r,\beta} = (G_{dir,h} + G_{dif,h}) \times \frac{1 - \cos(\beta_{PV})}{2} \times \rho_{sol} \quad (II-8)$$

avec ρ_{sol} le coefficient de réflexion du sol, appelé albédo, généralement égal à 0.2 [103].

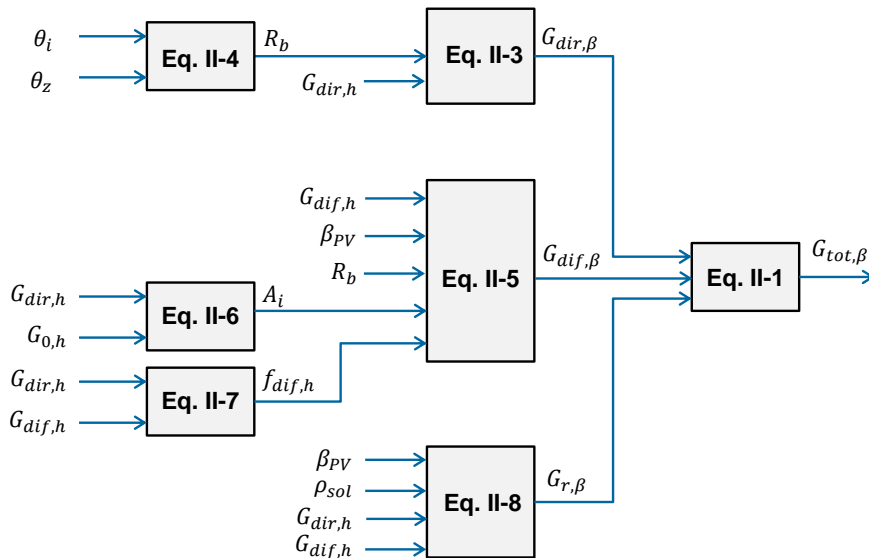


Figure II-4 : Démarche considérée pour le calcul du rayonnement global reçu par un plan incliné

Tableau II-2 : Dépendance des grandeurs liées au modèle de calcul du rayonnement reçu par un plan incliné

Paramètre		θ_i	θ_z	γ_s	$G_{dir,h}$	$G_{dif,h}$	$G_{0,h}$	β_{PV}	ρ_{sol}
Dépendance	Lieu	x	x	x	x	x	x		x
	Instant	x	x	x	x	x	x		
	Conditions météorologiques				x	x			
	Caractéristiques installation	x						x	

II.2.1.2. Modélisation d'un panneau solaire photovoltaïque

La modélisation énergétique du panneau solaire photovoltaïque considérée dans ces travaux consiste à déterminer la puissance produite par celui-ci en fonction du rayonnement solaire et des caractéristiques du panneau [19]. La puissance P_{PV} produite par un panneau solaire photovoltaïque de surface S_{PV} et incliné d'un angle β_{PV} dépend du rayonnement $G_{tot,\beta}$ reçu par le panneau incliné et est affectée par un rendement η_{PV} , tel que :

$$P_{PV} = \eta_{PV} \times S_{PV} \times G_{tot,\beta} \quad (II-9)$$

avec :

- $G_{tot,\beta}$: le rayonnement global reçu par le panneau incliné [W/m^2] ;
- P_{PV} : la puissance maximale fournie par le panneau [W] ;
- S_{PV} : la surface du panneau [m^2] ;
- η_{PV} : le rendement global du panneau.

La puissance P_{PV} correspond à la puissance produite par le panneau pour un fonctionnement avec une commande *MPPT* (*Maximum Power Point Tracking*), permettant d'obtenir en sortie du panneau la puissance maximale pouvant être extraite.

Le rendement global du panneau η_{PV} dépend de la température de la cellule solaire photovoltaïque T_c , qui est liée à la température ambiante T_{amb} selon :

$$\eta_{PV} = \eta_{PV\ ref} \times \eta_{conv\ PV} \times [1 + \alpha_{PV} \times (T_c - T_{c\ ref})] \quad (II-10)$$

$$T_c = T_{amb} + (T_{c\ NOCT} - T_{amb\ NOCT}) \times \frac{G_{tot,\beta}}{G_{NOCT}} \quad (II-11)$$

avec :

- G_{NOCT} : le rayonnement dans des conditions de fonctionnement normales [W/m^2] ;
- T_{amb} : la température ambiante de l'air [$^{\circ}C$ ou K] ;
- $T_{amb\ NOCT}$: la température ambiante de l'air dans des conditions de fonctionnement normales [$^{\circ}C$ ou K] ;
- T_c : la température de la cellule [$^{\circ}C$ ou K] ;
- $T_{c\ ref}$: la température de la cellule dans des conditions standard de référence [$^{\circ}C$ ou K] ;
- $T_{c\ NOCT}$: la température de la cellule dans des conditions de fonctionnement normales [$^{\circ}C$ ou K] ;
- α_{PV} : le coefficient de variation de la puissance produite par le panneau en fonction de la température [$^{\circ}C^{-1}$ ou K^{-1}] ;
- $\eta_{conv\ PV}$: le rendement de la chaîne de conversion associée (convertisseur) ;
- $\eta_{PV\ ref}$: le rendement de référence du panneau dans des conditions standard de référence ;

Technologie retenue

Le panneau solaire photovoltaïque considéré par la suite est le panneau SX3195 du fabricant BP Solar, pour lequel les principales caractéristiques sont données dans le Tableau II-3. Le panneau est incliné d'un angle $\beta_{PV} = 40^\circ$ et orienté d'un angle $\gamma_{PV} = 180^\circ$ (orienté face au Sud). En effet, pour maximiser la productivité annuelle, il est recommandé d'après [19] de choisir une orientation vers le Sud et une inclinaison égale à la latitude diminuée de dix degrés pour une installation dans l'hémisphère Nord (la latitude du cas d'étude de l'île d'Ouessant est de 48.45° , voir §II.4).

Tableau II-3 : Paramètres liés au panneau solaire photovoltaïque considéré

Paramètre	$P_{PV,nom}$	G_{NOCT}	S_{PV}	$T_{amb\ NOCT}$	$T_{c\ ref}$	$T_{c\ NOCT}$	α_{PV}	$\eta_{PV\ ref}$	$\eta_{conv\ PV}$
Valeur	190 W	800 W/m ²	1.411 m ²	20 °C	25 °C	47 °C	-0.0048 °C ⁻¹	0.135	0.95

II.2.2. Energie éolienne

Une éolienne produit de l'énergie électrique grâce à l'action du vent sur ses pales, permettant de convertir l'énergie cinétique contenue dans le vent en énergie électrique. Des données liées au vent capté par les pales sont donc nécessaires. Cependant, les données de vent disponibles concernent généralement des relevés effectués par un anémomètre à quelques mètres du sol. La démarche permettant de convertir des mesures de vent au sol en données exploitées par les pales est présentée ci-après, puis la modélisation énergétique de l'éolienne est proposée.

II.2.2.1. Traitement des données liées à la vitesse du vent

La vitesse du vent peut être mesurée par un anémomètre placé sur un mât à une hauteur h_{w0} (généralement 10 m), qui est donc différente de la hauteur h_w d'une turbine éolienne (environ 100 m), tel que présenté sur la Figure II-5. Or, la vitesse du vent augmente avec la hauteur. Une équation de correction de la vitesse du vent doit donc être appliquée à la vitesse v_{w0} mesurée à la hauteur h_{w0} , afin de déterminer la vitesse v_w affectant les pales situées à une hauteur h_w . Celle-ci est définie par une loi de puissance [104] :

$$v_w = v_{w0} \times \left(\frac{h_w}{h_{w0}}\right)^{\alpha_w} \quad (\text{II-12})$$

avec :

- h_w : la hauteur considérée pour l'exploitation du potentiel éolien, correspondant généralement à la hauteur du mât de l'éolienne [m] ;
- h_{w0} : la hauteur des instruments de mesures [m], généralement égale à 10 m ;
- v_w : la vitesse du vent à la hauteur h_w [m/s] ;
- v_{w0} : la vitesse du vent mesurée à une hauteur h_{w0} [m/s] ;
- α_w : le coefficient de rugosité ou de friction, lié à l'environnement (terrain, végétation, etc.).

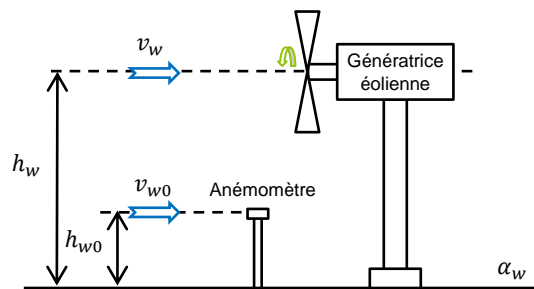


Figure II-5 : Représentation spatiale des grandeurs utilisées pour le traitement des données liées au vent

Différentes valeurs du coefficient de rugosité α_w sont proposées dans le Tableau II-4 selon la nature du terrain, d'après [102]. Un coefficient de rugosité du terrain $\alpha_w = 0.2$ sera considéré dans la suite du document. Cette valeur correspond au cas fréquent d'une installation dans un endroit où la végétation est peu dense.

Tableau II-4 : Coefficient de rugosité selon la nature du terrain

Nature du terrain	α_w
Surface de l'eau	0,1
Plaine herbeuse	0.15
Cultures agricoles, végétation avec peu d'arbres	0.2
Forêt, bâtiments, terrain accidenté, montagne	0.25

II.2.2.2. Modélisation d'une éolienne

Une éolienne est composée de différents éléments permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ainsi, la turbine sur laquelle sont montées les pales convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis la génératrice, couplée mécaniquement à la turbine, convertit cette énergie mécanique en énergie électrique [28], [29]. Un multiplicateur est généralement placé entre la turbine et la génératrice. Ainsi, la puissance P_{WT} produite en sortie de la génératrice de l'éolienne dépend de la vitesse du vent v_w et est affectée par les rendements des différents éléments.

La modélisation d'une éolienne selon l'approche énergétique considérée dans ces travaux est basée sur l'utilisation de la courbe de la puissance produite par l'éolienne selon la vitesse du vent, pour laquelle des zones de fonctionnement sont distinguées [105]. Cette courbe est établie par le fabricant de l'éolienne à partir de mesures sur le terrain. Cette approche de modélisation, moins coûteuse que la modélisation dynamique en termes de temps de calcul, est généralement utilisée dans les études traitant de l'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie [105].

La courbe de puissance utilisée dans cette approche de modélisation est composée de quatre zones de fonctionnement, distinguées selon trois seuils de vitesse du vent :

- $v_{w,cut-in}$: la vitesse du vent minimale permettant à la turbine de produire une puissance en sortie [m/s]. Elle est aussi appelée vitesse d'enclenchement ;
- $v_{w,r}$: la vitesse du vent à partir de laquelle la puissance est limitée à la valeur nominale [m/s] ;
- $v_{w,cut-out}$: la vitesse de vent maximale supportée par la turbine [m/s]. Elle est aussi appelée vitesse de déclenchement ;

Ces seuils de vitesse délimitent quatre zones, comme représenté sur la Figure II-6. Pour chacune de ces zones, la puissance produite P_{WT} diffère [28] :

- **Zone 1** : $v_w < v_{w,cut-in}$. La puissance P_{WT} est nulle car la vitesse du vent n'est pas suffisante pour entraîner la turbine ;
- **Zone 2** : $v_{w,cut-in} \leq v_w \leq v_{w,r}$. La puissance P_{WT} varie en fonction de la vitesse du vent v_w . Une commande de type MPPT permet de suivre un point de fonctionnement optimal sur la courbe du coefficient de puissance $C_{p,w}$, en augmentant la vitesse de rotation de la turbine et en maintenant constant l'angle de calage des pales ;
- **Zone 3** : $v_{w,r} < v_w \leq v_{w,cut-out}$. La puissance P_{WT} est égale à la puissance nominale $P_{WT,nom}$ de la génératrice. Cette limitation de la puissance est effectuée en modifiant l'angle

de calage des pales (*pitch control*). Dans cette zone, la vitesse de rotation de la turbine est maintenue à sa valeur nominale ;

- **Zone 4** : $v_w > v_{w,cut-out}$. La puissance P_{WT} est nulle car la vitesse du vent dépasse le seuil maximal supporté par la turbine.

Les seuils de vitesse de vent des éoliennes commercialisées ont pour valeurs typiques : $v_{w,cut-in} = 3$ m/s, $v_{w,r} = 12$ m/s et $v_{w,cut-out} = 25$ m/s [106].

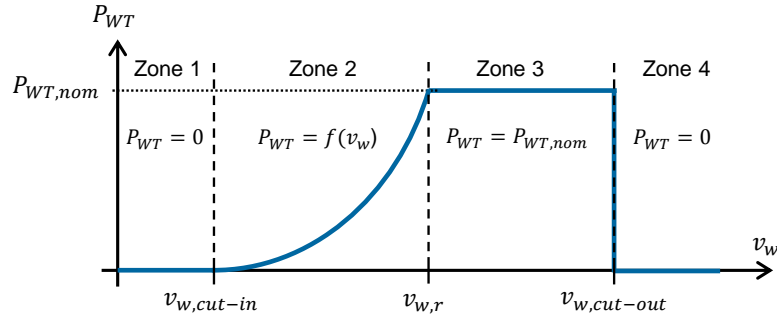


Figure II-6 : Courbe de puissance d'une éolienne

La puissance P_{WT} dans la zone 2 ne varie pas linéairement selon la vitesse du vent. Pour modéliser cette phase de fonctionnement, différentes méthodes et expressions mathématiques peuvent être trouvées dans la littérature, classifiables selon deux approches. La première approche est utilisée lorsque la courbe de puissance n'est pas connue précisément (seuls les seuils de vitesse sont disponibles). Elle consiste à calculer de manière approximative la puissance P_{WT} à partir d'une équation liant P_{WT} , v_w et les seuils $v_{w,cut-in}$ et $v_{w,r}$. Différentes équations existent : approximation linéaire, loi cubique, etc. [105]. Une deuxième approche de modélisation existe, utilisée lorsque la courbe de puissance est connue de manière plus précise, c'est-à-dire lorsque plusieurs couples de points $P_{WT}(v_w)$ sont connus. Celle-ci consiste à interpoler les points connus dans la zone 2. Plusieurs méthodes sont possibles : interpolation polynomiale, méthode des splines, moindres carrés, etc. [105]. L'évaluation énergétique proposée par la suite étant basée sur une technologie dont la courbe de puissance est connue, cette deuxième approche est retenue pour la modélisation. Ainsi, la puissance P_{WT} produite par une éolienne peut être définie selon l'équation suivante :

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & \text{si } v_w < v_{w,cut-in} \\ \sum_{i=0}^n a_i \times v_w^i & \text{si } v_{w,cut-in} \leq v_w \leq v_{w,r} \\ P_{WT,nom} & \text{si } v_{w,r} < v_w \leq v_{w,cut-out} \\ 0 & \text{si } v_{w,cut-out} < v_w \end{cases} \quad (\text{II-13})$$

Technologie retenue

L'éolienne considérée dans la suite des travaux est l'éolienne terrestre à axe vertical E-53/800 du fabricant Enercon, pour laquelle les caractéristiques techniques et la courbe de puissance sont données dans la documentation technique [107]. Les caractéristiques nécessaires au modèle présenté dans ce paragraphe sont données dans le Tableau II-5.

Tableau II-5 : Paramètres liés à l'éolienne considérée

Paramètre	$P_{WT,nom}$	$v_{w,cut-in}$	$v_{w,r}$	$v_{w,cut-out}$	h_w
Valeur	810 kW	3 m/s	13 m/s	25 m/s	60 m

La courbe de puissance est approximée par une interpolation polynomiale d'ordre $n = 5$, avec pour coefficients : $a_0 = -883150$, $a_1 = 730330$, $a_2 = -222680$, $a_3 = 31620$, $a_4 = -1935.9$ et $a_5 = 42.1474$. Une comparaison des tracés de la courbe de puissance selon les points donnés par le fabricant et selon l'interpolation polynomiale est proposée sur la Figure II-7.

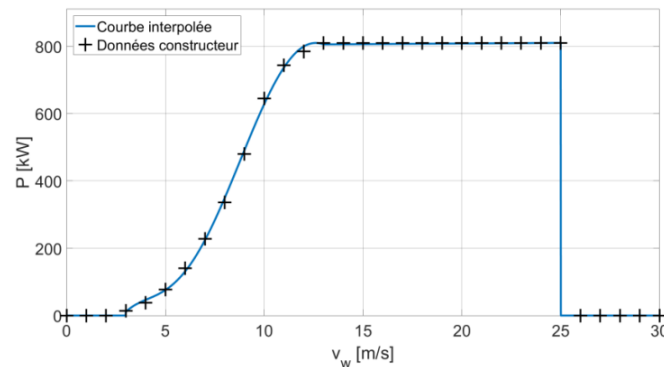


Figure II-7 : Courbe de puissance interpolée (éolienne Enercon E-53/800)

II.2.3. Energie hydrolienne

Une hydrolienne exploite l'énergie cinétique générée par la circulation des courants de marée. De nombreuses similitudes avec l'énergie éolienne existent. En effet, la ressource primaire exploitée est l'énergie cinétique induite par le déplacement d'un fluide (air pour l'éolienne, eau pour l'hydrolienne). De plus, les structures des systèmes de conversion d'énergie cinétique en énergie électrique sont semblables. Les éoliennes et hydroliennes sont souvent constituées d'une turbine à axe horizontal sur laquelle sont montées un certain nombre de pales. Le traitement des données liées aux courants de marée et la modélisation énergétique de l'hydrolienne présentés dans les paragraphes suivants sont donc semblables sur de nombreux points aux modèles présentés pour l'éolienne.

II.2.3.1. Traitement des données liées aux courants de marée

Il existe différentes méthodes d'estimation et de modélisation de la vitesse des courants de marée. Parmi les plus utilisées, on distingue [108], [109] :

- La méthode HAM (*Harmonics Analysis Method*) : elle est basée sur une décomposition harmonique du profil d'élévation de la hauteur d'eau, selon différentes fréquences induites par le placement des astres (Terre, Lune et Soleil) et la localisation sur le globe. La détermination de la hauteur de la marée pour deux points espacés d'une certaine distance permet le calcul de la vitesse du courant.
- La méthode proposée par le SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine) : la vitesse des courants de marée est déterminée par une relation liant le coefficient de marée aux vitesses de mortes eaux et vives eaux à différents instants du cycle des marées.
- L'utilisation de données mesurées sur site, par des bouées par exemple.

La méthode HAM et la méthode proposée par le SHOM présentent pour principal inconvénient l'absence de prise en compte des conditions réelles. En effet, les courants de marée ne sont pas liés uniquement à des paramètres astronomiques. Les influences des courants océaniques, des conditions météorologiques et de la bathymétrie doivent être considérées dans l'évaluation du profil de vitesse des courants de marée. Pour ces raisons, on utilisera par la suite des données mesurées correspondant à la vitesse des courants de marée en surface.

D'une manière analogue à la modélisation de la vitesse du vent selon l'altitude, une correction doit être appliquée à la valeur de la vitesse du courant v_{t0} mesurée à la surface pour l'extrapoler à une hauteur h_t (hauteur au-dessus des fonds marins), comme présenté sur la Figure II-8. Une loi de type puissance est généralement utilisée [110] :

$$v_t = v_{t0} \times \left(\frac{h_t}{h_{t0}} \right)^{\alpha_t} \quad (\text{II-14})$$

avec :

- h_t : la hauteur au-dessus du fond de l'océan considérée pour l'exploitation des courants de marée (elle correspond généralement à la hauteur de l'axe de la turbine) [m] ;
- h_{t0} : la profondeur des fonds marins [m] ;
- v_t : la vitesse des courants de marée calculée à une hauteur h_t [m/s] ;
- v_{t0} : la vitesse des courants de marée mesurée à la surface [m/s] ;
- α_t : le coefficient de la loi de puissance (généralement $\alpha_t = 1/7$ [110]).

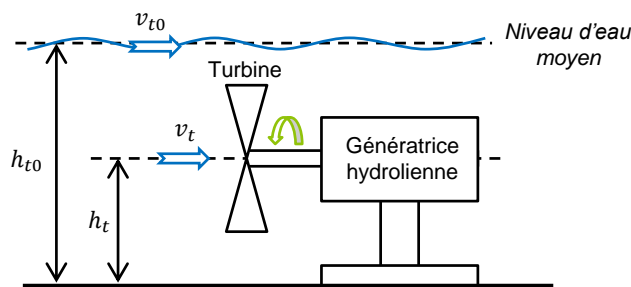


Figure II-8 : Représentation spatiale des grandeurs utilisées pour le traitement des données liées à la vitesse des courants de marée

II.2.3.2. Modélisation d'une hydrolienne

La chaîne de conversion d'une hydrolienne est similaire à celle d'une éolienne. Elle est composée de pales montées sur une turbine, celle-ci étant couplée à une génératrice après adaptation de la vitesse par un multiplicateur. Ainsi, les modélisations existantes dans la littérature sont semblables. La puissance P_{TT} produite par une hydrolienne dépend de la vitesse des courants de marée v_t en suivant un profil analogue à celui d'une éolienne, à savoir une décomposition en quatre zones séparées par des seuils de vitesse de courant de marée. Un exemple de profil typique est proposé sur la Figure II-9, avec pour chaque zone les caractéristiques suivantes :

- **Zone 1** : $v_t < v_{t,cut-in}$. La puissance P_{TT} en sortie de l'hydrolienne est nulle car les courants de marée ne sont pas suffisamment rapides pour entraîner les pales en rotation.
- **Zone 2** : $v_{t,cut-in} \leq v_t \leq v_{t,r}$. La puissance varie selon le cube de la vitesse des courants de marée. Les stratégies de contrôle employées doivent assurer le suivi du point d'extraction de puissance maximal (MPPT) via l'ajustement de la vitesse de rotation, afin de maintenir le point de fonctionnement à la valeur optimale sur la courbe du coefficient de puissance $C_{p,t}$.
- **Zone 3** : $v_{t,r} < v_t \leq v_{t,cut-out}$. La puissance est limitée à sa valeur nominale $P_{TT,nom}$. La vitesse de rotation est maintenue constante. Une régulation du couple et un contrôle de l'orientation des pales permettent de limiter la puissance produite. Le coefficient de puissance n'est plus considéré à sa valeur maximale (performances dégradées).
- **Zone 4** : $v_t > v_{t,cut-out}$. La puissance de sortie est nulle afin de protéger le système en cas de vitesse de courants de marée trop élevée. Cependant, les vitesses de courants de marée de cette zone sont rarement atteintes, les vitesses supérieures à 4 m/s étant peu fréquentes.

La puissance dans la zone 2 varie selon la vitesse des courants de marée. Pour cette zone, deux approches de modélisation existent. Lorsque la courbe de puissance est connue avec précision, une interpolation peut être réalisée. Malheureusement, il n'existe à ce jour pas de base de données permettant d'obtenir des courbes précises, à cause du faible nombre d'hydroliennes développées à pleine échelle et testées en mer. La deuxième approche proposée dans la littérature consiste à exprimer la puissance selon le cube de la vitesse des courants de marée, selon le coefficient de puissance (considéré à sa valeur maximale $C_{p,t \max}$), selon la surface balayée par les pales et selon le rendement de l'hydrolienne [111]. La puissance P_{TT} produite par une hydrolienne est donc définie par :

$$P_{TT} = \begin{cases} 0 & \text{si } v_t < v_{t,cut-in} \\ 0.5 \times C_{p,t \max} \times \rho_{eau} \times S_{TT} \times v_t^3 \times \eta_{conv,TT} & \text{si } v_{t,cut-in} \leq v_t \leq v_{t,r} \\ P_{TT,nom} & \text{si } v_{t,r} < v_t \leq v_{t,cut-out} \\ 0 & \text{si } v_{t,cut-out} < v_t \end{cases} \quad (II-15)$$

avec :

- $C_{p,t \max}$: le coefficient de puissance maximal de l'hydrolienne ;
- P_{TT} : la puissance produite par une hydrolienne [W] ;
- $P_{TT,nom}$: la puissance nominale d'une hydrolienne [W] ;
- S_{TT} : la surface balayée par les pales de l'hydrolienne [m²] ;
- $v_{t,cut-in}$: la vitesse des courants de marée permettant l'enclenchement de l'hydrolienne [m/s] ;
- $v_{t,cut-out}$: la vitesse des courants de marée déclenchant l'arrêt de l'hydrolienne [m/s] ;
- $v_{t,r}$: la vitesse des courants de marée à partir de laquelle l'hydrolienne produit à sa puissance nominale [m/s] ;
- $\eta_{conv,TT}$: le rendement de la chaîne de conversion de l'hydrolienne ;
- ρ_{eau} : la densité volumique de l'eau de mer ($\rho_{eau} = 1024 \text{ kg/m}^3$).

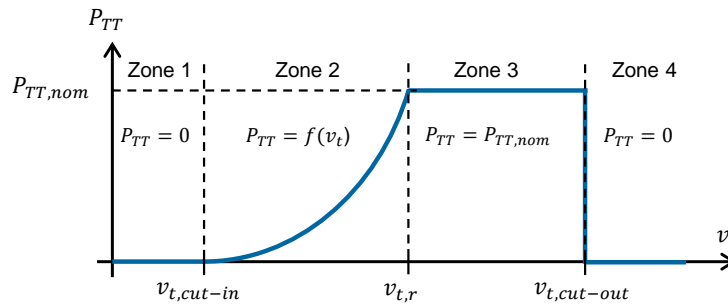


Figure II-9 : Courbe de puissance d'une hydrolienne

Technologie retenue

L'hydrolienne considéré par la suite est l'hydrolienne T500 du fabricant Tocardo, pour laquelle les principales caractéristiques sont données dans le Tableau II-6 [112].

Tableau II-6 : Paramètres liés à l'hydrolienne considérée

Paramètre	$P_{TT,nom}$	$v_{t,cut-in}$	$v_{t,r}$	$v_{t,cut-out}$	$C_{p,t \max}$	S_{TT}	$\eta_{conv,TT}$
Valeur	300 kW	0.5 m/s	2.5 m/s	3.8 m/s	0.329	104.2 m ²	0.85

II.2.4. Energie houlomotrice

Un houlogénérateur permet de produire de l'énergie électrique à partir de l'énergie des vagues. Une synthèse de la modélisation des vagues est proposée dans cette section, avant la présentation du modèle considéré pour le houlogénérateur.

II.2.4.1. Traitement des données liées aux vagues

La houle étant un processus complexe basé sur des notions d'hydrodynamique, il est présenté ici une synthèse de sa modélisation adaptée aux besoins de la production d'électricité. L'estimation de la puissance électrique produite par un houlogénérateur nécessite la connaissance de l'état de mer (voir paragraphe II.2.4.2), qui est caractérisé par une grandeur liée à la hauteur des vagues et une grandeur liée à la période des vagues. Les grandeurs utilisées pour caractériser la houle sont résumées ci-après, puis les grandeurs caractéristiques d'un état de mer sont présentées.

Grandeurs caractéristiques de la houle

L'action du vent sur la surface des océans induit la formation des vagues, dont la propagation sur plusieurs centaines de kilomètres entraîne la formation de la houle. L'énergie de la houle est constituée d'une quantité d'énergie cinétique liée au mouvement de l'eau et d'une quantité d'énergie potentielle liée à l'élévation de surface libre [45]. La houle peut être modélisée par une onde sinusoïdale et unidirectionnelle représentant l'élévation de la surface, nommée dans la littérature houle d'Airy ou houle régulière. En réalité, la houle est multi-fréquentielle et multidirectionnelle. Elle peut donc être modélisée comme une somme de plusieurs houles d'Airy d'amplitudes, de directions, de périodes et de phases différentes [113].

Ainsi, pour une période d'observation donnée (typiquement une heure), une analyse temporelle du profil d'élévation de surface libre permet de mettre en avant différentes hauteurs caractéristiques [113], [114], représentées sur la distribution de probabilité de la Figure II-10 :

- H_{avg} : la hauteur moyenne des vagues sur la période considérée [m] ;
- H_m : la hauteur de vague la plus probable sur la période considérée [m] ;
- H_{max} : la hauteur la plus grande observée sur la période considérée [m] ;
- H_s ou $H_{1/3}$: la hauteur significative des vagues, correspondant à la hauteur moyenne du tiers supérieur des hauteurs observées [m] ;

De plus, quelques périodes caractéristiques sont à noter telles que la période moyenne des vagues sur la période considérée (T_{avg}) ou encore la période moyenne du tiers supérieur des hauteurs observées ($T_{H_{1/3}}$) [113], [114].

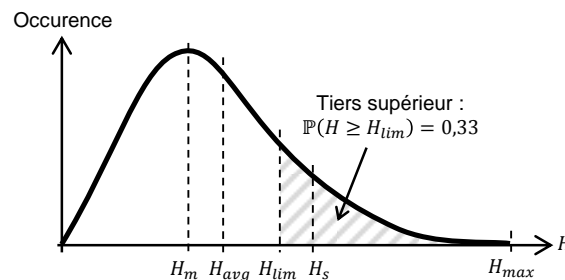


Figure II-10 : Distribution de probabilité des hauteurs de vagues observées sur une période donnée

Caractérisation d'un état de mer

L'élévation de la surface libre (grandeur exprimée en mètres) peut être caractérisée par un spectre fréquentiel, de densité spectrale de puissance $S_w(f)$ (en $m^2.s$) [49]. Le contenu de ce spectre est considéré comme stationnaire sur une période d'une heure [115]. Il existe dans la littérature différents modèles de spectres utilisables selon les conditions de vent et de mer : spectre de Pierson-Moskowitz, spectre de Bretshneider, spectre de Jonswap, etc. [45], [113]. Le spectre de Pierson-Moskowitz est souvent considéré. Il est utilisé pour les cas où l'état de mer est pleinement développé (vent soufflant depuis longtemps et sur de longues distances) [49] et il est défini par la densité spectrale de puissance :

$$S_w(f) = \frac{5H_s^2}{16} \times \frac{f_p^4}{f^5} \times e^{-\frac{5}{4} \times \left(\frac{f_p}{f}\right)^4} \quad (\text{II-16})$$

avec f_p la fréquence pour laquelle la densité spectrale de puissance est maximale [Hz].

Le calcul des moments m_n d'ordre n du spectre $S_w(f)$, considéré comme étant pair, est défini d'après [49] selon :

$$m_n = \int_0^{\infty} f^n S_w(f) df \quad (\text{II-17})$$

La connaissance du spectre des vagues permet d'aboutir à la détermination de l'état de mer, caractérisé par deux grandeurs :

- Hauteur : la hauteur significative H_s est généralement considérée ;
- Période : plusieurs périodes peuvent être utilisées, telles que :
 - La période de pic du spectre T_p , correspondant à la période ayant la plus forte énergie dans le spectre $S_w(f)$. Elle est définie par : $T_p = 1/f_p$.
 - La période énergétique T_e , correspondant à la période d'une sinusoïde (fictive) qui aurait la même énergie que l'état de mer considéré. Elle est définie selon [49] par :

$$T_e = 2\pi \frac{m_{-1}}{m_0} \quad (\text{II-18})$$

Les modèles de houlogénérateurs considèrent généralement la période T_e tandis que les relevés d'état de mer sont souvent basés sur la période T_p . Une relation liant ces deux grandeurs est proposée dans plusieurs travaux [115]–[118] et validée par des mesures, notamment dans [119] pour la caractérisation de l'énergie houlomotrice sur les côtes bretonnes :

$$T_e = 0.9 T_p \quad (\text{II-19})$$

II.2.4.2. Modélisation d'un houlogénérateur

Un houlogénérateur est généralement composé de plusieurs étages de conversion, permettant de convertir l'énergie potentielle et l'énergie cinétique des vagues en énergie électrique. De nombreux systèmes ont été développés ces dernières années par des laboratoires et par des industriels. Ils n'ont cependant pas tous atteint le stade de test en mer et donc de validation à pleine échelle. Les différents articles existants dans la littérature montrent deux approches de modélisation possibles. La première vise à modéliser l'ensemble des systèmes de conversion du houlogénérateur afin de considérer les

dynamiques du système et les variations rapides des vagues. Cette approche, nommée dans la littérature modèle *Wave to Wire* (modèle de la vague au réseau) et notée *W2W*, a notamment été étudiée dans les travaux de thèse d'H. Clémot [87]. La seconde approche, plutôt assimilée à une modélisation énergétique, consiste à utiliser la matrice de puissance du système et évaluer la puissance produite à partir de données liées à l'état de mer. Cette approche est généralement retenue dans les études traitant de l'évaluation énergétique sur une longue période, dans le cadre d'une optimisation du dimensionnement d'un système multi-sources par exemple [80]. La modélisation du houlogénérateur retenue dans notre travail s'appuie donc sur cette seconde approche.

Les houlogénérateurs sont généralement caractérisés par une matrice de puissance, permettant de calculer la puissance électrique moyenne produite pendant un état de mer :

- **Données d'entrée** : liées à l'état de mer, qui est caractérisé par une hauteur et une période (voir section II.2.4.1) ;
- **Données de sortie** : puissance électrique moyenne P_{WEC} produite par le houlogénérateur pendant une période où les caractéristiques de l'état de mer sont considérées comme constantes.

Ces matrices sont obtenues à partir de relevés de production pour des tests en conditions de mer réelles. Ce type de modèle est adapté pour caractériser les performances énergétiques du système sur une longue durée (plusieurs mois voire plusieurs années) en évaluant la puissance moyenne produite pendant une heure. Cependant, il ne permet pas de rendre compte des variations de puissance pouvant se produire sur une période de quelques secondes. La disponibilité d'une matrice de puissance est généralement synonyme d'un niveau de maturité technologique avancé car elle résulte de mesures obtenues à partir d'essais en conditions réelles. À titre d'exemple, les matrices de puissance des houlogénérateurs Aquabuoy, Pelamis, Oyster et WaveDragon sont disponibles dans la littérature [120], ces houlogénérateurs ayant tous été testés en mer.

Technologie retenue

Le houlogénérateur considéré par la suite est le système Oyster développé par la société Aquamarine Power, d'une puissance nominale $P_{WEC,nom} = 290$ kW. La matrice de la puissance P_{WEC} produite par ce houlogénérateur selon H_s et T_e est donnée sur la Figure II-11, d'après [120]. Ce houlogénérateur appartient à la catégorie des houlogénérateurs à corps mus par la houle.

T_e [s] → H_s [m]	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.5	0	0	0	0	0	0	1	3	3
1	20	30	38	42	44	44	45	47	45
1.5	80	85	92	97	102	103	104	100	104
2	140	147	152	158	155	155	160	161	156
2.5	192	197	208	202	203	209	211	201	204
3	241	237	237	241	243	230	236	231	235
3.5	0	271	272	269	268	267	270	260	260
4	0	291	290	290	280	287	276	278	277
4.5	0	291	290	290	280	287	276	278	277
5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
5.5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
6	0	0	290	290	280	287	276	278	277

Figure II-11 : Matrice de puissance P_{WEC} [kW] du houlogénérateur Oyster [120]

II.3. Modélisation d'une batterie lithium-ion

De nombreuses technologies de batterie existent actuellement sur le marché, comme par exemple les batteries au lithium-ion, les batteries au plomb-acide, les batteries à circulation (*redox-flow*), etc. Les caractéristiques des batteries étant différentes d'une technologie à une autre, les modèles utilisés dans la littérature sont souvent valables pour une seule technologie, comme par exemple le modèle CIEMAT utilisé pour la modélisation des batteries plomb-acide [100]. De nombreuses études traitant de l'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie utilisent un modèle de batterie basé sur l'état de charge, permettant de prendre en compte les échanges d'énergie mais aussi les limitations (état de charge, puissance) [94]. De plus, l'évaluation technico-économique du dimensionnement doit considérer un éventuel remplacement de la batterie dû à son vieillissement au cours de la période simulée. Cet aspect est généralement évalué selon un indicateur appelé état de santé. Le modèle énergétique basé sur l'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé présente pour principal avantage d'être exploitable pour différentes technologies de batteries et d'utiliser des paramètres donnés dans les documentations des fabricants, tout en étant d'un point de vue calculatoire assez simple et rapide [94].

Le modèle énergétique présenté ici s'appuie sur différents travaux traitant de l'optimisation du dimensionnement de systèmes hybrides [12], [121]–[123]. Dans un premier temps, la modélisation de l'état de charge sera abordée en considérant différentes contraintes de fonctionnement, puis l'évaluation du vieillissement de la batterie sera présentée.

II.3.1. Evaluation de l'état de charge

L'état de charge d'une batterie, noté *SoC* (*State of Charge*), à un instant t_k est calculé selon la puissance P_{bat} à laquelle la batterie est sollicitée [57] :

$$SoC(t_k) = \begin{cases} SoC(t_{k-1}) \times (1 - \sigma_{bat})^{\frac{\Delta t}{24}} + \frac{P_{bat}(t_{k-1}) \times \Delta t \times \eta_{bat}}{C_{bat\ ref}} & \text{si } P_{bat}(t_{k-1}) > 0 \text{ (Charge)} \\ SoC(t_{k-1}) \times (1 - \sigma_{bat})^{\frac{\Delta t}{24}} + \frac{P_{bat}(t_{k-1}) \times \Delta t}{\eta_{bat} \times C_{bat\ ref}} & \text{si } P_{bat}(t_{k-1}) < 0 \text{ (Décharge)} \end{cases} \quad (II-20)$$

avec :

- $C_{bat\ ref}$: la capacité énergétique de référence de la batterie [Wh]. Selon le modèle de vieillissement considéré (section II.3.2), cette capacité correspond soit à la valeur initiale de la capacité (modèle de vieillissement basé sur la durée de vie de la batterie), soit à une valeur de capacité diminuant au fil des sollicitations (modèle basé sur la dégradation des performances) ;
- P_{bat} : la puissance de consigne de la batterie [W] ;
- Δt : le pas de temps de simulation (la durée écoulée entre les instants t_{k-1} et t_k) [h] ;
- η_{bat} : le rendement de la batterie, correspondant au rendement de la conversion entre énergie électrique et énergie chimique (et réciproquement) ;
- σ_{bat} : le taux d'autodécharge journalier.

L'état de charge et la puissance de la batterie sont contraints par des valeurs limites :

$$SoC_{min} \leq SoC \leq SoC_{max} \quad (II-21)$$

$$P_{disch\ max} \leq P_{bat} \leq P_{ch\ max} \quad (II-22)$$

avec :

- $P_{disch\ max}$: la puissance maximale de la batterie en phase de décharge ($P_{disch\ max} < 0$) [W] ;
- $P_{ch\ max}$: la puissance de consigne de la batterie en phase de charge ($P_{ch\ max} > 0$) [W] ;
- SoC_{min} : l'état de charge minimal autorisé ($0 \leq SoC_{min} \leq 1$) ;
- SoC_{max} : l'état de charge maximal autorisé ($0 \leq SoC_{max} \leq 1$).

II.3.2. Evaluation du vieillissement

Le vieillissement d'une batterie peut être évalué à partir de deux approches [94], [124], impactant différemment les indicateurs techniques et économiques :

- **Approche basée sur la dégradation des performances** : ce modèle de vieillissement est basé sur l'évaluation de la capacité maximale de la batterie à chaque instant, en incluant le vieillissement en cyclage et le vieillissement calendaire [122]. Il impacte le modèle de fonctionnement du système, donc les indicateurs techniques (état de charge de la batterie, taux d'insatisfaction de la demande, etc.) et économiques (coût de remplacement par exemple).
- **Approche basée sur la durée de vie de la batterie** : ce modèle de vieillissement est basé sur le calcul de l'énergie échangée au cours de la durée de vie de la batterie [94]. Il impacte seulement les indicateurs économiques et n'influe pas sur le fonctionnement du système. En effet, la capacité de la batterie n'étant pas réévaluée à chaque itération, l'état de charge est calculé simplement à partir des paramètres d'origine de la batterie. Ce modèle permet de calculer le nombre de remplacements des batteries.

Dans les deux approches, le vieillissement d'une batterie est évalué au moyen d'un indicateur appelé état de santé, noté dans la littérature *SoH* (*State of Health*). L'indicateur *SoH* prend pour valeur 1 au début du fonctionnement de la batterie, puis décroît tout au long de sa durée de vie. Le remplacement de la batterie doit être effectué lorsque l'état de santé *SoH* atteint la valeur minimale autorisée SoH_{min} . Le calcul du *SoH* est différent selon l'approche utilisée [94], [122], [124].

Malgré la précision apportée par le calcul de la capacité réelle de la batterie à chaque instant, le modèle basé sur la dégradation des performances nécessite la connaissance du coefficient de vieillissement en cyclage. L'estimation de la valeur de ce paramètre, pour lequel des valeurs sont parfois évoquées [122], [125], ne semble pas encore faire consensus dans la littérature. Les valeurs disponibles ne concernent pas forcément des batteries lithium-ion et sont généralement issues de tests effectués sur des batteries de faible capacité. Au vu de cette incertitude, il apparaît donc préférable d'utiliser l'approche basée sur l'estimation de la durée de vie de la batterie, bien qu'il soit moins précis puisque la capacité de la batterie n'est pas réévaluée à chaque itération. La capacité de la batterie $C_{bat\ ref}$ sera donc considérée comme constante au cours de la simulation.

Pour l'approche basée sur la durée de vie de la batterie, le calcul de l'état de santé repose sur le modèle dit à énergie échangeable. Celui-ci est notamment présenté dans les travaux de thèse de R. Rigo-Mariani traitant de l'optimisation du dimensionnement d'un micro-réseau [94]. Il consiste à calculer l'énergie $E_{ech\ max}$ échangeable par la batterie au cours de sa durée de vie, à partir d'une valeur de profondeur de décharge maximale DoD_{max} (*Depth of Discharge*) pour laquelle correspond sur la documentation constructeur un nombre de cycles maximum $N_{cycles\ max}$:

$$E_{ech\ max} = 2 \times C_{bat\ ref} \times DoD_{max} \times N_{cycles\ max}(DoD_{max}) \quad (II-23)$$

avec :

- DoD_{max} : la profondeur de décharge maximale considérée définie par $DoD_{max} = 1 - SoC_{min}$ ($0 \leq DoD_{max} \leq 1$) ;
- $E_{ech\ max}$: l'énergie maximale échangeable par la batterie au cours de sa durée de vie [Wh] ;
- $N_{cycles\ max}$: le nombre de cycles maximum que peut supporter la batterie pour la profondeur de décharge DoD_{max} .

La méthode basée sur le calcul de l'énergie échangeable calcule l'état de santé à chaque instant selon [94] :

$$SoH(t_k) = SoH(t_{k-1}) - \frac{|P_{bat}(t_{k-1})| \times \Delta t}{E_{ech\ max}} \quad (II-24)$$

En utilisant la caractéristique $N_{cycles\ max} = f(DoD_{max})$, ce modèle tient compte du vieillissement en cyclage de la batterie au cours de sa durée de vie mais il ne considère pas le vieillissement calendaire.

Technologie retenue

La batterie considérée dans la suite de ces travaux est la batterie lithium-ion Intensium Max 20M+ du fabricant Saft, pour laquelle les principales caractéristiques sont données dans le Tableau II-7 d'après la documentation technique [126]. Les seuils d'état de charge retenus sont : $SoC_{min} = 0.1$ et $SoC_{max} = 0.95$. Ces valeurs sont utilisées dans plusieurs références [100], [122], [127].

Tableau II-7 : Paramètres liés à la batterie considérée

Paramètre	$C_{bat\ ref}$	$P_{ch\ max}$	$P_{disch\ max}$	η_{bat}	σ_{bat}
Valeur	1.09 MWh	2.2 MW	-2.5 MW	0.96	0.00166

L'état de charge minimal autorisé est fixé à $SoH_{min} = 0.7$, en considérant $DoD_{max} = 0.9$ et $N_{cycles\ max} = 3500$ cycles, soit une énergie maximale échangeable $E_{ech\ max} = 6.867$ GWh.

II.4. Présentation du cas d'étude retenu

Les travaux de cette thèse portant sur l'optimisation du dimensionnement et sur la gestion d'énergie d'un système exploitant quatre sources différentes sur un même emplacement ou sur une zone géographique restreinte, il s'avère nécessaire de définir un cas d'étude pour lequel des données de ressources et de consommation sont disponibles. Ces données doivent concerner une zone géographique et une période définies. Cette contrainte est en effet nécessaire pour étudier la complémentarité entre les sources mais aussi pour considérer les fluctuations de ressources qui pourraient survenir. Pour mesurer ces ressources, différents organismes de recherche ont placé des bouées à travers le monde. Par ailleurs, des modèles numériques existent, pour les données météorologiques mais aussi océaniques. Les critères de choix suivants permettent de restreindre les zones d'intérêt pouvant servir de support pour la suite des travaux :

- **Choix d'un site où les ressources présentent des valeurs suffisamment élevées pour envisager leur exploitation.** La ressource la plus contraignante pour ce critère est le courant de marée. En effet, les zones où les courants de marée sont suffisamment rapides (vitesse moyenne supérieure à 1 m/s, nécessaire pour commencer à envisager l'installation d'une hydrolienne) sont assez rares dans le monde. Les sites les plus intéressants se trouvent dans la Manche (Raz Blanchard, Passage du Fromveur, etc.), la mer du Nord (autour des îles Britanniques), sur les côtes canadiennes (baie de Fundy) et sur les côtes australiennes.

- **Disponibilité pour ces zones, sur les mêmes périodes, de l'ensemble des grandeurs environnementales**, à savoir : rayonnement solaire, vitesse du vent, vitesse des courants de marée, grandeurs liées à l'état de mer (hauteur et période des vagues) et température de l'air.
- **Intérêt du site en termes de besoin énergétique** : le site considéré doit être une zone isolée en mer, avec un besoin énergétique et de préférence non connectée au réseau continental. De plus, des données liées à la consommation doivent être disponibles.

Face à ces différentes contraintes, plusieurs difficultés apparaissent. Les données disponibles issues de bouées de mesures présentent de nombreuses imperfections : absences de points sur une période plus ou moins longue (jusqu'à plusieurs jours voire semaines), durée totale limitée, valeurs aberrantes, etc. De plus, les données disponibles ne concernent pas forcément des sites où la ressource hydrolienne est favorable (la vitesse des courants de marée y est souvent inférieure à 1 m/s). Enfin, les bouées sont situées dans des zones peu isolées et proches du continent (Europe ou Amérique du Nord).

Au vu des différentes contraintes listées précédemment, peu de sites ont pu être envisagés comme cas d'étude, à cause principalement de la disponibilité des données et du potentiel énergétique pour les quatre ressources. Ainsi, le site de l'île d'Ouessant a été choisi comme cas d'étude. En effet, les quatre ressources y présentent des valeurs suffisamment élevées pour envisager leur exploitation et des profils temporels sont disponibles sur une durée longue. Le passage du Fromveur situé à proximité présente des vitesses de courants de marée suffisamment rapides pour envisager l'installation d'hydroliennes, comme étudié dans des travaux académiques récents [12], [79] concernant des aspects liés à l'optimisation du dimensionnement d'un réseau insulaire. Cet emplacement a aussi vu l'installation d'une hydrolienne par l'entreprise Sabella en 2015 [128], dans le cadre de travaux sur la transition énergétique en cours de développement [129]. L'île d'Ouessant est classifiée comme Zone Non Interconnectée (ZNI) par EDF (Electricité de France) en raison de l'absence de liaison électrique avec le réseau métropolitain continental. La demande annuelle en énergie électrique de cette île s'élève à 6 GWh, pour une puissance consommée maximale de 2 MW (ce pic survient fin décembre-début janvier, dû à une augmentation de la fréquentation touristique) et une puissance moyenne d'environ 800 kW [129], [130].

Les données utilisées dans la suite de ces travaux sont présentées dans le Tableau II-8. Celles-ci sont échantillonnées au pas horaire et concernent l'emplacement du passage du Fromveur (coordonnées géographiques : 48°26'16.2 N 5°02'28.3 W). La disponibilité des données liées aux ressources et à la consommation électrique permet de réaliser une étude sur cinq années complètes au pas horaire, entre le 1^{er} Janvier 2011 et le 31 Décembre 2015. Les profils des données présentées dans le Tableau II-8 sont disponibles en Annexe A.1.

Tableau II-8 : Origine des données de ressources et de consommation utilisées

Catégorie	Grandeurs	Base de données/Modèle	Origine
Rayonnement solaire	$G_{air,h}, G_{dif,h}, G_{0,h}$	CAMS (<i>Copernicus Atmosphere Monitoring Service Information</i>)	SoDa [131]
Température de l'air	T_{amb}	WRF 9km (<i>Weather Research and Forecasting</i> , résolution 9km)	Fourni par la société OpenOcean SAS
Vitesse du vent	v_{w0} (pour $h_{w0} = 10$ m)	WRF 9km	Fourni par la société OpenOcean SAS
Vitesse des courants de marée	v_{t0}	FINIS250 [132]	Fourni par la société OpenOcean SAS
Vagues (état de mer)	H_s, T_p	WaveWatchIII [133]	Fourni par la société OpenOcean SAS
Consommation	P_{dem}	Relevés EDF SEI	EDF SEI [130]

II.5. Analyse et comparaison de la productivité des sources

Quels sont les bénéfices apportés par une exploitation de quatre sources différentes plutôt qu'une seule ? Comme évoqué dans le Chapitre I, la production des sources d'énergie renouvelable présente un caractère subi : leur production dépend de la disponibilité des ressources exploitées. Les quatre sources d'énergie renouvelable considérées dans ces travaux exploitent des ressources différentes pour lesquelles les caractéristiques temporelles diffèrent. Ces sources sont donc susceptibles de produire à leur niveau maximal à des instants distincts. Quelques publications scientifiques concernant l'exploitation simultanée des quatre ressources considérées étudient les caractéristiques temporelles de chaque ressource. Par exemple, une comparaison des caractéristiques temporelles du rayonnement solaire, du vent et des courants de marée a été proposée par P. Coker et al. en 2013 [52]. Un état de l'art sur les outils et les méthodes permettant d'évaluer et de prédire les quatre ressources étudiées ici a été réalisé par J. Widén et al. en 2015 [20]. Cependant, les travaux existants n'abordent pas la question de la complémentarité entre ces différentes ressources.

Cette section a donc pour objectif d'évaluer l'existence de complémentarités entre les ressources pour l'emplacement considéré et ainsi montrer l'intérêt d'une diversification des sources utilisées. Dans un premier temps, nous proposons une analyse temporelle des profils liés aux ressources afin de caractériser la persistance des ressources. Nous évaluerons ensuite les dépendances grâce à un calcul des coefficients d'inter-corrélation. Enfin, nous mettrons en avant quelques complémentarités et non-complémentarités par une analyse de la productivité des sources.

II.5.1. Analyse temporelle des ressources exploitées

L'analyse temporelle proposée ici consiste à évaluer la persistance temporelle du niveau de chaque ressource grâce au calcul du coefficient d'auto-corrélation [52]. Celui-ci permet de rendre compte des fluctuations des ressources pouvant survenir à un horizon temporel τ (de quelques heures à quelques jours) et ainsi évaluer l'existence d'une dépendance entre des valeurs successives d'une variable. Le coefficient d'auto-corrélation c_{xx} d'une ressource x est défini par :

$$c_{xx}(\tau) = \frac{1}{(N - \tau)\sigma_x^2} \sum_{k=1}^{N-\tau} (x_k - \mu_x) \times (x_{k+\tau} - \mu_x) \quad (\text{II-25})$$

avec :

- N : le nombre de points de la période considérée (ici $N = 43824$, correspondant à 5 années de données échantillonnées au pas horaire) ;
- μ_x : la valeur moyenne de la grandeur x ;
- σ_x : l'écart-type de la grandeur x ;
- τ : le pas de temps entre la grandeur x à l'instant k et la grandeur x à l'instant $k + \tau$.

Le coefficient $c_{xx}(\tau)$ est borné par : $-1 \leq c_{xx}(\tau) \leq 1$. Plus le coefficient d'auto-corrélation $c_{xx}(\tau)$ est proche de 1, plus le niveau de ressource à un instant k ressemble au niveau observé à un instant $k + \tau$, ce qui signifie une faible variabilité et une meilleure prévisibilité. Si $c_{xx}(\tau)$ est proche de -1, alors la ressource peut être qualifiée de peu persistante puisqu'elle varie beaucoup autour de μ_x .

Les coefficients d'auto-corrélation obtenus pour chaque ressource sont présentés sur la Figure II-12, pour un décalage temporel τ compris entre 1 h et 48 h afin d'évaluer les variations des ressources à court-terme. Ainsi, pour le site et la période considérés, les ressources peuvent être classifiées de la plus persistante à la moins persistante (du coefficient d'autocorrélation le plus élevé au moins élevé) :

- **Vagues** : pour un horizon allant jusqu'à 48 h, les données liées à l'état de mer (H_s, T_p) présentent les coefficients d'auto-corrélation les plus élevés. L'influence des courants de marée sur les vagues apparaît avec une périodicité de 12 h.
- **Vent** : le coefficient d'auto-corrélation décroît progressivement au fil des heures jusqu'à atteindre 0.3 pour $\tau = 48$ h.
- **Rayonnement solaire** : une périodicité de 24 h apparaît, due à l'alternance jour/nuit.
- **Courants de marée** : le caractère semi-diurne des marées est visible, avec un pic de vitesse survenant toutes les six heures (lors de la phase de mi-marée). Une périodicité de 12 h est par ailleurs observée, due à une dissymétrie entre les courants de flot (marée montante) et les courants de jusant (marée descendante).

Ces différentes observations montrent que certaines ressources fluctuent plus que d'autres. Ainsi, les puissances produites par les panneaux solaires photovoltaïques et les hydroliennes vont suivre des cycles infra-journaliers, impliquant des fluctuations de production importantes au cours d'une journée. En effet, la puissance produite par ces sources peut varier entre 0 et 100 % de la puissance nominale en quelques heures. Ce caractère fluctuant nécessite d'être considéré dans la gestion du réseau électrique, puisqu'il induit des creux et des pics de production réguliers en l'espace de quelques heures. Ces cycles sont cependant prévisibles puisqu'ils sont liés à des phénomènes déterministes (rotation de la Terre, cycle des marées). Les puissances produites par les éoliennes et les houlogénérateurs sont sujettes à des fluctuations moins marquées sur une période de quelques heures à quelques jours, au vu de la lente décroissance des coefficients d'auto-corrélation.

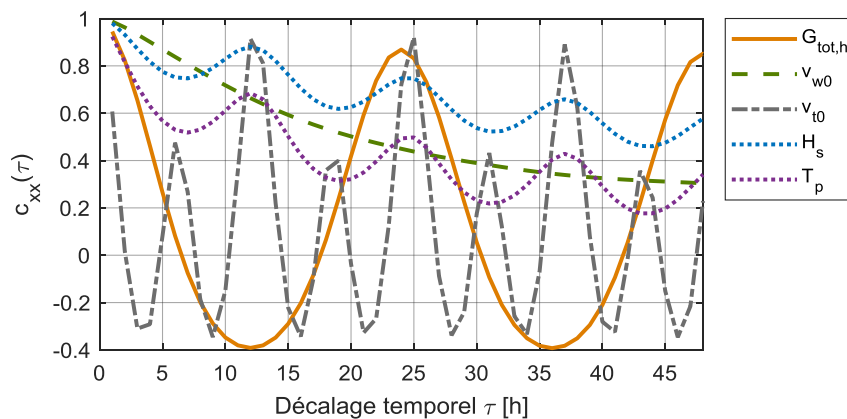


Figure II-12 : Coefficients d'auto-corrélation des ressources exploitées pour τ compris entre 1 h et 48 h ($G_{tot,h}$: rayonnement solaire, v_{w0} : vitesse du vent, v_{t0} : vitesse des courants de marées, H_s et T_p : hauteur significative et période de pic des vagues)

Ainsi, les ressources considérées dans ces travaux présentent des caractéristiques temporelles différentes, impliquant des cycles potentiellement problématiques en termes de gestion de l'énergie, l'équilibre entre production et consommation devant être respecté à tout instant. La situation la plus problématique serait que plusieurs sources présentent des creux de production simultanément. Il convient donc d'évaluer à présent l'existence d'éventuelles dépendances entre ces ressources afin de juger de la survenue de telles situations.

II.5.2. Dépendances entre les ressources

La dépendance entre les ressources peut être évaluée grâce au calcul du coefficient d'inter-corrélation. Le coefficient d'inter-corrélation c_{xy} entre les valeurs d'une ressource x et d'une ressource y pour un intervalle de temps τ est défini par :

$$c_{xy}(\tau) = \frac{1}{(N - \tau)\sigma_x\sigma_y} \sum_{k=1}^{N-\tau} (x_k - \mu_x) \times (y_{k+\tau} - \mu_y) \quad (\text{II-26})$$

avec :

- N : le nombre de points de la période considérée (ici $N = 43824$, correspondant à 5 années de données échantillonnées au pas horaire) ;
- μ_x : la valeur moyenne de la grandeur x ;
- μ_y : la valeur moyenne de la grandeur y ;
- σ_x : l'écart-type de la grandeur x ;
- σ_y : l'écart-type de la grandeur y ;
- τ : le décalage temporel entre les grandeurs x et y .

Plus le coefficient c_{xy} est proche de 1, plus les ressources sont dépendantes. A l'inverse, un coefficient $c_{xy} = 0$ indique une absence de dépendance. Les valeurs obtenues pour différentes paires de ressources pour $\tau = 0$ sont présentées dans le Tableau II-9 et les profils des coefficients d'inter-corrélation pour un décalage temporel allant jusqu'à $\tau = 48$ h sont donnés sur la Figure II-13. Il est à noter que les résultats des diagonales du Tableau II-9 et de la Figure II-13 correspondent au coefficient d'auto-corrélation c_{xx} .

Les résultats obtenus font apparaître une dépendance entre la vitesse du vent v_{w0} et la hauteur des vagues H_s . Le coefficient d'inter-corrélation $c_{v_{w0} H_s}$ atteint une valeur maximale de 0.7024 pour un décalage τ de 4 h, alors qu'il atteint 0.679 pour $\tau = 0$. Cette dépendance et ce décalage s'expliquent par la relation de causalité entre les deux ressources. En effet, l'action du vent sur la surface de l'océan provoque la formation de vagues, lesquelles se propagent jusqu'à atteindre les côtes. Cependant, la formation des vagues n'est pas instantanée : les caractéristiques des vagues à un endroit et un instant donnés dépendent des conditions météorologiques observées quelques heures auparavant à plusieurs kilomètres de cet endroit, ce qui explique le décalage temporel observé. Ainsi, les vagues dépendant du vent, il est probable que les périodes favorables à une production d'énergie électrique par le houlogénérateur surviennent lorsque l'éolienne produit aussi.

Les valeurs des coefficients d'inter-corrélation observées pour les autres combinaisons de ressources ne font pas apparaître de dépendances notables, puisqu'elles sont toutes inférieures à 0.25 quel que soit le décalage temporel. En effet, le rayonnement solaire, le vent (auquel peuvent être associées les vagues) et les courants de marée étant liés à des processus physiques différents, il est peu probable qu'une augmentation ou une diminution d'une de ces ressources implique la variation d'une autre ressource. Ainsi, l'indépendance des ressources exploitées est favorable d'un point de vue énergétique. Les périodes où les ressources présentent un niveau optimal (ou non optimal) en termes de production d'énergie électrique sont susceptibles de survenir à des instants différents, hormis pour l'éolienne et le houlogénérateur.

Tableau II-9 : Coefficients d'inter-corrélation c_{xy} pour $\tau = 0$

	Rayonnement solaire	Vent	Courants de marées	Vagues	
	$G_{tot,h}$	v_{w0}	v_{t0}	H_s	T_p
$G_{tot,h}$	1	- 0.155	- 0.002	- 0.195	- 0.105
v_{w0}	- 0.155	1	- 0.03	0.679	0.033
v_{t0}	- 0.002	- 0.03	1	0.106	- 0.224
H_s	- 0.195	0.679	0.106	1	0.16
T_p	- 0.105	0.033	- 0.224	0.16	1

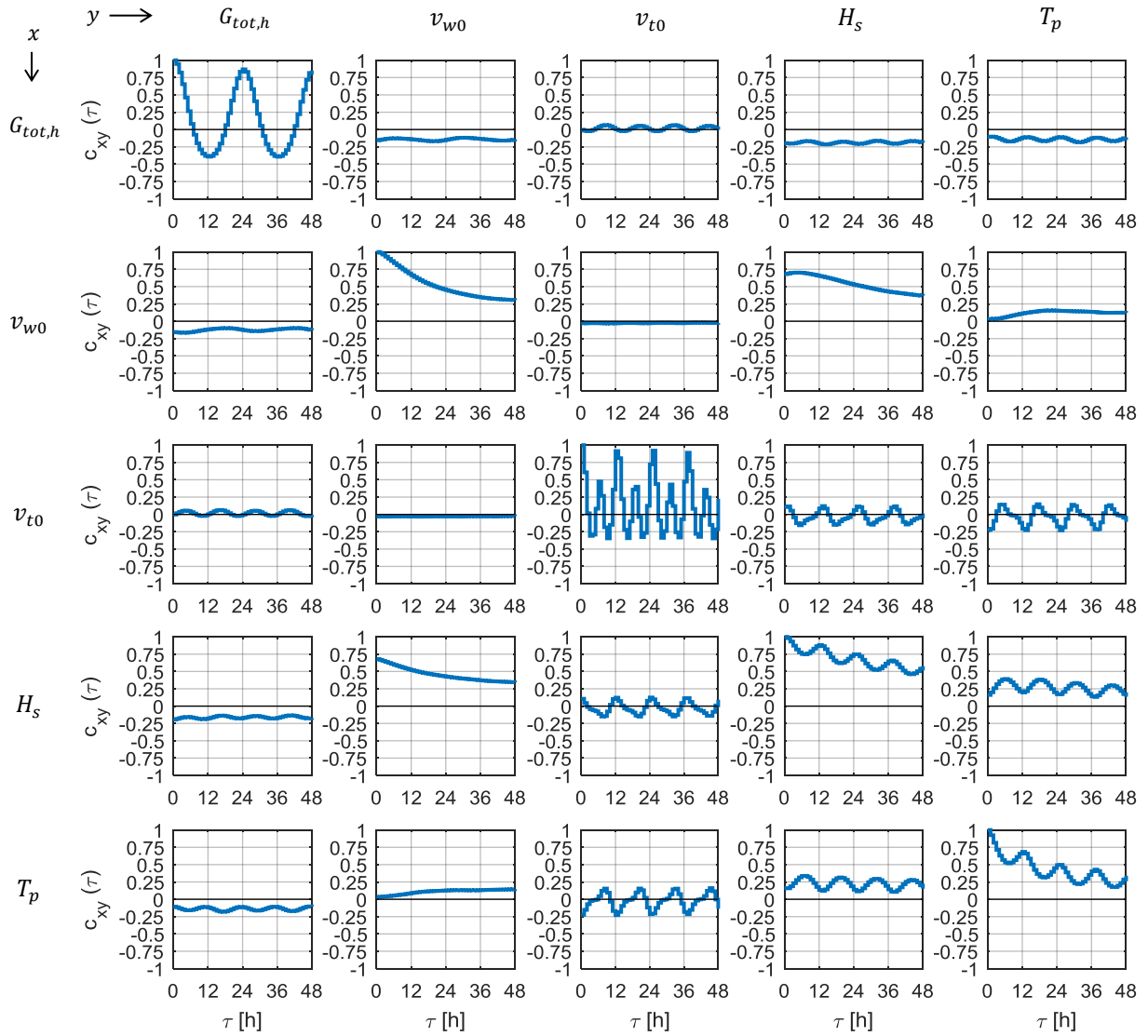


Figure II-13 : Coefficients d'inter-corrélation c_{xy} entre les ressources pour τ allant de 0 h à 48 h

Cependant, l'absence de dépendance observée ici ne permet pas de statuer sur l'existence d'une ou plusieurs complémentarités entre les quatre sources considérées. En effet, la plupart des ressources sont peu corrélées, mais cela ne signifie pas qu'une faible production d'énergie d'une des quatre sources à un instant donné puisse être compensée par une production élevée d'une ou de plusieurs autres sources. Pour définir si ces sources sont complémentaires ou non, nous proposons dans le paragraphe suivant d'évaluer la puissance produite par chaque source au moment où l'une d'entre elles produit peu.

II.5.3. Evaluation des complémentarités et des non-complémentarités

Une source peut être qualifiée comme étant complémentaire par rapport à une autre source si elle produit à une puissance proche de sa valeur nominale lorsque l'autre source ne produit pas ou peu. Il est donc nécessaire de s'intéresser dans cette partie à la puissance produite par chaque source, après avoir étudié dans les paragraphes précédents les caractéristiques temporelles des ressources exploitées.

II.5.3.1. Indicateur utilisé

Afin de comparer la production de chaque source d'une manière équitable, il est proposé d'évaluer la productivité de chaque source selon un indicateur appelé facteur de charge. Pour une source quelconque x , le facteur de charge $F_{ch,x}$ à un instant t_k est défini par [52] :

$$F_{ch,x}(t_k) = \frac{P_x(t_k)}{P_{x,nom}} \quad (\text{II-27})$$

avec :

- $P_{x,nom}$: la puissance nominale d'une source x [W] ;
- P_x : la puissance réellement produite par une source x selon la ressource disponible [W] ;

Le facteur de charge permet de traduire la dégradation de la production due à un niveau de ressource faible. Il est borné selon : $0 \leq F_{ch,x} \leq 1$. Un facteur de charge optimal est donc un facteur de charge de valeur égale à 1, signifiant que la source a fonctionné à sa puissance nominale. Les facteurs de charge pour chacune des quatre sources seront notés :

- $F_{ch,PV}$: facteur de charge d'un panneau solaire photovoltaïque ;
- $F_{ch,WT}$: facteur de charge d'une éolienne ;
- $F_{ch,TT}$: facteur de charge d'une hydrolienne ;
- $F_{ch,WEC}$: facteur de charge d'un houlogénérateur ;

II.5.3.2. Analyse des facteurs de charge horaire sur une année

Il convient dans un premier temps de regarder le facteur de charge horaire pour chaque source au cours d'une année afin d'analyser la productivité des différentes sources. Ainsi, les facteurs de charge des quatre sources pour chaque heure de l'année 2011¹ sont présentés sur la Figure II-14, selon l'heure de la journée et le jour de l'année.

Les facteurs de charge de l'éolienne et du houlogénérateur présentent principalement une tendance saisonnière, avec un facteur de charge globalement plus proche de 1 en hiver qu'en été, ce qui est justifié par des conditions météorologiques généralement plus dépressionnaires en hiver qu'en été pour cette zone. Deux cycles caractéristiques apparaissent sur la production du panneau solaire photovoltaïque : l'alternance jour/nuit est facilement reconnaissable tandis que le caractère saisonnier apparaît avec un niveau de production journalier plus élevé en été qu'en hiver. De plus, la durée d'ensoleillement est plus longue en été par rapport à l'hiver. Enfin, des cycles temporels sont également visibles pour l'hydrolienne : le caractère semi-diurne des marées dans cette zone du Nord de l'Océan Atlantique apparaît (deux pics et deux creux de production par jour), tandis qu'un cycle mensuel est observé, associé au cycle lunaire (un pic de production à une certaine heure de la journée est retrouvé à cette même heure 14 jours plus tard).

Au vu des facteurs de charge observés sur ce tracé, une complémentarité entre la production du panneau solaire photovoltaïque et la production de l'hydrolienne apparaît. En effet, un pic de production de l'hydrolienne survient toutes les deux semaines en début de nuit (entre 22 h et minuit), alors que la production des panneaux solaires photovoltaïques est nulle. Cependant, les pics de

¹ Afin de clarifier la lecture, le tracé proposé concerne seulement l'année 2011. Cependant, les résultats observés pour les années 2012 à 2015 et l'analyse qui en découle sont similaires.

production de l'hydrolienne ne sont pas toujours complémentaires avec une faible productivité des autres sources. En effet, un autre pic de production est observé en fin de matinée toutes les deux semaines, soit au moment du pic de production des panneaux solaires photovoltaïques. Par ailleurs, une complémentarité saisonnière existe entre la production du panneau solaire photovoltaïque et la production de l'éolienne et du houlogénérateur. La production du panneau solaire photovoltaïque est plus élevée en été (rayonnement plus favorable) qu'en hiver, alors que les deux autres sources connaissent une forte productivité en hiver (conditions dépressionnaires plus fréquentes en hiver, favorisant des vitesses de vent élevées et des vagues plus hautes).

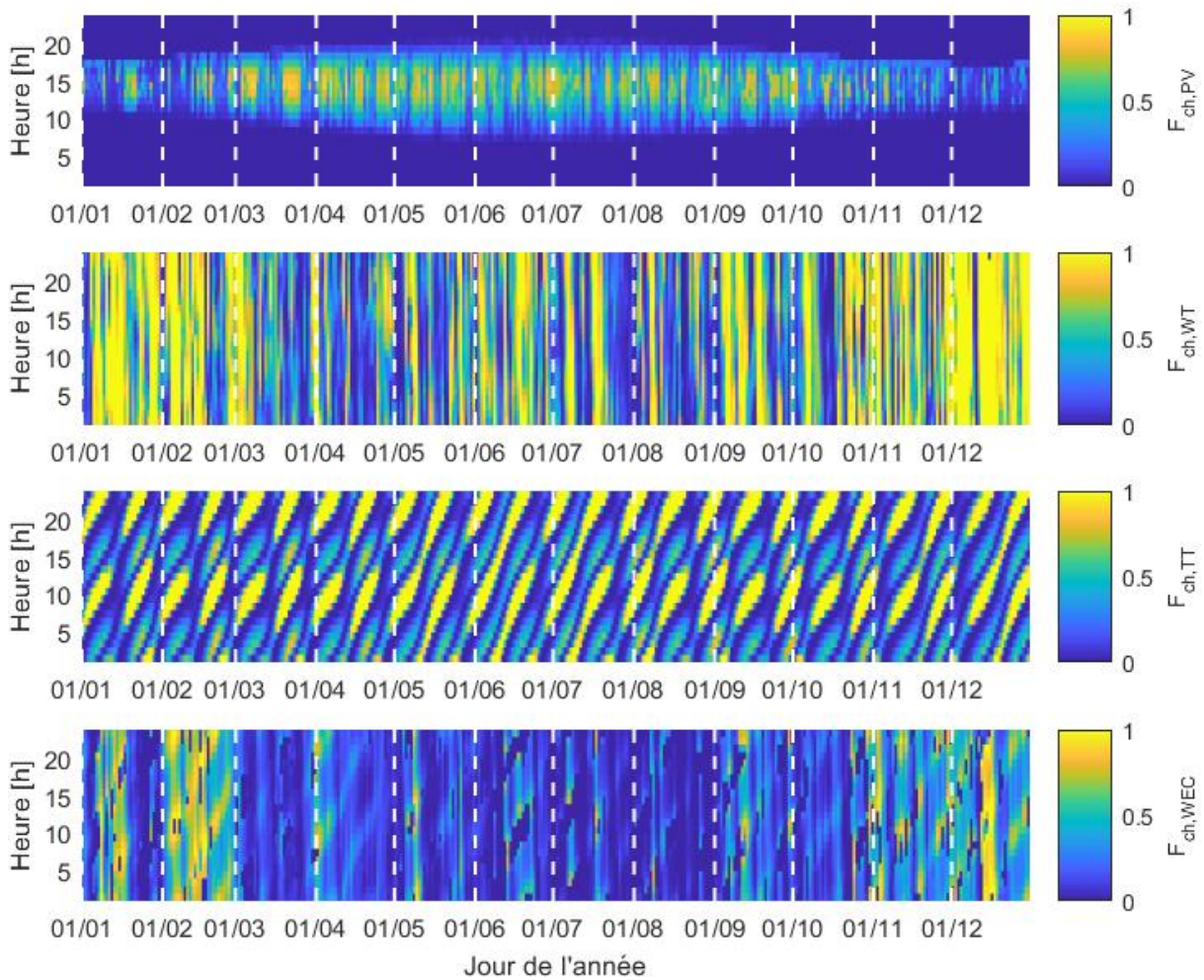


Figure II-14 : Facteurs de charge horaire pour l'année 2011 (PV : panneau solaire photovoltaïque, WT : éolienne, TT : hydrolienne, WEC : houlogénérateur)

Les tracés proposés montrent que les occurrences de faible production peuvent survenir à des instants différents selon les sources, de manière cyclique (panneau solaire photovoltaïque et hydrolienne) ou de manière plus aléatoire (éolienne et houlogénérateur). Il convient donc pour ces situations de faible production de mettre en regard les productivités de chaque source.

II.5.3.3. Analyse statistique des facteurs de charge horaire sur les cinq années de données

Afin d'évaluer si la faible production d'une source peut être compensée par une production élevée d'une ou plusieurs autres sources, signifiant ainsi qu'une complémentarité existerait, une analyse statistique des facteurs de charge horaire est menée sur les cinq années considérées (2011-

2015). Pour les occurrences de faible production de chacune des sources, la distribution de probabilité des facteurs de charge des trois autres sources est évaluée. Le seuil de faible production retenu correspond à un facteur de charge de 0.2. Les résultats obtenus en termes de distribution cumulative sont présentés sur la Figure II-15. Par exemple, pour les occurrences de faible production d'un panneau solaire photovoltaïque ($F_{ch,PV} < 0.2$), dont la probabilité d'occurrence est de 73.3 %, la probabilité que la puissance produite par le houlogénérateur soit supérieure à 50 % de sa puissance nominale ($F_{ch,WEC} > 0.5$) est de 22.6 %, ce qui n'est pas favorable en termes de complémentarité. Par contre, la probabilité que la puissance produite par l'éolienne soit supérieure à 50 % de sa puissance nominale ($F_{ch,WT} > 0.5$) est de 55.1 %. Ainsi, la source la plus complémentaire aux panneaux solaires photovoltaïques apparaît comme être l'éolienne.

Selon ce raisonnement, une analyse des sources qui sont susceptibles de produire le plus et le moins lorsqu'une source produit peu est proposée dans le Tableau II-10, à partir des résultats de la Figure II-15. Ainsi, plusieurs tendances apparaissent :

- L'éolienne et l'hydrolienne présentent la meilleure complémentarité : la faible productivité de l'une d'elles peut être compensée par la productivité de l'autre ;
- L'éolienne est la source susceptible de produire le plus lorsque l'une des trois autres sources produit peu ;
- Le panneau solaire photovoltaïque et le houlogénérateur présentent rarement un facteur de charge élevé lorsqu'une des quatre sources produit faiblement.

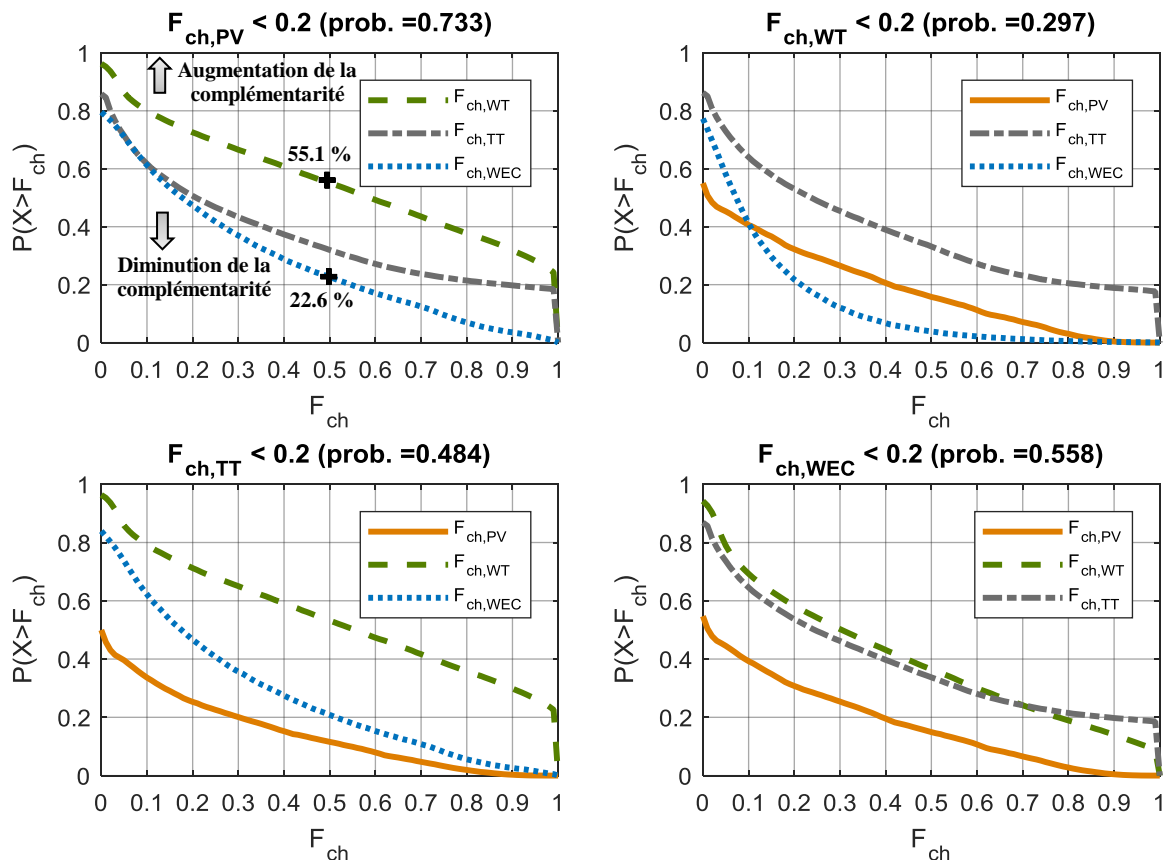


Figure II-15 : Fonctions de répartition des facteurs de charge horaire des autres sources lorsque qu'une source produit peu

Tableau II-10 : Synthèse des complémentarités et non-complémentarités observées, d'un point de vue horaire

Source produisant faiblement	Source la plus complémentaire	Source la moins complémentaire
Panneau solaire photovoltaïque	Éolienne	Houlogénérateur
Éolienne	Hydrolienne	Houlogénérateur
Hydrolienne	Éolienne	Panneau solaire photovoltaïque
Houlogénérateur	Éolienne/Hydrolienne	Panneau solaire photovoltaïque

II.5.3.4. Synthèse et discussion des résultats obtenus

Les résultats obtenus permettent de distinguer différents cycles temporels plus ou moins prévisibles ainsi que plusieurs complémentarités et non-complémentarités entre les différentes sources. Cependant, les tendances observées ici ne sont pas toutes généralisables et transposables à n'importe quelle zone géographique. Il convient donc de dissocier parmi les observations évoquées celles qui pourraient s'appliquer à d'autres endroits de celles spécifiques au site retenu :

Observations générales

- Des cycles temporels déterministes sont associés à la production des panneaux solaires photovoltaïques et des hydroliennes. Liés à des phénomènes astronomiques, ces cycles peuvent être prévus à l'avance selon l'emplacement et l'instant.
- Le pic de production d'une hydrolienne est décalé de quelques minutes d'un jour à l'autre selon le cycle des marées associé à la zone géographique. Ainsi, il peut survenir à des moments où les autres sources ne produisent pas, comme par exemple la nuit lorsque la production des panneaux solaires photovoltaïques est nulle.
- Une complémentarité saisonnière existe entre la production des panneaux solaires photovoltaïques (favorable en été) et la production des éoliennes et des houlogénérateurs (favorable en hiver).
- La dépendance entre le vent et les vagues, mise en avant par un calcul du coefficient de corrélation, implique une simultanéité des pics de production d'une éolienne et d'un houlogénérateur. De même, si l'une de ces deux sources produit peu, il est très probable que l'autre produise peu aussi.
- L'absence de corrélation entre le rayonnement solaire, le vent (auquel on peut associer les vagues) et les courants de marée permet d'obtenir des pics et des creux de production à des instants différents. Cette indépendance n'est pas spécifique à l'emplacement considéré.
- Une influence mutuelle entre les vagues et les courants de marées peut exister, plus ou moins marquée selon la topographie du site.

Observations spécifiques au cas d'étude

- La productivité de chaque source est relative aux caractéristiques du site géographique choisi. Le facteur de charge horaire moyen sur les cinq années considérées pour chaque source atteint les valeurs suivantes : $F_{ch,PV moy} = 0.143$, $F_{ch,WT moy} = 0.533$, $F_{ch,TT moy} = 0.363$ et $F_{ch,WEC moy} = 0.257$. Ainsi, on constate que :
 - Le niveau de rayonnement solaire est peu favorable au regard du facteur de charge observé pour le panneau solaire photovoltaïque (un facteur de charge horaire moyen

compris entre 0.15 et 0.2 est généralement atteint pour les installations solaires photovoltaïques) ;

- La ressource associée au vent présente un niveau très favorable à cet emplacement ;
- L'emplacement du passage du Fromveur présentant des vitesses de courants de marée pouvant atteindre 4 m/s, la productivité de l'hydrolienne présentée ici ne peut pas être généralisée à n'importe quel site géographique. En effet, peu de zones présentent des vitesses supérieures à 1 m/s.
- La faible productivité observée pour le houlogénérateur (le facteur de charge est inférieur à 0.2 plus de la moitié du temps) est due à la topographie de l'emplacement considéré. En effet, la hauteur et la période des vagues sont atténuées à cause de la présence de l'île d'Ouessant d'un côté et du continent de l'autre côté [134] .

Ainsi, l'analyse effectuée précédemment a montré que l'éolienne était la source qui était susceptible de produire le plus lorsque l'une des trois autres sources produisait peu. Cependant, ces observations étant liées au choix du site d'étude, elles ne sont pas forcément valables pour toutes les zones isolées en mer et ne peuvent donc pas être transposées à d'autres cas sans une étude approfondie des données liées aux ressources.

II.6. Conclusions

La modélisation énergétique proposée dans ce chapitre permet de calculer les puissances produites par chacune des sources à partir des données liées aux ressources exploitées, après traitement de celles-ci. À partir de ces modèles et des données associées au cas d'étude de l'île d'Ouessant, une analyse de la productivité des sources a permis de mettre en avant les cycles temporels relatifs à chacune d'elles. Les panneaux solaires photovoltaïques et les hydroliennes présentent des profils de production avec des cycles clairement identifiables, tandis que ceux associés aux éoliennes et aux houlogénérateurs sont moins prévisibles puisqu'ils sont liés uniquement aux conditions météorologiques. L'analyse des facteurs de charge montre l'existence de quelques complémentarités. Celles-ci sont dues aux cycles journaliers du rayonnement solaire et des courants de marée, mais aussi à l'indépendance entre la plupart des ressources. Ainsi, la diversification des sources utilisées présente un intérêt d'un point de vue production d'énergie puisque les sources présentent des creux de production à des instants possiblement différents. Néanmoins, des non-complémentarités sont aussi à souligner, principalement dues à la dépendance entre vent et vagues. Cette analyse des ressources exploitées et de la productivité des sources a fait l'objet d'une publication en conférence [135].

Cependant, cette analyse est dépendante des caractéristiques locales et ne permet pas d'appliquer toutes ces conclusions à n'importe quel emplacement dans le monde. Il serait donc judicieux d'appliquer la même démarche à d'autres cas d'étude pour confirmer ou non certaines tendances. Par ailleurs, une étude de la dispersion spatiale des sources pourrait être envisagée. En effet, une exploitation de différentes ressources sur une surface vaste peut permettre d'obtenir un foisonnement des différentes productions. Pour mener une telle étude, une analyse spatio-temporelle des différentes ressources s'avèrerait nécessaire.

Il convient à présent d'évaluer la capacité des quatre sources étudiées à satisfaire le profil de consommation considéré afin de déterminer le meilleur dimensionnement des sources et la capacité de stockage nécessaire en cas de faible production. Pour cela, nous proposons dans le chapitre suivant une optimisation technico-économique du dimensionnement.

CHAPITRE III

Optimisation technico-économique du dimensionnement

Chapitre III : Optimisation technico-économique du dimensionnement

Sommaire Chapitre III

III.1. INTRODUCTION.....	79
III.2. EVALUATION TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'UN DIMENSIONNEMENT.....	80
III.2.1. Gestion d'énergie considérée	80
III.2.2. Description des indicateurs technico-économiques utilisés.....	83
III.2.2.1. Taux d'insatisfaction de la demande.....	84
III.2.2.2. Nombre d'heures de défaut d'alimentation de la demande.....	84
III.2.2.3. Surplus d'énergie produite	85
III.2.2.4. Coût actualisé de l'énergie.....	85
III.2.3. Exemple de résultats pour un dimensionnement donné	88
III.3. DESCRIPTION DU PROBLÈME D'OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT	90
III.3.1. Formulation du problème d'optimisation.....	91
III.3.2. Méthode et outil considérés pour la résolution du problème.....	93
III.3.2.1. Approches de résolution possibles	93
III.3.2.2. Outil utilisé.....	94
III.4. RÉSULTATS D'OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT	97
III.4.1. Optimisation avec l'ensemble des sources	98
III.4.2. Influence du type de variable de décision.....	104
III.4.3. Résultats selon les sources utilisées.....	105
III.4.4. Analyse de sensibilité économique.....	108
III.4.4.1. Impact d'une variation des coûts d'investissement sur le front de Pareto.....	108
III.4.4.2. Quantification de la sensibilité du coût de l'énergie aux variations des coûts d'investissement	110
III.5. CONCLUSIONS	112

III.1. Introduction

Les chapitres précédents ont montré que les sources d'énergie renouvelable considérées dans ces travaux présentaient des caractéristiques différentes, permettant d'obtenir une production significative de chaque source à des instants possiblement différents. Cependant, le déploiement massif de ces sources dans les réseaux insulaires est freiné par des contraintes, principalement économiques. La satisfaction de la demande nécessite que les moyens de production installés puissent répondre à tout instant à la puissance demandée, afin de garantir le confort des usagers mais aussi assurer la continuité d'alimentation des consommations prioritaires. De plus, les réseaux insulaires ne peuvent pas compter sur une fourniture d'énergie par un réseau continental. Ainsi, la capacité de stockage et la puissance installée des sources sont généralement élevées, ce qui augmente les coûts d'investissement [136]. Par ailleurs, les différentes sources considérées dans ces travaux présentent des coûts hétérogènes : les panneaux solaires photovoltaïques sont actuellement la source d'énergie renouvelable la moins onéreuse à l'achat, tandis que les coûts des sources d'énergie marine renouvelable subsistent à des niveaux élevés à cause notamment des contraintes liées à l'installation [13], [14].

Ainsi, deux objectifs contradictoires apparaissent : minimiser l'insatisfaction de la demande entraîne généralement une augmentation des coûts, tandis qu'une minimisation des coûts risque d'aboutir à un dimensionnement ne permettant pas de satisfaire la demande à tout instant. Une optimisation du dimensionnement doit donc être réalisée pour obtenir la ou les meilleures solutions permettant de minimiser ces deux objectifs [136], [137]. Plusieurs questions liées à l'optimisation du dimensionnement technico-économique d'un tel système multi-sources apparaissent :

- Quel serait le coût de l'énergie produite par un système composé de ces quatre sources et d'un stockage par batteries lithium-ion ? Comment se situerait-il par rapport au coût actuel de production de l'électricité dans les îles et sur le continent ?
- Quelle est la meilleure répartition des quatre sources considérées permettant d'assurer la satisfaction de la demande tout en minimisant les coûts ?
- L'intégration de solutions onéreuses en termes d'investissement, telles que des hydroliennes et des houlogénérateurs, est-elle rentable par rapport à un système basé uniquement sur l'utilisation de solutions classiques, telles que des panneaux solaires photovoltaïques, des éoliennes et des batteries ?

Afin de répondre à ces différentes questions, il est nécessaire d'évaluer, pour un dimensionnement donné, le fonctionnement du système sur une période de plusieurs années pour évaluer sa capacité à satisfaire la demande selon les ressources disponibles et les coûts associés à ce dimensionnement. De plus, le système multi-sources étudié étant composé de batteries, la dynamique liée à l'état de charge des batteries implique une simulation temporelle du fonctionnement du système. Ainsi, l'approche retenue dans nos travaux est basée sur une optimisation du dimensionnement imbriquée avec une évaluation du fonctionnement du système, celui-ci étant régi par des lois de gestion d'énergie. L'optimisation du dimensionnement basée sur une simulation dynamique du système a été considérée dans de nombreux travaux de thèse ces dernières années [57], [79], [94], [100], [103], [138]. Pour chaque dimensionnement généré par l'algorithme d'optimisation, le fonctionnement du système est simulé sur plusieurs années, en considérant un pas de temps horaire afin de limiter le temps de calcul, puis les indicateurs technico-économiques associés à ce dimensionnement sont calculés.

Ce chapitre présente la méthodologie proposée pour optimiser d'un point de vue technico-économique le dimensionnement d'un système multi-sources, en suivant la structuration présentée sur

la Figure III-1. L'évaluation technico-économique d'un dimensionnement est présentée dans la partie III.2, intégrant l'algorithme de gestion d'énergie utilisé pour cette phase d'étude et la méthodologie considérée pour évaluer l'insatisfaction de la demande et les coûts. Le problème d'optimisation du dimensionnement est formulé dans la partie III.3, puis l'approche et l'outil utilisés pour résoudre le problème sont présentés. Différents résultats sont proposés dans la section III.4, incluant une comparaison des différentes combinaisons possibles concernant les sources, afin de montrer l'intérêt d'une utilisation de sources d'énergie marine renouvelable. De plus, nous proposons une analyse de sensibilité économique afin de montrer l'influence des différents coûts.

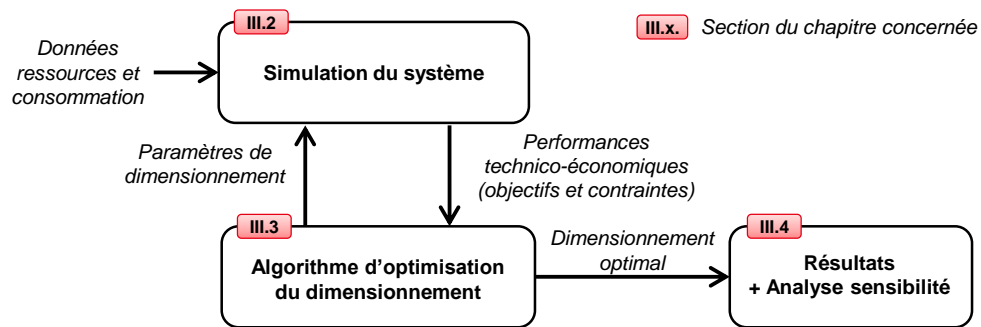


Figure III-1 : Vue globale de la démarche d'optimisation du dimensionnement avec les sections du chapitre concernées

III.2. Evaluation technico-économique d'un dimensionnement

L'optimisation technico-économique du dimensionnement consiste à déterminer le ou les meilleurs dimensionnements permettant de minimiser des critères liés aux performances du système. Les valeurs de ces critères dépendent du mode de fonctionnement retenu. Ainsi, cette partie présente dans un premier temps l'algorithme de gestion d'énergie considéré pour cette phase de l'étude. Les critères technico-économiques sont ensuite détaillés dans la section III.2.2. Enfin, les performances technico-économiques d'un dimensionnement donné pour la gestion d'énergie considérée sont présentées dans la partie III.2.3.

III.2.1. Gestion d'énergie considérée

Le mode de gestion considéré dans ce chapitre consiste à gérer la charge et la décharge de la batterie selon la puissance produite et la puissance consommée, tout en respectant les contraintes associées à son état de charge et à la puissance admissible. Le modèle du système multi-sources considéré est présenté sur la Figure III-2.

Les différentes grandeurs du système sont évaluées à chaque instant t_k tel que :

$$0 \leq k < N, \quad k, N \in \mathbb{N} \quad (\text{III-1})$$

avec :

- k : l'instant courant depuis le début de la période simulée ;
- N : le nombre d'instant de la période simulée.

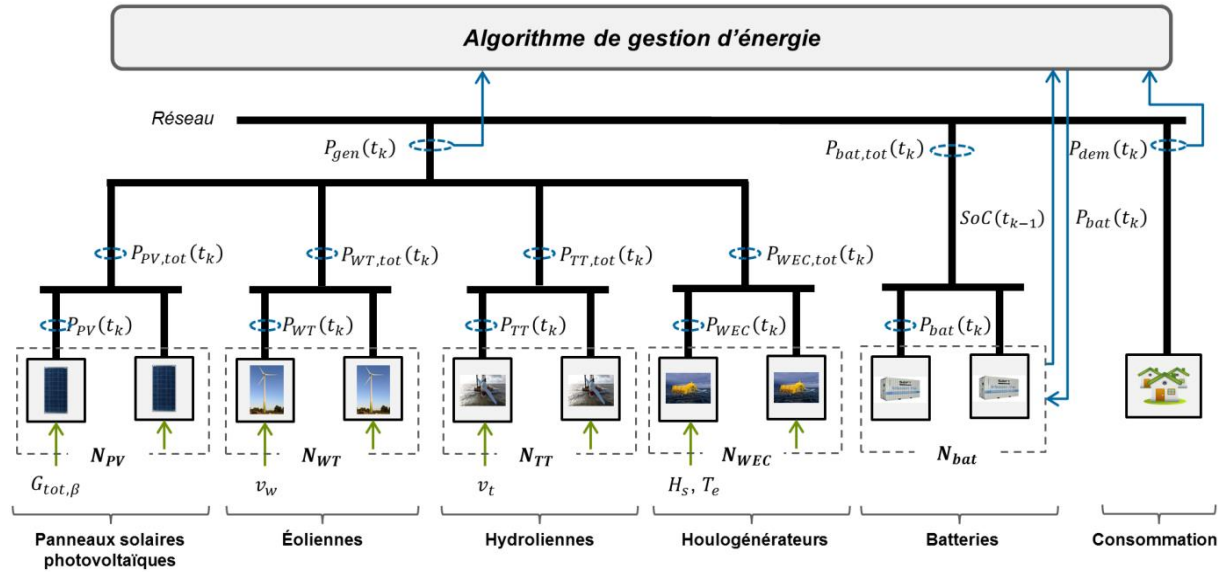


Figure III-2 : Modèle du système multi-sources

➤ **Puissance produite par les sources :**

La puissance totale P_{gen} produite par les sources à chaque instant t_k est définie par la somme des puissances produites par chacune des sources :

$$P_{gen}(t_k) = N_{PV} \times P_{PV}(t_k) + N_{WT} \times P_{WT}(t_k) + N_{TT} \times P_{TT}(t_k) + N_{WEC} \times P_{WEC}(t_k) \quad (\text{III-2})$$

avec :

- N_{PV} : le nombre de panneaux solaires photovoltaïques ;
- N_{TT} : le nombre d'hydroliennes ;
- N_{WEC} : le nombre de houlogénérateurs ;
- N_{WT} : le nombre d'éoliennes ;
- P_{PV} : la puissance électrique produite par un panneau solaire photovoltaïque [W] ;
- P_{TT} : la puissance électrique produite par une hydrolienne [W] ;
- P_{WEC} : la puissance électrique produite par un houlogénérateur [W] ;
- P_{WT} : la puissance électrique produite par une éolienne [W].

➤ **Puissance consommée :**

La puissance consommée P_{dem} correspond à la puissance totale consommée sur l'île d'Ouessant (voir présentation dans le Chapitre II).

➤ **Puissance des batteries :**

Le système multi-sources étudié est composé de N_{bat} batteries. L'algorithme de gestion d'énergie permettant de gérer le système multi-sources et de définir la sollicitation des batteries est présenté sur la Figure III-3. Il est considéré que toutes les batteries sont sollicitées à la même puissance. Les batteries sont chargées si la puissance produite P_{gen} est supérieure à la puissance demandée P_{dem} , tandis qu'elles sont déchargées si la puissance produite est inférieure à la puissance

demandée. Ainsi, la puissance P_{diff} à laquelle une batterie doit être théoriquement sollicitée à un instant t_k est définie par :

$$P_{diff}(t_k) = \frac{P_{gen}(t_k) - P_{dem}(t_k)}{N_{bat}} \quad (III-3)$$

La puissance de la batterie est considérée comme positive en cas de charge et négative en cas de décharge. Cependant, des limites liées à la puissance et à l'état de charge existent, comme évoqué dans le Chapitre II. Si la puissance théorique P_{diff} calculée dans l'équation (III-3) ne respecte pas les contraintes liées à la puissance maximale autorisée pour la charge $P_{ch\ max}$ ou la décharge $P_{disch\ max}$, alors cette puissance est dégradée de manière à respecter ces contraintes. De plus, la batterie ne peut pas être chargée si l'état de charge a atteint le niveau maximal autorisé (SoC_{max}) et elle ne peut pas être déchargée si l'état de charge est au niveau minimal autorisé (SoC_{min}). Ainsi, la puissance P_{bat} à laquelle une batterie est réellement sollicitée est définie par :

$$P_{bat}(t_k) = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{diff}(t_k) < 0 \text{ et } SoC(t_k) \leq SoC_{min} \\ 0 & \text{si } P_{diff}(t_k) > 0 \text{ et } SoC(t_k) \geq SoC_{max} \\ P_{disch\ max} & \text{si } P_{diff}(t_k) < P_{disch\ max} \\ P_{ch\ max} & \text{si } P_{diff}(t_k) > P_{ch\ max} \\ P_{diff}(t_k) & \text{sinon} \end{cases} \quad (III-4)$$

Enfin, la puissance $P_{bat,tot}$ réellement fournie par l'ensemble des batteries est définie par :

$$P_{bat,tot}(t_k) = N_{bat} \times P_{bat}(t_k) \quad (III-5)$$

Par ailleurs, les hypothèses suivantes sont considérées dans l'algorithme de la Figure III-3 :

- **Remplacement d'une batterie :** si l'état de santé SoH d'une batterie atteint la valeur minimale autorisée SoH_{min} , alors la batterie est remplacée. Les batteries étant sollicitées équitablement, leur vieillissement est identique. Elles sont donc toutes remplacées en même temps. Par ailleurs, la minimisation du vieillissement n'est pas considérée dans les stratégies de gestion appliquées. Le nombre de remplacements des batteries au cours de la durée simulée est noté $N_{r\ bat}$. Dans le cas où aucun remplacement ne serait nécessaire au cours des N heures simulées, la durée de vie d'une batterie, exprimée en années, est estimée à partir de la valeur du SoH à l'issue de la simulation (à l'instant t_N) selon :

$$T_{l\ bat} = \frac{N \times (1 - SoH_{min})}{8760 \times (1 - SoH(t_N))} \quad (III-6)$$

- **Échantillonnage considéré :** la simulation est effectuée avec un pas d'échantillonnage horaire ($\Delta t = 1$ h) sur une durée de cinq années, soit $N = 43824$ (entre le 1^{er} Janvier 2011 à 0 h et le 31/12/2015 à 23 h). Les données liées aux ressources et à la consommation sont considérées comme étant constantes pendant une heure.
- **Écrêtage des sources :** l'algorithme de gestion d'énergie proposé pour l'optimisation du dimensionnement ne considère pas d'écrêtage des sources en cas de surplus de production (Figure III-3), c'est-à-dire lorsque $SoC(t_k) = SoC_{max}$ et que $P_{gen}(t_k) > P_{dem}(t_k)$. On considère donc que les puissances produites par les sources à chaque instant correspondent

aux puissances pouvant être extraites des différentes ressources exploitées. L'écrêtage des sources est généralement intégré dans une couche de contrôle présentant un horizon temporel allant de quelques millisecondes à quelques minutes (contrôle primaire et secondaire), alors que la simulation proposée ici est effectuée au pas horaire. Le contrôle des sources permettant d'assurer l'équilibre énergétique sera intégré dans le Chapitre V, lors de l'étude du contrôle infra-horaire du système.

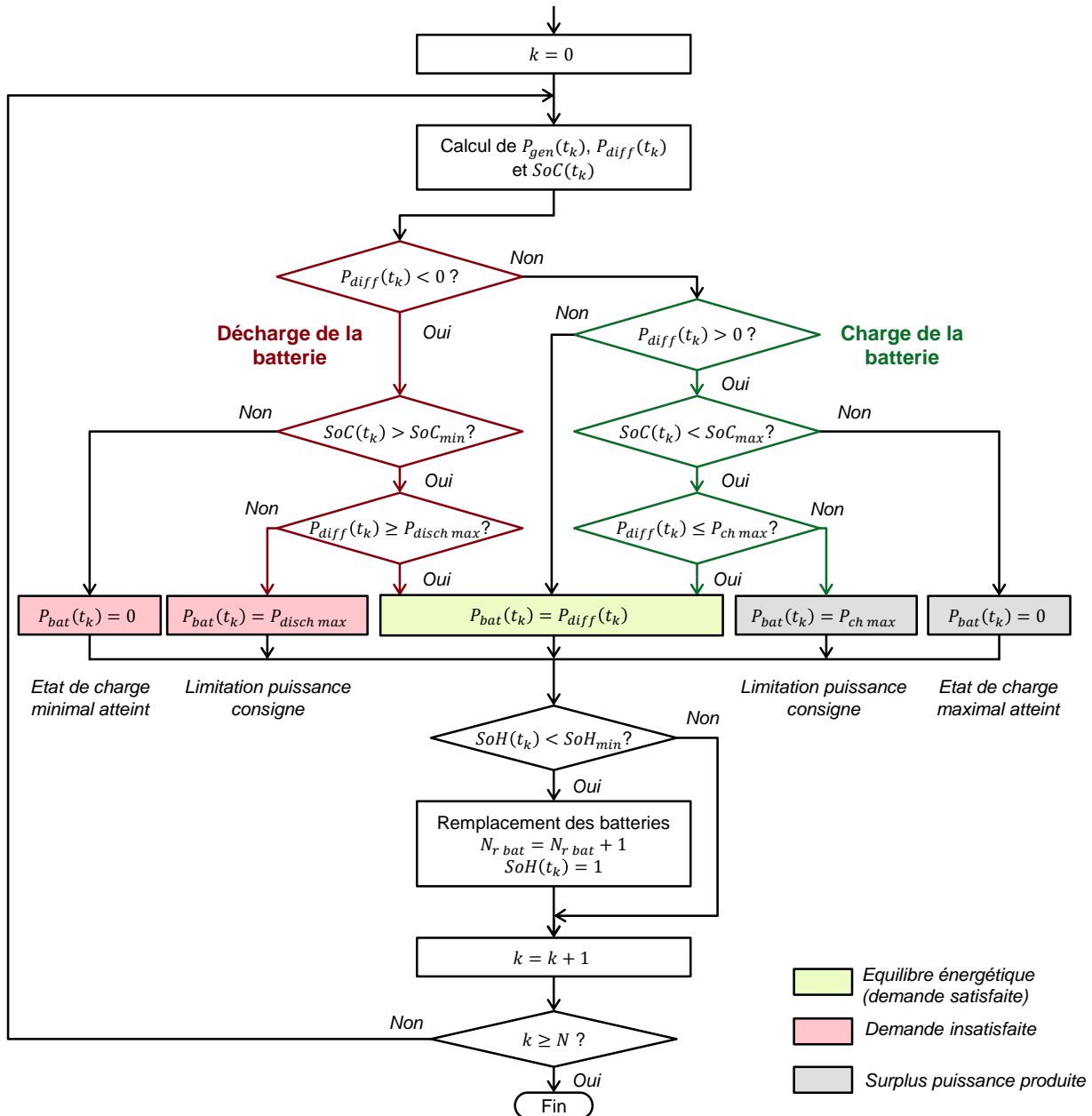


Figure III-3 : Algorithme de gestion d'énergie considéré pour l'étude du dimensionnement

III.2.2. Description des indicateurs technico-économiques utilisés

Les performances technico-économiques liées au dimensionnement d'un système multi-sources peuvent être évaluées selon différents critères technico-économiques. Les critères techniques les plus utilisés dans la littérature concernent le taux d'insatisfaction de la demande, le nombre d'heures d'insatisfaction de la demande et le surplus d'énergie produite [57], [136], [137]. Lorsque des

groupes électrogènes sont utilisés, la pollution émise est évaluée selon le taux de dioxyde de carbone émis [79]. Cependant, le système multi-sources considéré dans ces travaux n'intégrant pas de groupes électrogènes, ce critère ne sera pas retenu par la suite. Le second aspect souvent considéré pour l'évaluation d'un dimensionnement est lié aux coûts. Les indicateurs économiques utilisés sont basés sur le coût du système et sur le coût de l'énergie [136], [137]. Les équations permettant de calculer ces différents indicateurs technico-économique sont présentées ci-après.

III.2.2.1. Taux d'insatisfaction de la demande

Ce type d'indicateur correspond à la part de l'énergie demandée qui n'a pu être satisfaite par le système multi-sources à cause d'une faible production des sources et d'un niveau d'énergie stockée insuffisant. Le taux d'énergie demandée insatisfaite est retrouvé dans la littérature sous différentes appellations [57], [136], [137] : *LPSP* (*Loss of Power Supply Probability*), *LLP* (*Loss of Load Probability*), *UL* (*Unmet Load*), *LOLE* (*Loss of Load Expected*), etc. Ces indicateurs correspondent au ratio entre l'énergie demandée insatisfaite et l'énergie totale initialement demandée, selon une approche probabiliste ou déterministe [136].

L'indicateur retenu dans ces travaux de thèse pour évaluer l'insatisfaction de la demande est noté *UL*, défini pour la période évaluée par [100] :

$$UL = \frac{E_{UL}}{E_{dem}} \quad (III-7)$$

$$E_{UL} = \sum_{k=0}^{N-1} P_{UL}(t_k) \times \Delta t \quad (III-8)$$

$$E_{dem} = \sum_{k=0}^{N-1} P_{dem}(t_k) \times \Delta t \quad (III-9)$$

avec :

- E_{dem} : l'énergie demandée au cours de la période considérée [Wh] ;
- E_{UL} : l'énergie demandée insatisfaite au cours de la période considérée [Wh] ;
- P_{dem} : la puissance demandée [W] ;
- P_{UL} : la puissance demandée non satisfaite [W], définie à chaque instant t_k par :

$$P_{UL}(t_k) = \begin{cases} P_{dem}(t_k) - P_{gen}(t_k) + P_{bat,tot}(t_k) & \text{si } P_{gen}(t_k) - P_{bat,tot}(t_k) < P_{dem}(t_k) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (III-10)$$

Ainsi, l'indicateur *UL* est borné par : $0 \leq UL \leq 1$. Une entière satisfaction de la demande se traduit par $UL = 0$, tandis qu'une insatisfaction totale correspond à $UL = 1$.

III.2.2.2. Nombre d'heures de défaut d'alimentation de la demande

L'insatisfaction de la demande peut être exprimée en nombre d'heures durant lesquelles la demande n'a pu être totalement satisfaite au cours de la période considérée. Afin d'être plus explicite, cet indicateur, noté N_{def} , sera exprimé dans ces travaux en nombre d'heures de défaut d'alimentation de la demande par an, selon :

$$N_{def} = \frac{365 \times 24}{N} \sum_{k=0}^{N-1} \text{defaut}(t_k) \quad (\text{III-11})$$

$$\text{defaut}(t_k) = \begin{cases} 1 & \text{si } P_{UL}(t_k) > 0 \\ 0 & \text{si } P_{UL}(t_k) = 0 \end{cases} \quad (\text{III-12})$$

III.2.2.3. Surplus d'énergie produite

Cet indicateur traduit la quantité d'énergie excédentaire produite par les sources, survenant lorsque la puissance produite est supérieure à la puissance demandée et que les moyens de stockage sont complètement chargés. Utilisé dans différents travaux traitant de l'optimisation du dimensionnement, sa dénomination varie selon l'auteur : *SEP* (Surplus Energie Produite) [100], *TEL* (*Total Energy Lost*) [138], etc. Ainsi, le taux d'énergie excédentaire *SEP* est défini d'après [100] par :

$$SEP = \frac{E_{gen} - E_{dem} + E_{UL} - E_{bat,ch}}{E_{gen}} \quad (\text{III-13})$$

$$E_{gen} = \sum_{k=0}^{N-1} P_{gen}(t_k) \times \Delta t \quad (\text{III-14})$$

$$E_{bat,ch} = \sum_{k=0}^{N-1} \max(0, P_{bat,tot}(t_k)) \times \Delta t \quad (\text{III-15})$$

avec $E_{bat,ch}$ l'énergie accumulée par la batterie (charge) et E_{gen} l'énergie produite par l'ensemble des sources [Wh].

III.2.2.4. Coût actualisé de l'énergie

L'évaluation économique d'un dimensionnement de système multi-sources est souvent effectuée selon le calcul du coût actualisé de l'énergie, noté *LCOE* (*Levelized Cost Of Energy*) [136]. Cet indicateur est utilisé par plusieurs organismes internationaux. Il consiste à calculer le coût de l'énergie réellement consommée à partir des coûts liés à l'investissement, au fonctionnement et à la maintenance ainsi qu'au remplacement des différents éléments au cours de la durée de vie du système, en considérant un taux d'intérêt et un taux d'inflation. L'ensemble de ces coûts forme le coût sur cycle de vie (*LCC : Life Cycle Cost*) [14], [100], [139]. L'indicateur *LCOE*, exprimé en €/kWh, est défini par :

$$LCOE = \frac{LCC}{E_{dem} - E_{UL}} = \frac{\sum_{i=1}^4 LCC_{S,i} + LCC_{bat}}{E_{dem} - E_{UL}} \quad (\text{III-16})$$

avec $LCC_{S,i}$ le coût sur cycle de vie d'une source quelconque i (4 sources au total) et LCC_{bat} le coût sur cycle de vie des batteries [€], définis ci-après. Il est à noter que cet indicateur évalue le coût de l'énergie produite en considérant un profit nul. Le coût *LCOE* est généralement calculé en considérant une durée d'exploitation du système de $N_{exp} = 25$ ans.

Calcul du coût sur cycle de vie des sources ($LCC_{S,i}$)

Les coûts liés à l'investissement ainsi que les coûts liés au fonctionnement, à la maintenance et à l'assurance au cours de la durée de vie d'une source sont pris en compte. Les sources sont considérées comme fonctionnelles pendant l'ensemble de la durée N_{exp} d'exploitation du système, donc aucun remplacement de l'une d'entre elles n'est considéré. Plusieurs publications [13], [14], [139] proposent de calculer le coût sur cycle de vie d'une source i par :

$$LCC_{S,i} = C_{inv,i} + C_{O\&M,i} \quad (III-17)$$

$$C_{inv,i} = C'_{inv,i} \times P_{i,inst} \quad (III-18)$$

$$C_{O\&M,i} = \sum_{a=1}^{N_{exp}} \frac{C'_{O\&M,i} \times P_{i,inst}}{(1+r_i)^a} = C'_{O\&M,i} \times P_{i,inst} \times \frac{(1+r_i)^{N_{exp}} - 1}{r_i \times (1+r_i)^{N_{exp}}} \quad (III-19)$$

$$P_{i,inst} = N_i \times P_{i,nom} \quad (III-20)$$

avec :

- $C_{inv,i}$: le coût d'investissement pour la source i [€] ;
- $C'_{inv,i}$: le coût d'investissement par unité de puissance installée pour la source i , incluant les coûts de l'ensemble de la chaîne de conversion (de l'extraction de la ressource jusqu'à la connexion sur le réseau) [€/kW] ;
- $C_{O\&M,i}$: le coût de fonctionnement et de maintenance pour la source i (*O&M : Operation and Maintenance*) [€] ;
- $C'_{O\&M,i}$: le coût annuel de fonctionnement et de maintenance par unité de puissance installée pour la source i [€/kW/an] ;
- N_{exp} : la durée d'exploitation du système [années] ;
- N_i : le nombre d'unités installées pour la source i ;
- $P_{i,inst}$: la puissance totale installée pour la source i [W] ;
- $P_{i,nom}$: la puissance nominale de la source i [W] ;
- r_i : le taux d'actualisation de la source i .

Le coût $C_{inv,i}$ lié à l'investissement est considéré comme dépensé au début du projet, tandis que le coût $C_{O\&M,i}$ lié au fonctionnement et à la maintenance est actualisé annuellement selon un taux r_i incluant le taux d'inflation et le taux d'intérêt [136].

Calcul du coût sur cycle de vie des batteries (LCC_{bat})

D'une manière analogue à l'évaluation économique des sources, le coût total lié aux batteries peut être décomposé comme une somme de coûts liés à l'investissement ($C_{inv,bat}$), au fonctionnement et à la maintenance ($C_{O\&M,bat}$) et au remplacement ($C_{r,bat}$) [122]. En effet, la durée $T_{l,bat}$ de vie d'une batterie étant souvent inférieure à la durée d'exploitation du système multi-sources (5 à 10 ans pour une batterie contre 25 ans pour la durée d'exploitation du système), un ou plusieurs remplacements peuvent être nécessaires [140]. D'après [122], [141], le coût sur cycle de vie LCC_{bat} des batteries est calculé par :

$$LCC_{bat} = C_{inv,bat} + C_{O\&M,bat} + C_{r,bat} \quad (III-21)$$

$$C_{inv,bat} = C'_{inv,bat} \times C_{bat,inst} \quad (III-22)$$

$$C_{O\&M,bat} = \sum_{a=1}^{N_{exp}} \frac{\alpha_{O\&M,bat} \times C_{inv,bat}}{(1 + r_{bat})^a} = \frac{\alpha_{O\&M,bat} \times C_{inv,bat}}{CRF} \quad (III-23)$$

$$C_{r,bat} = N_{exp} \times CRF \times \sum_{k=1}^{N_{r,bat}} \frac{C_{inv,bat}}{(1 + r_{bat})^{k \times T_{l,bat}}} \quad (III-24)$$

$$CRF = \frac{r_{bat} \times (1 + r_{bat})^{N_{exp}}}{(1 + r_{bat})^{N_{exp}} - 1} \quad (III-25)$$

$$C_{bat,inst} = N_{bat} \times C_{bat,ref} \quad (III-26)$$

avec :

- $C_{bat,inst}$: la capacité totale des batteries installées [Wh] ;
- $C_{bat,ref}$: la capacité nominale d'une batterie [Wh] ;
- $C_{inv,bat}$: le coût d'investissement lié aux batteries [€] ;
- $C'_{inv,bat}$: le coût d'investissement par unité de capacité installée [€/Wh] ;
- $C_{O\&M,bat}$: le coût lié au fonctionnement et à la maintenance des batteries [€] ;
- $C_{r,bat}$: le coût lié au remplacement des batteries au cours de la durée d'exploitation du système [€] ;
- CRF : le facteur de récupération du capital (*Capital Recovery Factor*) ;
- N_{bat} : le nombre de batteries ;
- $N_{r,bat}$: le nombre de remplacements des batteries au cours de la durée d'exploitation N_{exp} ;
- r_{bat} : le taux d'actualisation ;
- $T_{l,bat}$: la durée de vie moyenne des batteries [années] ;
- $\alpha_{O\&M,bat}$: la part annuelle du coût d'investissement liée au coût de fonctionnement et de maintenance.

Le coût $C_{inv,bat}$ lié à l'investissement est considéré comme dépensé au début du projet tandis que les coûts liés au fonctionnement $C_{O\&M,bat}$ et au remplacement $C_{r,bat}$ tiennent compte d'un taux d'actualisation r_{bat} , incluant le taux d'intérêt et le taux d'inflation. Le facteur de récupération du capital CRF permet d'annualiser le coût de remplacement des batteries.

Valeurs économiques considérées

Les valeurs économiques utilisées dans la suite du chapitre sont présentées dans le Tableau III-1, pour lesquelles l'origine et quelques précisions sont données ci-dessous :

- **Panneau solaire photovoltaïque** : les données sont basées sur une publication de l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) datant de 2016 [139], correspondant aux coûts en France des installations de plusieurs dizaines de kilowatts ;

- **Éolienne** : les données sont issues d'une publication de l'ADEME [139], correspondant aux coûts pour l'éolien terrestre en France en 2016 pour des éoliennes de taille moyenne (hauteur du mât inférieure à 100 m) ;
- **Hydrolienne** : les données sont issues d'une publication de l'ADEME [139], correspondant aux coûts en France des projets de fermes d'hydroliennes en 2020 ;
- **Houlogénérateur** : les données sont issues d'un rapport de l'IEA (*International Energy Agency*) publié en 2015 [14], correspondant aux valeurs moyennes des coûts pour des projets ayant atteint la phase de développement commercial à pleine échelle.

Un taux d'actualisation $r_i = 5\%$ est retenu pour l'ensemble des sources, correspondant à une valeur intermédiaire par rapport aux valeurs trouvées dans la littérature, pouvant aller jusqu'à 10% [139]. Par ailleurs, les publications existantes soulignent que peu de projets liés aux hydroliennes et aux houlogénérateurs ont été développés à pleine échelle en mer [14]. Les industriels ont notamment des difficultés à estimer de façon fiable les coûts d'exploitation et de maintenance à cause du manque d'expérience. Le manque de recul et la dispersion des valeurs des coûts pour ces deux sources [14] incitent donc à prendre avec précaution les valeurs retenues dans le cadre de ces travaux de thèse (Tableau III-1). Une variation de ces coûts sera considérée dans l'analyse de sensibilité menée dans le paragraphe III.4.4.

Tableau III-1 : Paramètres économiques liés aux sources

Source	$C'_{inv,i}$ [€/kW]	$C'_{O\&M,i}$ [€/kW/an]	r_i [%]
PV	1600	48	5
Éolienne	1350	47	5
Hydrolienne	6800	250	5
Houlogénérateur	3700	230	5

Les valeurs considérées pour les paramètres économiques associés aux batteries lithium-ion sont : $C'_{inv,bat} = 860$ €/kWh (coût moyen d'investissement en 2016 [140]) et $\alpha_{O\&M\ bat} = 0.02$ [142]. Le taux d'actualisation est considéré comme étant identique à celui des sources : $r_{bat} = 5\%$.

III.2.3. Exemple de résultats pour un dimensionnement donné

Une évaluation des performances technico-économiques d'un dimensionnement donné est proposée ci-après, en considérant l'algorithme de gestion expliqué dans la partie III.2.1 et les indicateurs présentés dans la partie III.2.2. Les paramètres relatifs à la situation évaluée sont donnés dans le Tableau III-2. Le dimensionnement considéré est composé d'une quantité d'éoliennes, d'hydroliennes et de houlogénérateurs permettant d'obtenir pour chacune de ces sources une puissance installée totale similaire (autour de 2.4 MW). La puissance installée associée aux panneaux solaires photovoltaïques est plus faible à cause des contraintes liées à l'encombrement (atteindre une puissance installée de 2.4 MW nécessiterait plusieurs hectares, ce qui n'est pas forcément réaliste pour une île de cette taille).

Tableau III-2 : Paramètres liés au dimensionnement évalué dans la partie III.2.3

Paramètre	N_{PV}	N_{WT}	N_{TT}	N_{WEC}
Valeur	2632 ($P_{inst,PV} = 500$ kW)	3 ($P_{inst,WT} = 2.43$ MW)	8 ($P_{inst,TT} = 2.4$ MW)	8 ($P_{inst,WEC} = 2.32$ MW)
Paramètre	N_{bat}	SoC_{min}	SoC_{max}	SoC_{intt}
Valeur	6 ($C_{bat,inst} = 6.54$ MWh)	0.1	0.95	0.95

Les performances obtenues concernant les critères techniques sont résumées dans le Tableau III-3 tandis que les résultats économiques sont présentés dans le Tableau III-4, avec une répartition des coûts exprimée en pourcentage du coût total LCC . Le dimensionnement évalué ne permet pas une entière satisfaction de la demande puisque 0.2 % de l'énergie demandée n'a pu être satisfaite, représentant 21 heures de défaut par an. Par ailleurs, l'évaluation économique montre que le coût actualisé de l'énergie $LCOE$ sur 25 ans avec ce dimensionnement serait de 0.333 €/kWh, soit un coût inférieur à celui de la production d'électricité pour l'île d'Ouessant actuellement (0.441 €/kWh [129]) mais supérieur à celui de la tarification heures pleines en France (0.1579 €/kWh en 2019 [143]). La répartition des coûts pour ce dimensionnement montre que 75 % des coûts est associé aux hydroliennes et houlogénérateurs (coûts d'investissement et coûts de fonctionnement et de maintenance). Il est à noter qu'aucun remplacement des batteries n'est nécessaire pour ce dimensionnement. Enfin, on constate un fort taux d'énergie produite inutilisée ($SEP = 73.8\%$).

Tableau III-3 : Résultats liés aux indicateurs techniques

Indicateur	UL	N_{def}	T_{lbat}	N_{rbat}	SEP
Valeur	0.2 %	21 h/an	30.5 années	0 remplacement	73.8 %

 Tableau III-4 : Résultats liés aux indicateurs économiques (répartition des coûts donnée en % du LCC)

Indicateur	$LCOE$	$C_{inv,PV}$	$C_{inv,WT}$	$C_{inv,TT}$	$C_{inv,WEC}$	$C_{O\&M,PV}$	$C_{O\&M,WT}$
Valeur	0.333 €/kWh	800 k€ (1.48 %)	3.28 M€ (6.06 %)	16.32 M€ (30.15 %)	8.584 M€ (15.86 %)	338 k€ (0.63 %)	1.61 M€ (2.97 %)
Indicateur	$C_{O\&M,TT}$	$C_{O\&M,WEC}$	$C_{inv,bat}$	$C_{O\&M,bat}$	$C_{r,bat}$	LCC	
Valeur	8.45 M€ (15.62 %)	7.52 M€ (13.9 %)	5.63 M€ (10.4 %)	1.59 M€ (2.93 %)	0 € (0 %)	54.125 M€	

Les profils liés à la puissance totale produite P_{gen} , à la puissance consommée P_{dem} et la puissance de l'ensemble des batteries $P_{bat,tot}$ sont proposés sur la Figure III-4. Afin de clarifier le tracé, ces profils représentent uniquement les 72 premières heures simulées (du 01/01/2011 à 00h au 04/01/2011 à 00h). L'évolution de l'état de charge de la batterie est présentée sur la Figure III-5, tandis que les facteurs de charge horaire de chaque source sont tracés sur la Figure III-6. Les cycles journaliers des puissances produites par les panneaux solaires photovoltaïques et par les hydroliennes sont facilement reconnaissables sur les profils liés aux facteurs de charge. Ainsi, la puissance totale produite subit aussi ces cycles, ce qui entraîne des phases régulières de charge et décharge de la batterie (Figure III-4).

Ce dimensionnement présente donc un coût de l'énergie $LCOE$ de 0.333 €/kWh et un taux d'insatisfaction UL de 0.2 %. Cependant, il n'est pas certain que ce dimensionnement soit optimal au regard de ces deux critères. De plus, l'amélioration simultanée de ces deux critères est contradictoire : réduire le taux d'insatisfaction implique une augmentation des coûts (augmentation de la quantité de sources et/ou de batteries), alors qu'une diminution des coûts entraîne une augmentation du taux d'insatisfaction. Plusieurs questions peuvent être posées :

- Pour cette valeur de $LCOE$, existe-il un dimensionnement permettant d'obtenir un taux d'insatisfaction UL plus faible ?
- Pour cette valeur du taux d'insatisfaction UL , existe-il un dimensionnement permettant d'obtenir un coût $LCOE$ plus faible ?
- Existe-il un dimensionnement permettant d'obtenir à la fois un coût $LCOE$ plus faible et un taux d'insatisfaction UL plus faible ?

Ainsi, l'optimisation du dimensionnement présentée dans les parties suivantes permettra de répondre à ces questions.

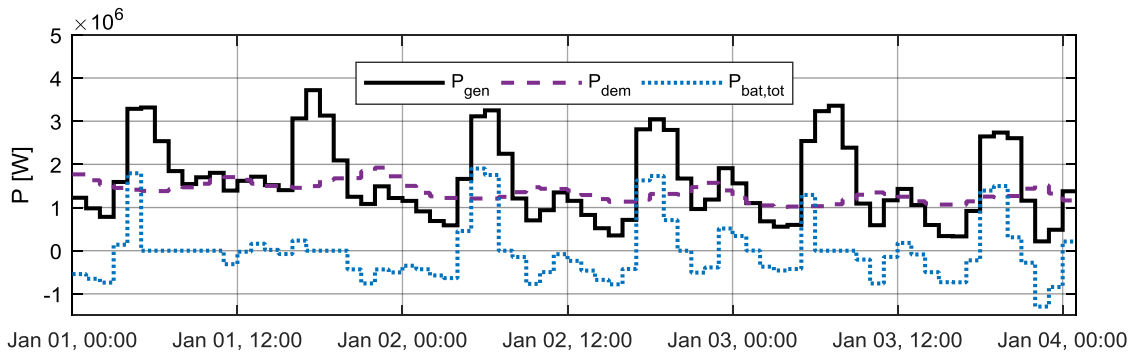


Figure III-4 : Profils des différentes puissances pour la période du 01/01/2011 au 04/01/2011

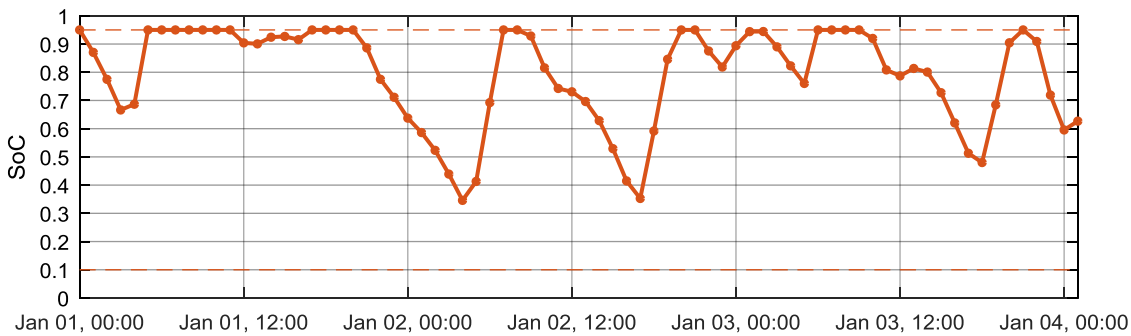


Figure III-5 : Profils de l'état de charge des batteries pour la période du 01/01/2011 au 04/01/2011

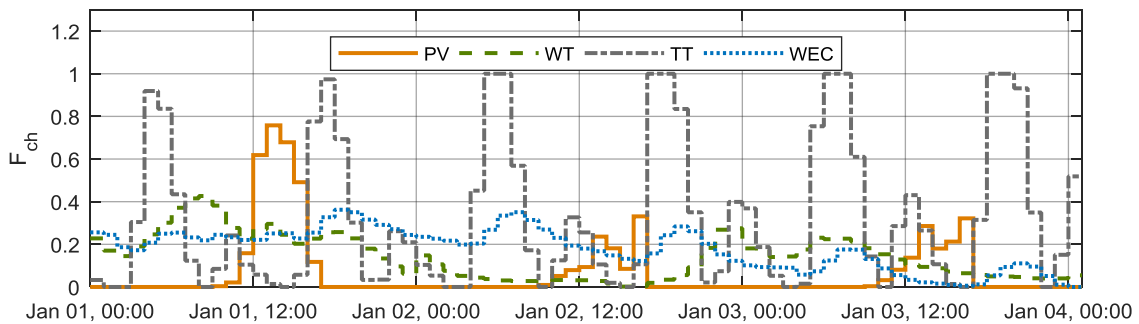


Figure III-6 : Profils des facteurs de charge des sources pour la période du 01/01/2011 au 04/01/2011

III.3. Description du problème d'optimisation du dimensionnement

Les indicateurs décrits dans la partie précédente permettent d'évaluer les performances technico-économiques d'un dimensionnement donné. Comme évoqué dans le Chapitre I et dans la partie III.1, l'amélioration de la satisfaction de la demande se heurte à une hausse des coûts, tandis qu'une baisse des coûts augmente le risque de défaut d'alimentation des consommateurs. Au vu de la diversité des éléments considérés dans ce système, un grand nombre de dimensionnements possibles existe. Pour évaluer les meilleurs dimensionnements au regard des critères liés à l'insatisfaction de la demande et au coût de l'énergie, une optimisation du dimensionnement doit être réalisée. Ainsi, le problème d'optimisation du dimensionnement est formulé dans la partie III.3.1 selon les objectifs à minimiser et les contraintes à respecter, puis l'outil considéré pour la résolution est présenté dans la partie III.3.2.

III.3.1. Formulation du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation du dimensionnement considéré dans ces travaux consiste à déterminer les meilleurs dimensionnements permettant de minimiser deux objectifs contradictoires : l'un est lié à l'insatisfaction de la demande tandis que l'autre est lié au coût de l'énergie. Le problème d'optimisation à résoudre est donc de type bi-objectif (appelé aussi multi-objectif). Il peut être formulé sous la forme générale suivante [144] :

$$\min f_m(X), \quad m \in \{1, 2\} \quad (\text{III-27})$$

Sous les contraintes :

$$\begin{cases} g_i(X) \leq 0 & i = 1, \dots, n_{ci} \\ h_j(X) = 0 & j = 1, \dots, n_{ce} \\ x_{k \min} \leq x_k \leq x_{k \max} & k = 1, \dots, n_x \end{cases} \quad (\text{III-28})$$

avec :

- f_m : les fonctions à optimiser ;
- g_i : la $i^{\text{ème}}$ contrainte d'inégalité (n_{ci} contraintes d'inégalité) ;
- h_j : la $j^{\text{ème}}$ contrainte d'égalité (n_{ce} contraintes d'égalité) ;
- X : le vecteur des n_x variables de décision x_k à optimiser : $X = [x_1, \dots, x_{n_x}]$, une variable x_k étant bornée par une valeur minimale $x_{k \min}$ et une valeur maximale $x_{k \max}$.

Les paragraphes suivants présentent les variables de décision retenues, les objectifs à minimiser et les contraintes associées au problème.

Définition des variables de décision

Les variables de décision associées au problème d'optimisation du dimensionnement correspondent au nombre de composants. Ainsi, le vecteur X des variables de décision x_k est défini par $n_x = 5$ grandeurs :

$$X = [N_{PV} \quad N_{WT} \quad N_{TT} \quad N_{WEC} \quad N_{bat}], \quad X \in \mathbb{N}^5 \quad (\text{III-29})$$

Remarque : on comparera dans la section III.4.2 les résultats obtenus pour des nombres d'éléments de type entier ($x_k \in \mathbb{N}$) et de type réel ($x_k \in \mathbb{R}$), afin d'évaluer l'influence des puissances unitaires associées aux choix technologiques.

Définition des objectifs

Comme évoqué dans l'état de l'art présenté dans le Chapitre I ainsi que dans la partie III.1, les deux objectifs à minimiser consistent à :

- **Minimiser le coût de l'énergie produite** : de nombreux travaux traitant de l'optimisation du dimensionnement utilisent le coût actualisé de l'énergie $LCOE$, tel qu'évoqué dans l'état de l'art présenté dans [136] ;
- **Minimiser l'insatisfaction de la demande** : l'indicateur UL (§III.2.2.1) permet de traduire la gravité (ou la sévérité) du déficit en quantifiant la part de l'énergie demandée qui n'a pu être satisfaite, ce que ne permet pas l'indicateur N_{def} (§III.2.2.2) basé sur le nombre d'heures (il traduit uniquement la fréquence d'apparition du défaut). Ainsi, on retiendra par la suite

comme critère d'optimisation l'indicateur énergétique UL , permettant d'exprimer la part de l'énergie demandée qui n'a pu être satisfaite ni par les sources ni par les batteries.

Ainsi, les fonctions à minimiser sont définies par $f_1 = LCOE$ et $f_2 = UL$.

Définition des contraintes

Les contraintes associées au problème d'optimisation du dimensionnement sont liées aux quantités minimales et maximales pour chacun des composants. L'algorithme de résolution du problème doit trouver une solution satisfaisant les bornes inférieures et supérieures :

$$N_{PV \min} \leq N_{PV} \leq N_{PV \max} \quad (\text{III-30})$$

$$N_{WT \min} \leq N_{WT} \leq N_{WT \max} \quad (\text{III-31})$$

$$N_{TT \min} \leq N_{TT} \leq N_{TT \max} \quad (\text{III-32})$$

$$N_{WEC \min} \leq N_{WEC} \leq N_{WEC \max} \quad (\text{III-33})$$

$$N_{bat \min} \leq N_{bat} \leq N_{bat \max} \quad (\text{III-34})$$

Le choix des bornes inférieures et supérieures sera présenté dans la section III.4.

Synthèse du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation du dimensionnement consiste à déterminer les dimensionnements optimaux permettant de minimiser deux objectifs. Il est formulé selon :

$$\min f_m(X), \quad m \in \{1,2\} \quad (\text{III-35})$$

tel que :

$$f_1 = LCOE \quad (\text{III-36})$$

$$f_2 = UL \quad (\text{III-37})$$

$$X = [N_{PV} \quad N_{WT} \quad N_{TT} \quad N_{WEC} \quad N_{bat}], \quad X \in \mathbb{N}^5 \quad (\text{III-38})$$

sous contrainte :

$$x_{k \min} \leq x_k \leq x_{k \max} \quad (\text{III-39})$$

Remarque : l'optimisation du dimensionnement considérée dans ces travaux est basée sur des critères technico-économiques relatifs à la durée d'exploitation du système ($N_{exp} = 25$ ans). Cependant, les valeurs de ces critères sont calculées à partir d'une simulation dynamique du système sur une durée de 5 ans ($N = 43824$ h), correspondant à la période des données disponibles. Ainsi, on considèrera que le taux d'insatisfaction UL obtenu à l'issue de la simulation sur les cinq ans serait le même que celui obtenu pour la durée d'exploitation N_{exp} . Cette hypothèse reviendrait à simuler cinq périodes de cinq années, chacune de ces périodes étant basée sur les cinq années de données disponibles. Afin de limiter le temps de calcul, la simulation d'une seule période de cinq années sera effectuée. Pour faciliter la lecture et l'interprétation des résultats, les résultats présentés dans la suite de ce chapitre seront associés à la durée d'exploitation du système ($N_{exp} = 25$ ans).

III.3.2. Méthode et outil considérés pour la résolution du problème

Le problème d'optimisation du dimensionnement considéré dans ces travaux est de type multi-objectif. Il consiste à minimiser simultanément deux objectifs contradictoires (III-36), l'un étant lié au coût de l'énergie (f_1) tandis que l'autre est lié à l'insatisfaction de la demande (f_2). La solution optimale vis-à-vis d'un objectif n'est pas forcément la meilleure solution pour l'autre objectif. Un compromis entre les deux objectifs doit donc être trouvé. Ainsi, il existe un ensemble de solutions optimales, regroupées dans un ensemble appelé front de Pareto [144] (ces solutions sont aussi qualifiées comme étant Pareto-optimales). Ces solutions optimales dominent au sens de Pareto les autres solutions possibles, comme représenté sur la Figure III-7. Une solution X_a domine une solution X_b si et seulement si [144] :

$$\forall m \in \{1,2\} f_m(X_a) \leq f_m(X_b) \quad \text{et} \quad \exists m \in \{1,2\} f_m(X_a) < f_m(X_b) \quad (\text{III-40})$$

Autrement dit, une solution X_a domine une solution X_b si au moins un des objectifs de X_a est amélioré, les autres étant au pire égaux à ceux de X_b [101]. L'ensemble des solutions dominantes constitue le front de Pareto.

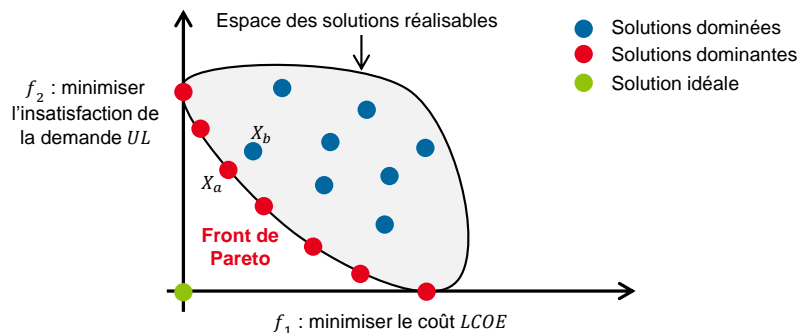


Figure III-7 : Représentation de la notion de dominance au sens de Pareto pour une optimisation bi-objectif

III.3.2.1. Approches de résolution possibles

La résolution d'un problème d'optimisation multi-objectif peut être effectuée selon deux approches [101], [103], [144] :

- **Approche non-Pareto** : le problème d'optimisation multi-objectif est transformé en un problème mono-objectif, en pondérant chacun des objectifs selon le compromis souhaité afin d'obtenir une seule grandeur à minimiser. Ainsi, une seule solution est proposée par l'algorithme de résolution. Cette approche est aussi appelée approche scalaire. Le choix du dimensionnement selon le compromis souhaité est fait selon une approche *a priori* : la recherche de la solution optimale est influencée par la transformation du problème d'optimisation avant le lancement de l'algorithme de résolution. Le résultat obtenu dépend donc de la méthode utilisée pour la transformation du problème et des hypothèses posées. Les principaux outils utilisés pour cette approche sont : méthode de pondération des critères, méthode du but à atteindre, méthode ε -contrainte, etc. [101], [144].
- **Approche Pareto** : le processus de recherche dans l'espace des solutions possibles considère la notion de dominance au sens de Pareto. Ainsi, un ensemble de solutions présentant les meilleurs compromis au regard des objectifs à minimiser est proposé au concepteur. Le choix du dimensionnement selon le compromis souhaité est fait selon une approche *a posteriori* : la recherche des solutions optimales est d'abord effectuée par l'algorithme de résolution, avant la

prise de décision concernant la solution à retenir. Les principaux outils utilisés pour cette approche sont basés sur des méthodes dites approchées, en utilisant des algorithmes métaheuristiques tels que les algorithmes évolutionnaires à base de population [103], [144].

L'avantage de l'approche Pareto est de considérer équitablement les objectifs à minimiser. L'approche non-Pareto requiert en effet de transformer le problème d'optimisation en un problème mono-objectif, alors que les grandeurs physiques à minimiser peuvent être de natures différentes. Cette transformation ainsi que le compromis entre les objectifs fixé a priori influent la composition de la solution obtenue [136], [144]. L'un des objectifs de ces travaux de thèse étant d'étudier l'influence des différentes sources sur la satisfaction de la demande et sur le coût de l'énergie, l'équité entre les objectifs à minimiser doit être conservée lors de l'exécution de l'algorithme d'optimisation. Ainsi, on retiendra l'approche de résolution de type Pareto afin de proposer un ensemble de solutions optimales, le choix du dimensionnement étant effectué *a posteriori* selon le compromis désiré, à partir des résultats graphiques.

III.3.2.2. Outil utilisé

L'outil utilisé pour la résolution du problème d'optimisation multi-objectif doit intégrer l'approche Pareto évoquée précédemment, afin de proposer les solutions présentant les meilleurs compromis entre les deux objectifs. Un parcours exhaustif de l'ensemble des solutions possibles impliquerait un temps de calcul très long. Par exemple, en considérant 20 valeurs possibles pour chacun des 5 éléments du vecteur X et une simulation du système en 1 s pour chaque configuration, on obtiendrait un temps de calcul total de 20^5 secondes, soit 37 jours. Le problème d'optimisation de type combinatoire posé ici doit donc être résolu avec une méthode permettant de balayer rapidement l'espace des solutions sans évaluer toutes les solutions possibles, afin de converger vers les meilleures solutions. Les points suivants doivent être considérés pour le choix de l'outil de résolution :

- Le nombre de variables de décision du problème ainsi que leur valeurs limites impliquent un espace de recherche vaste, avec une optimisation de type combinatoire ;
- Le temps de calcul doit être acceptable (quelques heures) ;
- Les contraintes associées à la batterie rendent le problème non-linéaire.

Les outils utilisés pour résoudre ce type de problème sont souvent basés sur des méthodes approchées utilisant des métaheuristiques. Ces méthodes permettent de converger rapidement vers un optimum global grâce à une approche stochastique. Une revue bibliographique des différents outils considérés dans la littérature est proposée dans plusieurs références [103], [136], [137]. Les algorithmes les plus utilisés sont l'algorithme génétique, l'algorithme basé sur le recuit simulé et l'algorithme basé sur les essais particuliers.

Le choix de l'outil utilisé pour la résolution du problème présenté dans ce chapitre s'est porté vers l'algorithme génétique NSGA-II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm*, 2^{ème} version), développé par K. Deb *et al.* en 2002 [145]. Cet algorithme a en effet été utilisé dans de nombreux travaux traitant de l'optimisation du dimensionnement ces dernières années, tels que la thèse d'A. Bouabdallah [100], de D. Abbes [103], de Y. Thiaux [96] ainsi que dans plusieurs références citées dans [136]. Sa fréquente utilisation est souvent justifiée par les avantages suivants :

- Tri des solutions selon la dominance de Pareto au cours de son exécution et conservation des meilleures solutions d'une itération à une autre [103] ;
- Capacité à parcourir l'espace de solutions rapidement afin de trouver l'optimum global [96] ;

- Efficacité pour la résolution de problèmes d'optimisation difficiles (non-linéaires, dimension élevée, etc.) [144] ;
- Paramétrage et implémentation simples [103], etc.

Quelques explications sur le principe de fonctionnement de l'algorithme NSGA-II sont proposées ci-après, selon plusieurs références [96], [100], [103], [145].

Description de l'algorithme NSGA-II

L'algorithme génétique NSGA-II est un algorithme génétique évolutionnaire, basé sur la théorie de l'évolution naturelle des espèces évoquée par C. Darwin en 1859 : sous contrainte de la sélection naturelle, les espèces peuvent s'adapter à leur milieu en modifiant leur patrimoine génétique, afin d'améliorer leur adaptation à l'environnement dans lequel elles vivent. Selon ce principe, les liens suivants peuvent être établis entre le vocabulaire lié au domaine de la génétique et celui lié au problème d'optimisation du dimensionnement :

- **Chromosome** : le nombre d'unités d'un élément (source ou stockage) du système multi-sources, correspondant à un élément du vecteur X ;
- **Individu** : un dimensionnement caractérisé par un vecteur X , soit un ensemble de 5 chromosomes ;
- **Population** : un ensemble de dimensionnements (individus), chacun étant caractérisé par un vecteur X . Certains dimensionnements peuvent être identiques dans une population. Une population est composée de N_{ind} individus ;
- **Génération** : une itération de l'algorithme, au cours de laquelle les performances de chaque dimensionnement de la population sont évaluées.

L'algorithme d'optimisation NSGA-II consiste à évaluer une succession de N_{gen} générations, en conservant les meilleurs dimensionnements d'une génération à une autre, c'est-à-dire ceux présentant les meilleures performances au regard des objectifs à minimiser, et en rejetant les dimensionnements les moins performants. L'évolution de la population au fur et à mesure de l'exécution de l'algorithme génétique est présentée sur la Figure III-8 (inspirée des travaux [12], [96], [100], [144], [145]), selon les différentes étapes de l'algorithme NSGA-II décrites ci-après :

- Une population initiale de N_{ind} individus est d'abord créée aléatoirement, afin d'être utilisée lors de la 1^{ère} génération ;
- Chaque génération consiste à évaluer les performances de $2N_{ind}$ individus : les N_{ind} parents issus de la génération précédente, auxquels sont ajoutés N_{ind} enfants issus de l'application d'opérateurs génétiques. Ceux-ci apportent une diversification des individus à chaque génération, afin d'explorer l'espace des solutions. Deux types d'opérateurs génétiques (appelés aussi opérateurs d'évolution) sont appliqués aux individus les plus performants de la population parent (phase de sélection) :
 - **Croisement** : les chromosomes de deux individus (2 parents) sont échangés de manière à créer deux nouveaux individus (2 enfants), soit deux nouveaux dimensionnements.
 - **Mutation** : un des chromosomes d'un individu est modifié, aboutissant à un nouveau dimensionnement.
- Une sélection de N_{ind} individus est ensuite effectuée parmi les $2N_{ind}$ individus selon la dominance de Pareto : les individus dominants sont conservés (approche élitiste), puis la population est complétée si besoin avec les meilleurs individus restants de manière à obtenir

une nouvelle population de N_{ind} individus utilisée lors de la génération suivante. Ainsi, les meilleurs individus ne sont jamais perdus d'une génération à une autre.

- L'algorithme génétique est exécuté tant que le nombre de générations N_{gen} n'a pas été atteint.

À la suite de l'exécution de l'algorithme NSGA-II, le front de Pareto est recherché parmi l'ensemble des solutions évaluées, selon la notion de dominance de Pareto donnée en (III-40) et la méthodologie expliquée dans [100]. Bien que les individus de la dernière génération soient situés sur le front de Pareto, ce front peut être composé de plus de N_{ind} solutions, certaines ayant été obtenues lors des générations précédentes [100], [145].

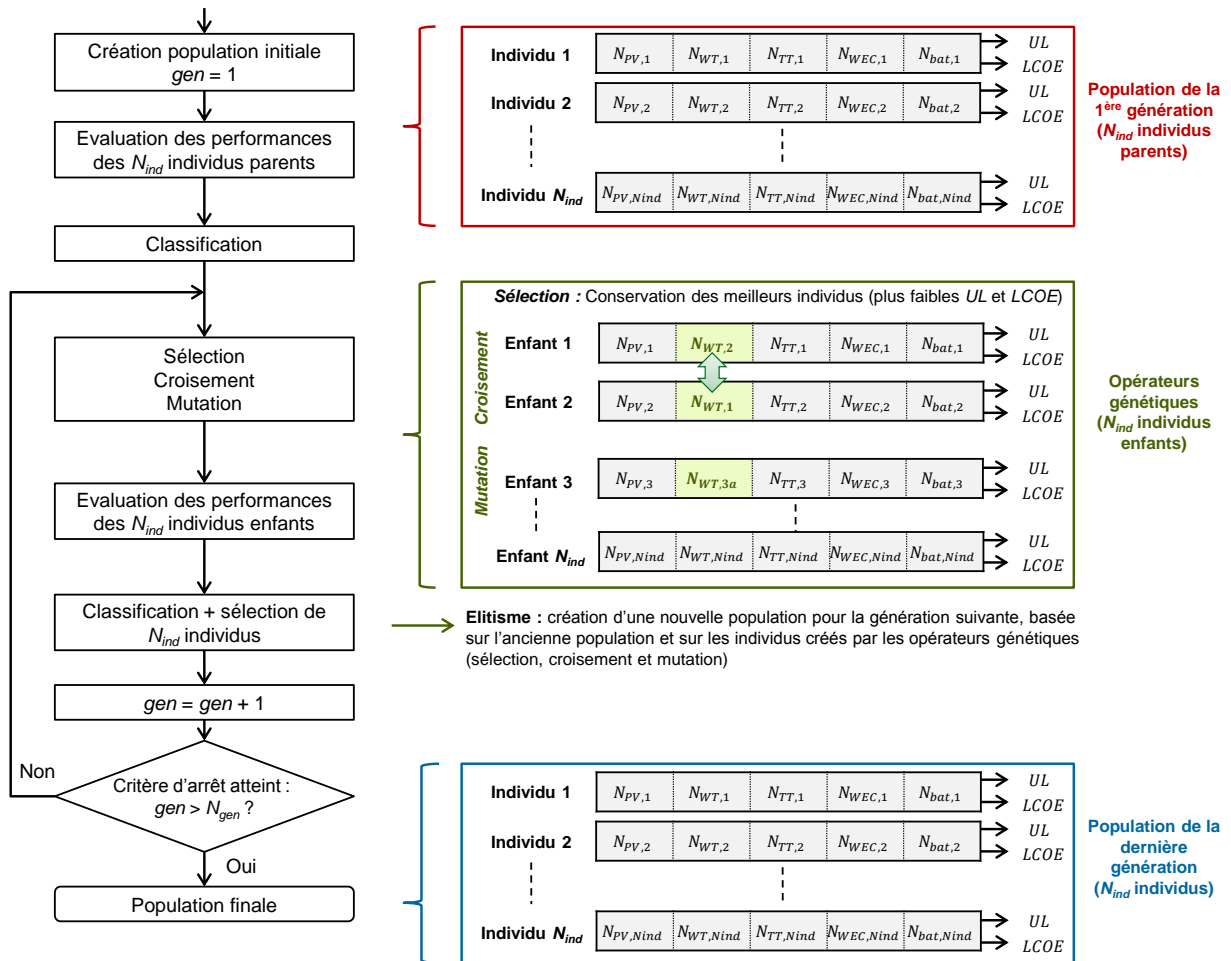


Figure III-8 : Évolution de la population d'individus au cours de l'exécution de l'algorithme génétique NSGA-II (d'après [12], [96], [100], [144], [145])

L'algorithme génétique NSGA-II [146] est implémenté sur le logiciel MATLAB 2017b. Les paramètres associés à l'algorithme NSGA-II utilisé sont présentés dans le Tableau III-5. Les valeurs retenues ont été obtenues après un balayage de différentes valeurs [146]. Elles permettent d'obtenir un bon compromis entre une convergence vers un front de solutions optimales et un temps de calcul acceptable. Les nombres d'individus et de générations considérés aboutissent à un temps de calcul d'environ une heure sur un processeur Intel Core i7-6500U CPU @2.5 GHz.

Tableau III-5 : Paramètres de l'algorithme NSGA-II

Paramètre	Valeur
Nombre d'individus par population N_{ind}	40
Nombre de générations N_{gen}	200
Sélection	Tournoi par rang
Croisement	Type : arithmétique, taux = 1.2
Mutation	Type : gaussien, taux = 0.4

III.4. Résultats d'optimisation du dimensionnement

Le problème d'optimisation présenté précédemment est résolu avec l'algorithme génétique NSGA-II comme présenté sur la Figure III-9, en simulant le fonctionnement du système pour chaque configuration générée, afin d'aboutir au front des solutions optimales au regard des deux objectifs à minimiser. Les valeurs minimales $x_{k\ min}$ et maximales $x_{k\ max}$ des quantités de chaque élément sont données dans le Tableau III-6. Les valeurs minimales sont fixées à 0 afin de laisser la possibilité à l'algorithme génétique de proposer des configurations dans lesquelles un ou plusieurs éléments seraient retirés. En effet, il n'est pas certain que la présence de l'ensemble des cinq éléments soit forcément nécessaire et bénéfique pour minimiser les coûts et l'insatisfaction de la demande. De plus, les bornes maximales sont volontairement fixées à des valeurs élevées afin de s'assurer que le front de solutions optimales obtenu ne soit pas influencé par ces choix. Cependant, la quantité de panneaux solaires photovoltaïques est limitée à 7000 unités au vu de la surface nécessaire et disponible sur l'île pour l'installation de panneaux solaires photovoltaïques (5 ha). Les quantités maximales retenues pour les éoliennes, les hydroliennes et les houlogénérateurs impliquent une puissance totale de plusieurs MW, qui pourrait cependant être obtenue avec des technologies de puissance unitaire plus élevée permettant ainsi de réduire le nombre d'unités.

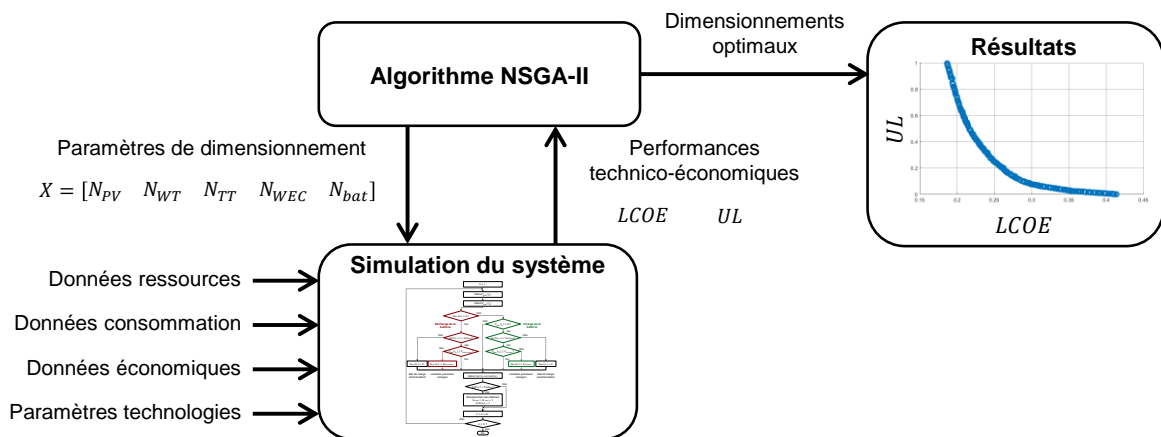


Figure III-9: Vue d'ensemble de l'optimisation du dimensionnement avec simulation du système

Tableau III-6 : Valeurs minimales et maximales des quantités de composants considérées

Paramètre	N_{PV}	N_{WT}	N_{TT}	N_{WEC}	N_{bat}
Valeur minimale	0	0	0	0	0
Valeur maximale	7000	50	50	50	100
	$(P_{PV\ inst\ max} = 1.33\ MW)$	$(P_{WT\ inst\ max} = 40.5\ MW)$	$(P_{TT\ inst\ max} = 15\ MW)$	$(P_{WEC\ inst\ max} = 14.5\ MW)$	$(C_{bat\ inst\ max} = 109\ MWh)$

Les résultats obtenus en termes de dimensionnements et de critères technico-économiques sont présentés ci-après. Dans un premier temps, nous analyserons le front de Pareto obtenu selon différents critères technico-économiques. Nous étudierons l'influence du type de variable de décision dans la partie III.4.2, pour des grandeurs de type entier puis de type réel. Dans la section III.4.3, nous comparerons les fronts obtenus pour différentes configurations de sources, pour une, deux, trois et quatre sources afin de montrer l'influence d'une intégration de sources d'énergie marine renouvelable. Enfin, nous proposerons dans la partie III.4.4 une analyse de sensibilité liée aux critères économiques.

III.4.1. Optimisation avec l'ensemble des sources

Dans cette section, l'optimisation du dimensionnement est réalisée avec des variables de décision de type entier, correspondant au nombre d'unités pour chaque élément du système multi-sources. L'ensemble des points générés lors de l'exécution de l'algorithme génétique ($N_{gen} \times N_{ind} = 8000$ configurations) ainsi que le front de Pareto obtenu sont présentés sur la Figure III-10. Le taux d'insatisfaction UL est limité à 1 %. En effet, les configurations qui présentent une valeur plus élevée sont peu envisageables d'un point de vue acceptabilité sociale et fiabilité du système : elles représentent plus de 130 h/an de situations de défaut d'approvisionnement de la demande. Le front de Pareto obtenu est composé de 316 configurations différentes. Les points dominants présentent un coût actualisé de l'énergie supérieur au coût de la tarification Heures Pleines appliquée en France (0.1579 €/kWh [143]) mais inférieur au coût de production sur l'île d'Ouessant (0.441 €/kWh [129]) où des groupes électrogènes sont actuellement utilisés. Ces résultats peuvent s'expliquer par les tendances observées ces dernières années : les sources d'énergie renouvelable et les batteries voient leur coût d'investissement baisser, alors que le coût du pétrole augmente. Par ailleurs, la configuration étudiée dans le paragraphe III.2.3 n'était pas optimale puisqu'elle se trouve dominée par de nombreuses solutions.

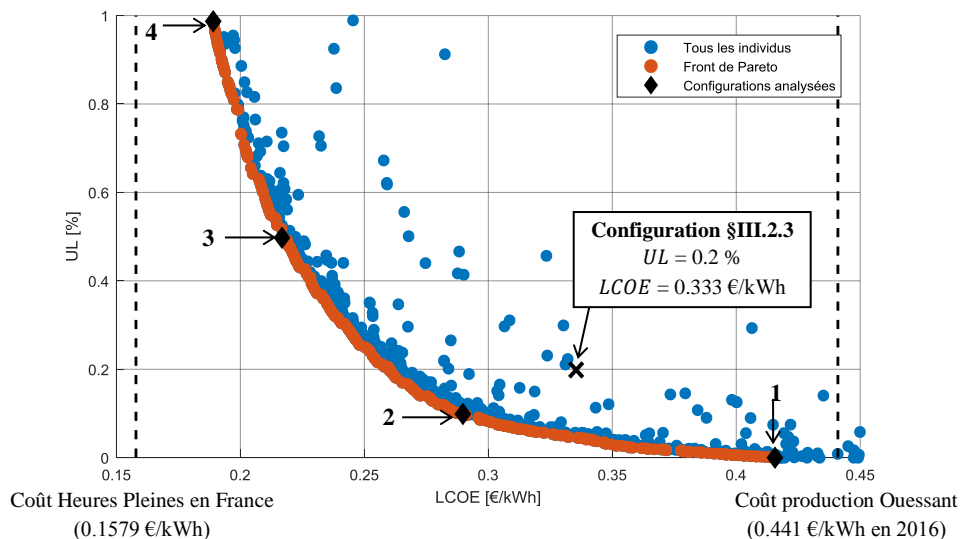


Figure III-10 : Ensemble des individus obtenus lors de l'optimisation du dimensionnement, avec le front de Pareto des solutions dominantes

Analyse des dimensionnements

Chacune des solutions du front de Pareto de la Figure III-10 est caractérisée par des quantités de sources et de batteries, selon le vecteur X défini dans (III-29). Ainsi, les dimensionnements des sources associés à chaque solution sont présentés selon le nombre d'unités sur la Figure III-11 et selon la puissance installée sur la Figure III-12. Pour chaque solution, la répartition de la puissance totale

installée liée aux sources d'énergie renouvelable est proposée sur la Figure III-13, en exprimant la part associée à la puissance installée de chaque source en pourcentage de la puissance totale installée. La quantité et la capacité installée des batteries sont présentées respectivement sur la Figure III-14 et la Figure III-15. De plus, les caractéristiques des quatre solutions numérotées sur la Figure III-10 sont détaillées dans le Tableau III-7. Ces quatre configurations correspondent à des taux d'insatisfaction de 0 %, 0.1 %, 0.5 % et 1 %. Ces différents résultats font apparaître plusieurs tendances :

- **Satisfaction de la demande** : l'amélioration de la satisfaction de la demande, c'est-à-dire la diminution du taux UL jusqu'à une valeur nulle, implique une augmentation conséquente de la capacité de stockage (Figure III-15), et dans une moindre mesure une augmentation de la quantité d'éoliennes (Figure III-11). Par exemple, passer d'un taux d'insatisfaction de 0.1 % à un taux de 0 % nécessite de doubler la capacité de stockage installée (Tableau III-7), ce qui entraîne une augmentation de 43 % du coût de l'énergie (de 0.2897 €/kWh à 0.4156 €/kWh). Par ailleurs, le nombre d'heures d'insatisfaction de la demande pour les configurations obtenues est inférieur à 128 h/an, avec par exemple une valeur de 9.8 h/an pour un taux d'insatisfaction de 0.1 %.
- **Influence des sources** : l'ajout d'éoliennes et de panneaux solaires photovoltaïques est la solution la plus rentable pour atteindre un taux d'insatisfaction nul : plus la valeur de UL diminue, plus les quantités de ces deux sources augmentent (Figure III-11). Le nombre d'hydroliennes atteint son maximum pour un taux d'insatisfaction compris entre 0.4 % et 0.1 % (soit un coût compris entre 0.22 €/kWh et 0.35 €/kWh). Enfin, peu de solutions considèrent l'utilisation de houlogénérateurs (jusqu'à 2 unités maximum). Cette tendance peut s'expliquer par le faible niveau de ressource disponible et le coût élevé de cette technologie. En revanche, les trois autres sources sont utilisées dans l'ensemble des solutions obtenues.
- **Répartition des sources** : les solutions obtenues présentent une répartition hétérogène en termes de puissance installée pour chaque source (Figure III-13). En effet, pour chaque solution, la puissance totale installée est majoritairement associée aux éoliennes (entre 57 % et 80 %), et dans une moindre mesure aux hydroliennes (entre 10 % et 23 %) et aux panneaux solaires photovoltaïques (entre 9 % et 21 %). Les houlogénérateurs sont peu utilisés (puissance installée inférieure à 8 % de la puissance totale).

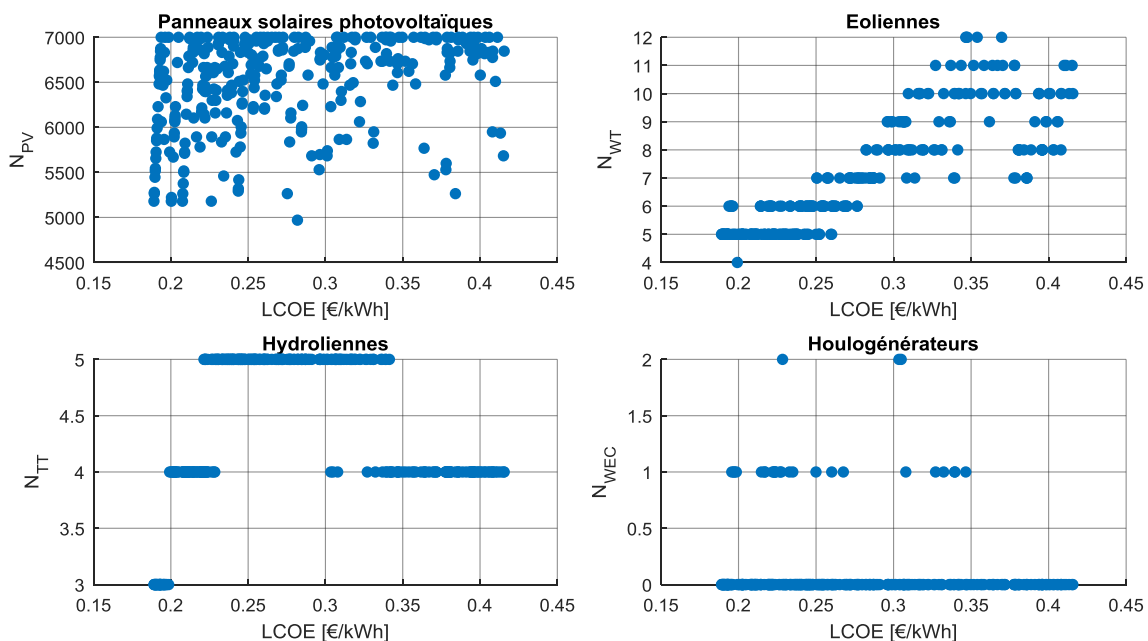


Figure III-11 : Nombre d'unités lié aux sources pour chaque solution du front de Pareto

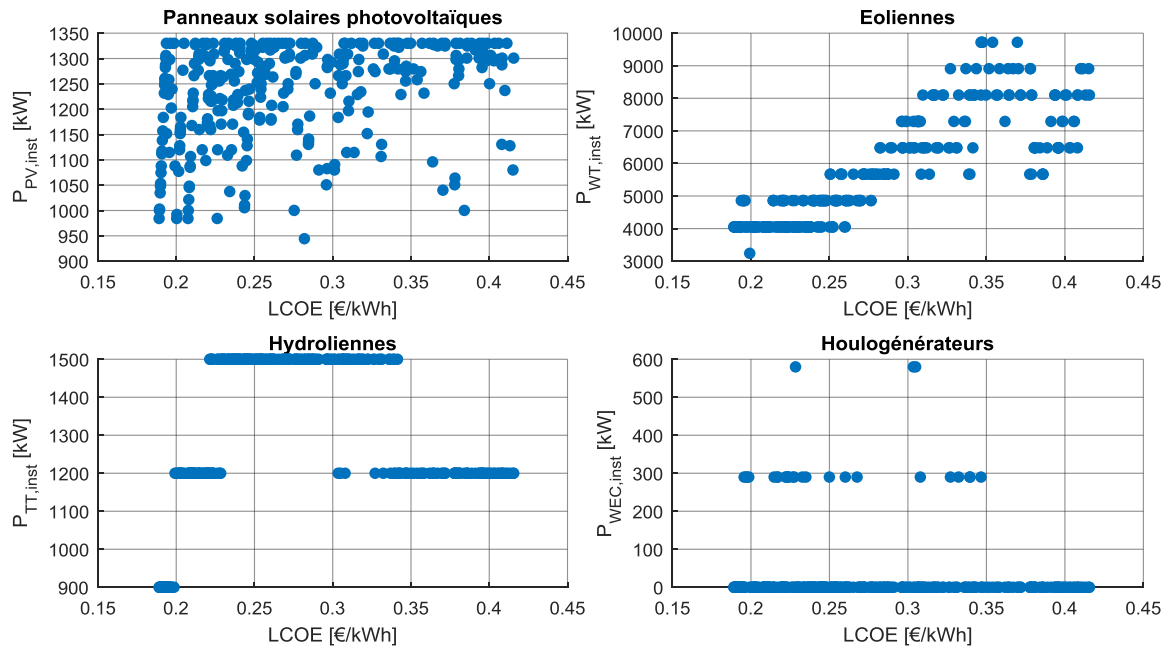


Figure III-12 : Puissance installée liée aux sources pour chaque solution du front de Pareto

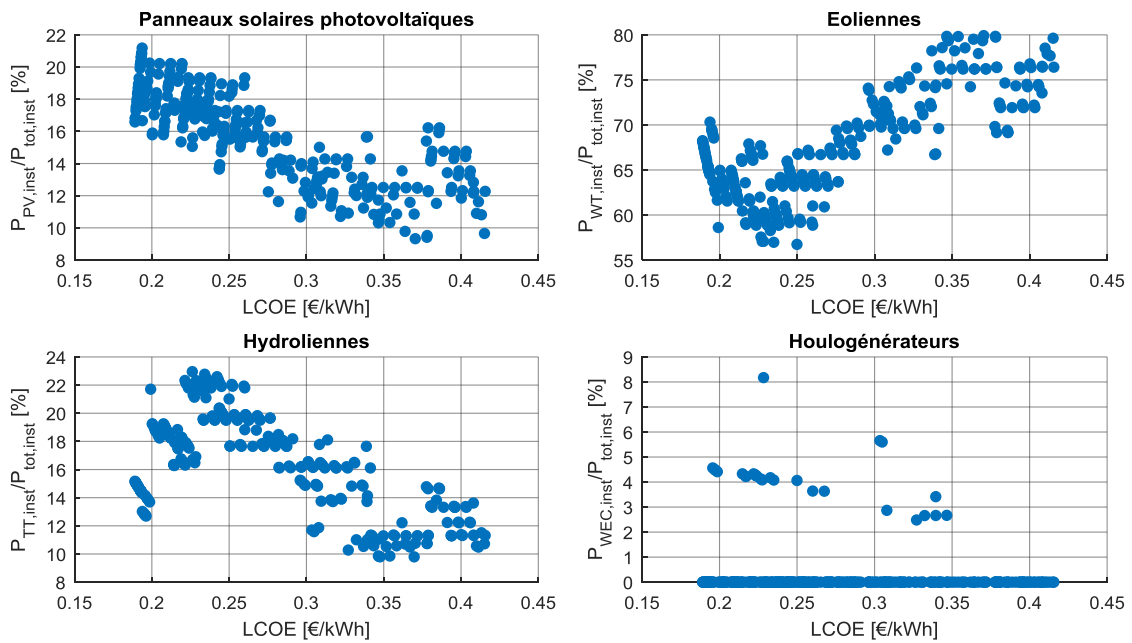


Figure III-13 : Part de la puissance installée de chaque source par rapport à la puissance totale installée pour chaque solution du front de Pareto

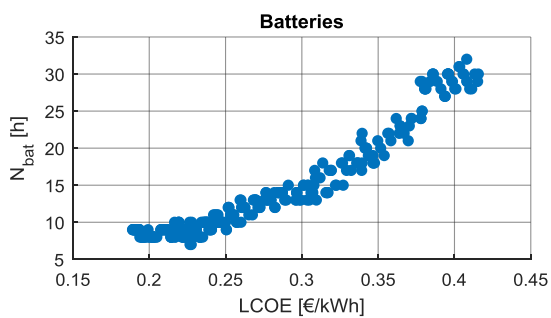


Figure III-14 : Nombre de batteries pour chaque solution du front de Pareto

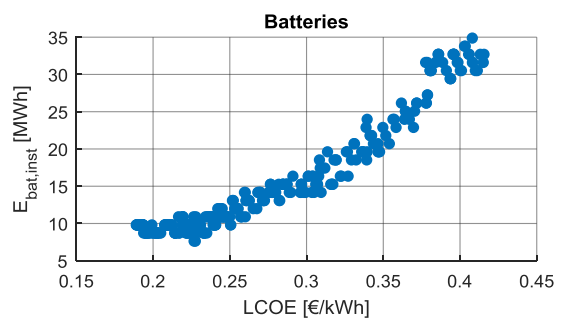


Figure III-15 : Capacité installée totale pour chaque solution du front de Pareto

Tableau III-7 : Grandeurs caractéristiques liées aux quatre points identifiés sur le front de Pareto

Critère		Point →	1	2	3	4
Objectifs	UL [%]		0	0.1	0.5	1
	$LCOE$ [€/kWh]		0.4156	0.2897	0.2168	0.1891
Dimensionnement	N_{PV}		6846	6958	6888	5180
	$P_{PV,inst}$ [MW]		1.3	1.322	1.308	0.984
	$P_{PV,inst}/P_{tot,inst}$		12.27 %	14.21 %	19.11 %	16.58 %
	N_{WT}		10	8	5	5
	$P_{WT,inst}$ [MW]		8.1	6.48	4.05	4.05
	$P_{WT,inst}/P_{tot,inst}$		76.41 %	69.66 %	59.14 %	68.25 %
	N_{TT}		4	5	4	3
	$P_{TT,inst}$ [MW]		1.2	1.5	1.2	0.9
	$P_{TT,inst}/P_{tot,inst}$		11.32 %	16.13 %	17.52 %	15.17 %
	N_{WEC}		0	0	1	0
	$P_{WEC,inst}$ [MW]		0	0	0.29	0
	$P_{WEC,inst}/P_{tot,inst}$		0 %	0 %	4.23 %	0 %
N_{bat}		30	13	8	9	
$C_{bat,inst}$ [MWh]		32.7	14.17	8.72	9.81	
Indicateurs	LCC [M€]		67.726	47.168	35.151	30.505
	SEP [%]		84.93	82.24	74.07	71.94
	N_{def} [h/an]		0	9.8	55.4	127.8
	$T_{l bat}$ [années]		129	54.18	28.56	26.19
	$N_{r bat}$		0	0	0	0

Analyse des indicateurs de performances

Les valeurs des indicateurs techniques associées à chaque solution du front de Pareto sont proposées sur la Figure III-16, concernant le surplus d'énergie produite SEP , le nombre N_{def} d'heures d'insatisfaction de la demande par an et la durée de vie $T_{l bat}$ des batteries. L'analyse de ces courbes permet de souligner quelques points :

- **Surplus d'énergie produite** : les configurations obtenues présentent un taux d'énergie excédentaire supérieur à 70 % (au moins 70 % de l'énergie pouvant être produite par les sources n'est pas utilisé). Cette énergie inutilisée atteint une valeur supérieure à 60 GWh à l'issue des cinq années (à titre de comparaison, l'énergie demandée sur cette période est de 32.608 GWh). Cet excès est dû à la quantité élevée de sources nécessaire pour assurer la satisfaction de la demande lors des phases critiques, survenant uniquement quelques jours par an lorsque les niveaux de ressources disponibles sont faibles. Ainsi, la production de ces sources le reste de l'année est largement suffisante pour alimenter la consommation et charger les batteries. Un écrêtage des sources sera donc nécessaire afin d'assurer l'équilibre énergétique à tout instant (voir Chapitre V), notamment lorsque les batteries sont complètement chargées et la demande est pleinement satisfaite.
- **Sollicitation des batteries** : la quantité de batteries pour chacune des solutions étant élevée, chacune de ces batteries est peu sollicitée (il est considéré que les batteries sont sollicitées à puissance égale) et donc vieillit peu, ce qui implique une durée de vie longue et aucun remplacement des batteries pour les solutions obtenues ($T_{l bat} > 25$ ans et $N_{r bat} = 0$).

Cependant, les valeurs de durée de vie obtenues semblent utopiques : les configurations présentant un coût $LCOE$ supérieur à 0.27 €/kWh présentent une durée de vie des batteries supérieure à 50 ans. Dans la réalité, le remplacement des batteries serait réalisé bien avant, afin de bénéficier des améliorations technologiques.

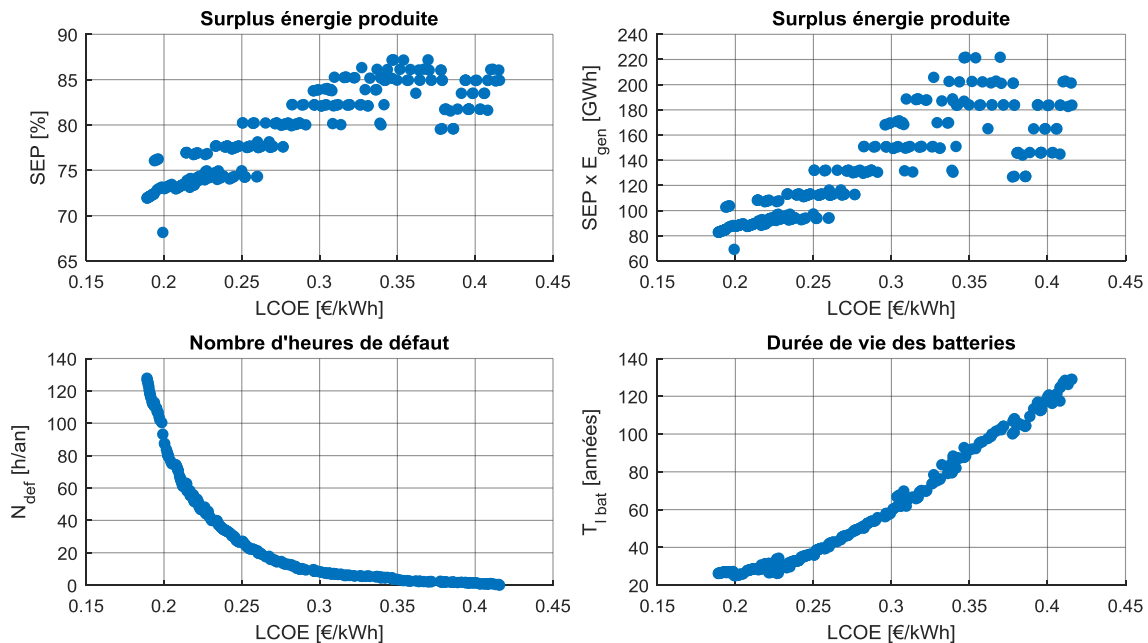


Figure III-16 : Indicateurs techniques pour chaque solution du front de Pareto

Analyse des coûts

La répartition des coûts associés aux quatre configurations de la Figure III-10 est donnée sur la Figure III-17. Quelques tendances apparaissent :

- La principale dépense est liée au coût d'investissement des batteries, représentant entre 21 % et 42 % du coût total.
- Les coûts associés aux éoliennes et aux hydroliennes représentent aussi une part conséquente du coût total : environ 40 % du coût total est lié au coût d'investissement pour ces deux sources, tandis que la part associée aux coûts d'entretien et de maintenance atteint selon la configuration entre 14 % et 20 % du coût total.
- Les panneaux solaires photovoltaïques et les houlogénérateurs étant peu utilisés, ils représentent une faible part du coût total : moins de 15 % du coût total est associé à l'investissement et à la maintenance de ces sources.
- L'ensemble des coûts d'investissement, tous éléments confondus, représente environ 75 % du coût total sur cycle de vie du système multi-sources. Cet aspect peut freiner le développement de tels systèmes puisque les coûts d'investissement sont à payer au début du projet.

Le coût sur cycle de vie LCC de chaque solution est tracé sur la Figure III-18, selon le coût $LCOE$. De plus, il est proposé d'évaluer le montant C_{vente} qui pourrait être obtenu en revendant le surplus d'énergie produite SEP à la valeur du $LCOE$ pour chaque solution du front de Pareto, selon :

$$C_{vente} = SEP \times E_{gen} \times LCOE \quad (III-41)$$

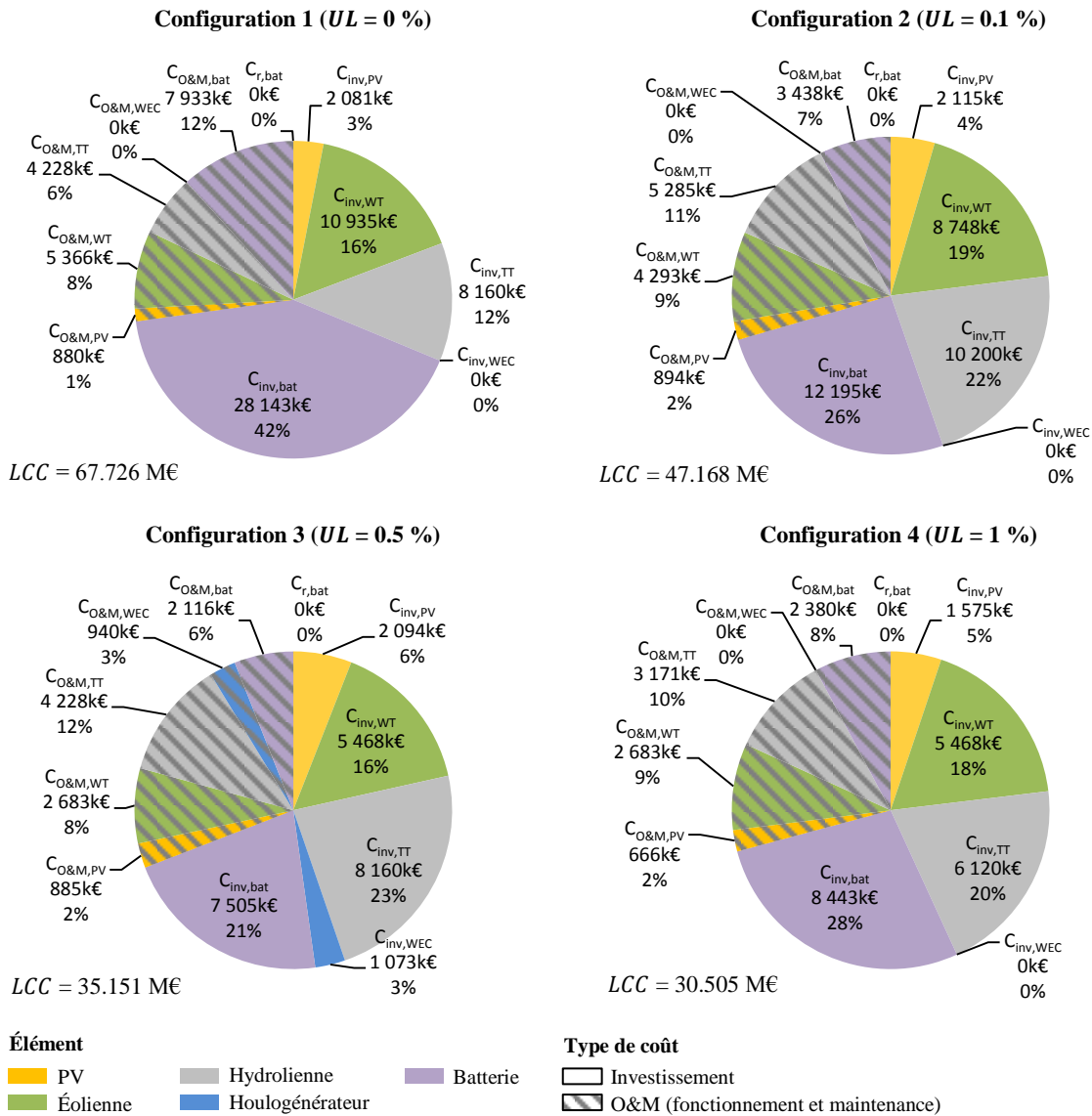


Figure III-17 : Répartition des coûts pour les quatre configurations analysées dans le Tableau III-7

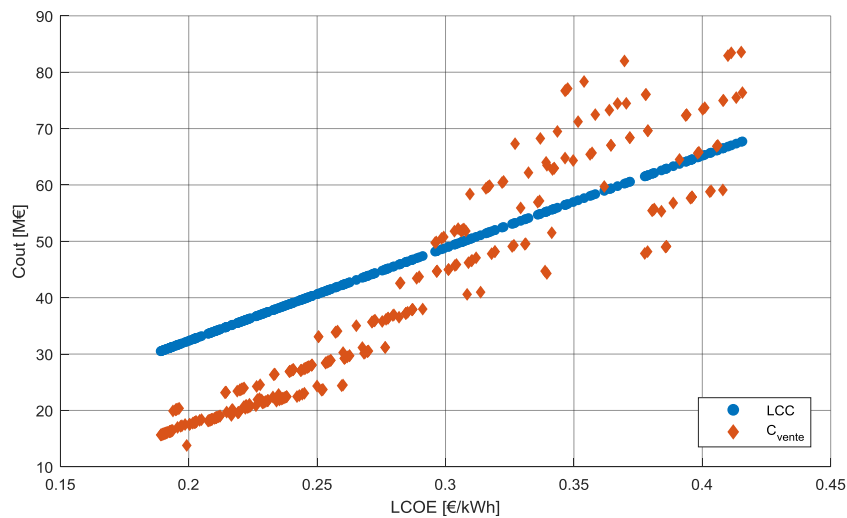


Figure III-18 : Coût sur cycle de vie LCC pour chaque solution du front de Pareto et bénéfice pouvant être obtenu par une revente du surplus d'énergie produite à la valeur du $LCOE$

Les résultats obtenus sur la Figure III-18 montrent que le coût sur cycle de vie *LCC* est compris entre 30 M€ et 70 M€, tandis que le montant obtenu par une revente du surplus de l'énergie produite se situe entre 10 M€ et 85 M€. Il apparaît que pour certaines des configurations présentant un *LCOE* supérieur à 0.3 €/kWh (ce qui correspond à une insatisfaction *UL* de 0.08 %), le montant obtenu par la revente du surplus de production peut dépasser le coût sur cycle de vie *LCC*. Bien que cette observation soit dépendante des nombreuses hypothèses considérées dans cette thèse (données économiques, production des sources selon les ressources disponibles, etc.), le surplus d'énergie produite par un tel système multi-sources semble suffisamment élevé pour que son utilisation pour d'autres usages puisse s'avérer économiquement intéressante (production d'hydrogène par exemple).

Au vu des résultats obtenus, il apparaît que la satisfaction de la demande se fait principalement grâce à la présence d'éoliennes, d'hydroliennes et de batteries. Malheureusement, l'utilisation d'une quantité élevée d'hydroliennes et de batteries implique une augmentation des coûts, à cause du coût d'investissement élevé associé à ces deux éléments. Cependant, les résultats obtenus dépendent des données économiques considérées. Ainsi, nous proposerons dans la section III.4.4 une analyse de sensibilité selon les coûts d'investissement des différents éléments du système.

III.4.2. Influence du type de variable de décision

L'optimisation du dimensionnement réalisée dans le paragraphe précédent était basée sur des variables de décision de type entier. Cependant, les puissances unitaires pour chaque source sont différentes et dépendent du choix technologique effectué : $P_{PV,nom} = 190$ W, $P_{WT,nom} = 810$ kW, $P_{TT,nom} = 300$ kW et $P_{WEC,nom} = 290$ kW. Il n'est donc pas certain que le front de solutions optimal obtenu sur la Figure III-10 soit le même avec des technologies qui auraient des puissances unitaires différentes. Pour confirmer ou non cette possible influence, nous proposerons dans ce paragraphe de comparer les résultats obtenus pour des variables de décision de type entier et de type réel.

L'optimisation du dimensionnement est réalisée 50 fois pour chaque type de variable, afin de quantifier la dispersion des fronts obtenus dû à l'utilisation d'une méthode méta-heuristique. La comparaison des résultats doit être effectuée pour un point présentant une valeur identique pour l'un des deux objectifs. Ainsi, les résultats correspondant au point d'insatisfaction nulle ($UL = 0$ %) sont comparés. Les autres points ne présentent pas forcément les mêmes valeurs d'insatisfaction et de coût d'une optimisation à une autre, ce qui rend difficile une comparaison équitable. Par ailleurs, les bornes minimales et maximales pour les deux types de variables de décision sont identiques à celles utilisées précédemment (Tableau III-6). Les résultats obtenus pour le point $UL = 0$ % sont présentés dans le Tableau III-8. Pour chaque type de variable, le coût de l'énergie est exprimé selon la valeur moyenne, les valeurs minimale et maximale ainsi que l'écart type des valeurs obtenues, afin de quantifier la dispersion des résultats pour les 50 optimisations réalisées. Les résultats obtenus montrent globalement une réduction des valeurs du coût de l'énergie avec des variables de décision de type réel, bien qu'une dispersion des résultats existe pour les deux types de variables, due à l'utilisation d'une méthode approchée. Ainsi :

- La valeur moyenne du coût actualisé de l'énergie *LCOE* est de 0.4174 €/kWh pour des variables de type entier (écart-type de 0.17 c€/kWh) alors qu'elle atteint 0.4155 €/kWh pour des variables de type réel (écart-type de 0.14 c€/kWh), soit un écart de 0.45 % par rapport à la valeur moyenne obtenue avec les variables entières.
- Les valeurs minimale et maximale obtenues avec des variables réelles sont plus faibles que celles obtenues avec des variables entières. Ces résultats s'expliquent par la possibilité donnée

à l'algorithme génétique d'affiner les quantités afin d'obtenir le coût le plus faible possible, notamment en diminuant la quantité de batteries qui est la principale source de dépense.

- La dispersion des résultats est plus faible avec des variables de type réel, au vu de l'écart-type obtenu.

Par ailleurs, le gain économique pour le gestionnaire du réseau peut être quantifié avec ces résultats, par rapport au coût actuel de production de l'électricité sur l'île d'Ouessant (0.441 €/kWh). Ainsi, en considérant le coût moyen du $LCOE$ obtenu pour des variables de type réel (0.4155 €/kWh), une diminution de 5.78 % pourrait être obtenue par rapport au coût actuel de production.

Tableau III-8 : Comparaison des résultats liés au coût $LCOE$ pour $UL_{min} = 0$ % selon le type de variable de décision (en €/kWh)

Type	Valeur moyenne	Valeur minimale (% de la valeur moyenne)	Valeur maximale (% de la valeur moyenne)	Écart-type
N	0.4174	0.4156 (-0.43 %)	0.4242 (+1.63 %)	0.0017
\mathbb{R}	0.4155	0.4134 (-0.5 %)	0.4197 (+1.01 %)	0.0014

Au vu des résultats obtenus, des variables de décision de type réel seront considérées dans la suite de ce chapitre afin d'améliorer la convergence et de limiter l'influence des choix technologiques réalisés. Bien que des quantités non entières ne soient pas réalistes d'un point de vue technologique (il n'est pas possible d'installer 0.5 éolienne), il est considéré qu'une utilisation de références technologiques différentes avec des puissances unitaires différentes permettrait d'obtenir les puissances installées obtenues dans le front de Pareto. Par exemple, une configuration avec 1.5 éolienne de 800 kW/unité aurait des performances équivalentes à celles d'une configuration avec 2 éoliennes de 600 kW/unité.

III.4.3. Résultats selon les sources utilisées

Les résultats présentés dans les paragraphes précédents considéraient l'utilisation des quatre sources d'énergie renouvelable. Cependant, ces sources présentent des coûts hétérogènes et la synthèse bibliographique proposée dans le Chapitre I a montré que les hydroliennes et les houlogénérateurs étaient peu utilisés dans des systèmes hybrides. Ainsi, il apparaît pertinent d'évaluer l'impact apporté par l'intégration d'hydroliennes et de houlogénérateurs dans le système multi-sources, alors que le coût d'investissement relatif à ces deux sources est encore élevé en comparaison du coût d'investissement lié aux éoliennes et aux panneaux solaires photovoltaïques. Pour cela, une comparaison des différentes configurations possibles en termes de présence ou non des sources est réalisée, selon la répartition donnée dans le Tableau III-9. De plus, une configuration basée sur l'utilisation des quatre sources uniquement (sans batteries) est évaluée. Des grandeurs de type réel sont considérées, avec pour valeurs minimales et maximales les valeurs présentées dans le Tableau III-6.

La comparaison des résultats obtenus est effectuée pour le point permettant la meilleure satisfaction de la demande ($UL_{min} = 0$ % dans le meilleur des cas). Les dimensionnements obtenus et les valeurs des indicateurs technico-économiques sont donnés dans le Tableau III-10, triés d'abord par valeurs croissantes du taux d'insatisfaction minimal UL_{min} obtenu, puis par valeurs croissantes du coût de l'énergie $LCOE_{UL_{min}}$ lié à ce taux d'insatisfaction minimal.

Tableau III-9 : Configurations possibles selon les sources utilisées

N° configuration	Nombre de sources utilisées	Éléments considérés (x si élément présent)				
		PV	Éolienne	Hydrolienne	Houlogénérateur	Batterie
1a	1	x				x
1b	1		x			x
1c	1			x		x
1d	1				x	x
2a	2	x	x			x
2b	2	x		x		x
2c	2	x			x	x
2d	2		x	x		x
2e	2		x		x	x
2f	2			x	x	x
3a	3	x	x	x		x
3b	3	x	x		x	x
3c	3	x		x	x	x
3d	3		x	x	x	x
4a	4	x	x	x	x	x
4b	4	x	x	x	x	

 Tableau III-10 : Comparaison des résultats pour UL_{min} selon les sources utilisées (triés selon UL_{min} puis selon $LCOE_{UL_{min}}$)

N° config.	Dimensionnement (- si élément non considéré)					Objectifs		Indicateurs			
	$N_{PV,opt}$	$N_{WT,opt}$	$N_{TT,opt}$	$N_{WEC,opt}$	$N_{bat,opt}$	UL_{min} [%]	$LCOE_{UL_{min}}$ [€/kWh]	SEP [%]	T_{lbat} [années]	$N_{r bat}$	N_{def} [h/an]
4a	6783.60	8.13	3.79	0	32.85	0	0.4138	81.87	121.85	0	0
3a	6584.32	11.87	3.78	-	28.25	0	0.4166	86.98	132.18	0	0
3d	-	9.94	4.31	0	33.36	0	0.4276	84.36	105.41	0	0
2d	-	9.28	4.66	-	33.65	0	0.4296	83.50	104.55	0	0
3b	6911.28	13.54	-	8.71	26.41	0	0.4563	88.86	129.49	0	0
2e	-	11.06	-	10.83	31.21	0	0.4748	86.66	98.42	0	0
2a	6824.69	39.44	-	-	33.38	0	0.6590	95.67	143.81	0	0
1b	-	38.06	-	-	41.62	0	0.6879	95.47	129.75	0	0
3c	6139.80	-	19.87	9.67	31.21	0	0.7438	75.61	59.06	0	0
2f	-	-	18.26	10.96	35.90	0	0.7473	73.46	53.06	0	0
2b	6888.11	-	26.07	-	74.33	0	1.0623	75.34	49.67	0	0
1c	-	-	26.43	-	83.35	0	1.1174	74.05	44.69	0	0
2c	7000	-	-	50	100	0.06	1.3751	80.96	87.25	0	3.4
4b	7000	50	50	50	-	0.15	2.0898	97.60	-	-	25.8
1d	-	-	-	50	100	0.88	1.3677	80.15	67.03	0	104
1a	7000	-	-	-	100	74.18	2.9297	0	318.97	0	7101.4

L'analyse des résultats obtenus dans le Tableau III-10 fait apparaître quelques tendances décrites ci-après, en termes de coûts, de sources utilisées, de quantité de stockage nécessaire, de sollicitation du système de stockage et de surplus d'énergie produite.

Influence des sources utilisées sur les coûts

- La diversification des sources utilisées permet de réduire le coût de l'énergie : les solutions les moins onéreuses intègrent des panneaux solaires photovoltaïques, des éoliennes, des hydroliennes et des batteries (configurations 4a et 3a).

- Les configurations utilisant des éoliennes et des hydroliennes (3d et 2d) présentent également un coût faible (0.4276 €/kWh et 0.4296 €/kWh). L'intégration de panneaux solaires photovoltaïques à ces configurations provoque une diminution de la quantité d'hydroliennes nécessaire pour satisfaire pleinement la demande (4a et 3a), ce qui permet une réduction du coût de l'énergie.
- La présence d'éoliennes dans le système multi-sources permet de réduire le coût par rapport à des solutions où elles ne sont pas utilisées (coût inférieur à 0.74 €/kWh).
- L'utilisation de panneaux solaires photovoltaïques et/ou de houlogénérateurs uniquement (configurations 2c, 1a et 1d) ne permet pas d'assurer pleinement la demande avec la capacité maximale de la batterie considérée (100 batteries de 1.09 MWh). Pour ces configurations, les valeurs maximales des variables de décision sont atteintes. De plus, ces configurations présentent les coûts les plus élevés.
- Certaines configurations obtenues n'incluent pas l'utilisation de tous les éléments autorisés : dans les configurations 4a et 3d, la présence du houlogénérateur est autorisée, mais la solution la moins chère obtenue n'intègre aucun houlogénérateur. Cela s'explique par le coût d'investissement élevé pour cette source et le niveau de ressource disponible. Le coût élevé est souvent évoqué comme étant un frein au développement de projets houlomoteurs [9].
- *Remarque* : la dispersion des résultats due à l'utilisation d'une méthode méta-heuristique (partie III.4.2) explique la différence de coûts obtenue entre des configurations où les éléments utilisés dans la solution finale sont les mêmes (4a/3a et 3d/2d). L'écart entre les valeurs de *LCOE* obtenues se situe dans l'intervalle d'erreur observé dans le Tableau III-8.

Influence des sources utilisées sur la capacité de stockage nécessaire et la sollicitation des batteries

- L'utilisation de trois ou quatre sources permet de réduire la quantité de batteries nécessaire pour satisfaire pleinement la demande, par rapport à des configurations basées sur l'utilisation d'une ou deux sources.
- La diminution de la capacité de stockage installée participe à la réduction du *LCOE*.
- Bien que les longues durées de vie obtenues soient peu réalistes comme évoqué précédemment, une tendance apparaît : la multiplication des sources utilisées permet de diminuer la sollicitation des batteries, donc de limiter leur vieillissement, ce qui allonge leur durée de vie.

Influence des sources utilisées sur le surplus d'énergie produite

- La diversification des sources utilisées peut provoquer, selon les configurations, une augmentation du surplus d'énergie produite, surtout lorsque les éoliennes sont utilisées.

Par ailleurs, on constate que l'utilisation des batteries est nécessaire pour satisfaire pleinement la demande. En effet, la configuration pour laquelle les quatre sources sont présentes mais les batteries ne sont pas considérées (4b) ne permet pas une entière satisfaction de la demande ($UL_{min} = 0.15\%$). De plus, le coût de l'énergie obtenu est cinq fois plus élevé que le coût minimal obtenu dans cette étude ($LCOE_{UL_{min}} = 2.08$ €/kWh). Il peut être noté que les bornes des variables de décisions sont atteintes, ce qui explique que le taux d'insatisfaction nul ne puisse être atteint. Bien que la diversification des sources utilisées soit bénéfique sur de nombreux critères, la seule utilisation des

quatre sources d'énergie renouvelable ne permet donc pas d'assurer une pleine satisfaction de la demande.

III.4.4. Analyse de sensibilité économique

Les différents résultats présentés dans les paragraphes précédents s'appuyaient sur les hypothèses économiques données dans la section III.2.2.4. Néanmoins, les valeurs économiques disponibles dans la littérature diffèrent selon l'origine des données, l'année considérée, la conjoncture économique, etc. Ainsi, il convient de réaliser une analyse de sensibilité économique afin d'évaluer l'impact des valeurs retenues sur les résultats. Cependant, la réalisation d'une analyse de sensibilité peut impliquer un grand nombre d'exécutions de l'algorithme d'optimisation du dimensionnement. Afin de limiter le temps de calcul, seuls les paramètres ayant le plus d'influence sur le coût total seront analysés. Les résultats présentés dans le paragraphe III.4.1 ont montré que la principale source de dépense était liée aux coûts d'investissement. Ainsi, il est proposé d'étudier la variation du coût de l'énergie *LCOE* selon des variations du coût d'investissement des différents éléments du système.

Afin de quantifier l'impact d'une variation du coût d'investissement de chacun des composants, le coût d'investissement d'un seul composant est modifié à chaque optimisation. Pour un élément *i* du système, le coût d'investissement $C'_{inv,i}$ est lié au coût de référence $C'_{inv,i ref}$ selon un coefficient $\delta_{inv,i}$ compris entre 0.5 (diminution de 50 % du coût de référence $C'_{inv,i ref}$) et 1.5 (augmentation de 50 % du coût de référence $C'_{inv,i ref}$), tel que :

$$C'_{inv,i} = \delta_{inv,i} \times C'_{inv,i ref} \quad (III-42)$$

$$0.5 \leq \delta_{inv,i} \leq 1.5 \quad (III-43)$$

Les coûts de référence considérés sont identiques à ceux présentés dans le paragraphe III.2.2.4 : $C'_{inv,PV ref} = 1600 \text{ €/kW}$, $C'_{inv,WT ref} = 1350 \text{ €/kW}$, $C'_{inv,TT ref} = 6800 \text{ €/kW}$, $C'_{inv,WEC ref} = 3700 \text{ €/kW}$ et $C'_{inv,bat ref} = 860 \text{ €/kWh}$.

III.4.4.1. Impact d'une variation des coûts d'investissement sur le front de Pareto

Le front de Pareto obtenu pour les coûts de référence ainsi que les fronts de Pareto obtenus pour une variation de chaque coût d'investissement de -50 % puis + 50 % sont présentés sur la Figure III-19. Une diminution des coûts d'investissement d'un élément provoque une translation du front vers la gauche (coût de l'énergie moins élevé pour un même taux d'insatisfaction), alors qu'une augmentation des coûts provoque un déplacement des points vers la droite. La variation du coût d'investissement de la batterie apparaît être la variation de coût ayant le plus d'impact sur le front de solutions obtenu. Les variations de coûts appliquées sur les éoliennes et les hydroliennes ont aussi un impact, alors que les variations liées au coût d'investissement des panneaux solaires photovoltaïques et des houlogénérateurs ont peu d'influence.

Des résultats complémentaires concernant les dimensionnements de l'ensemble des points de chaque front de Pareto sont donnés en Annexe A-2. Pour le point d'insatisfaction nulle ($UL = 0 \%$) de chacun des fronts de la Figure III-19, les dimensionnements obtenus et le coût actualisé de l'énergie sont comparés dans le Tableau III-11.

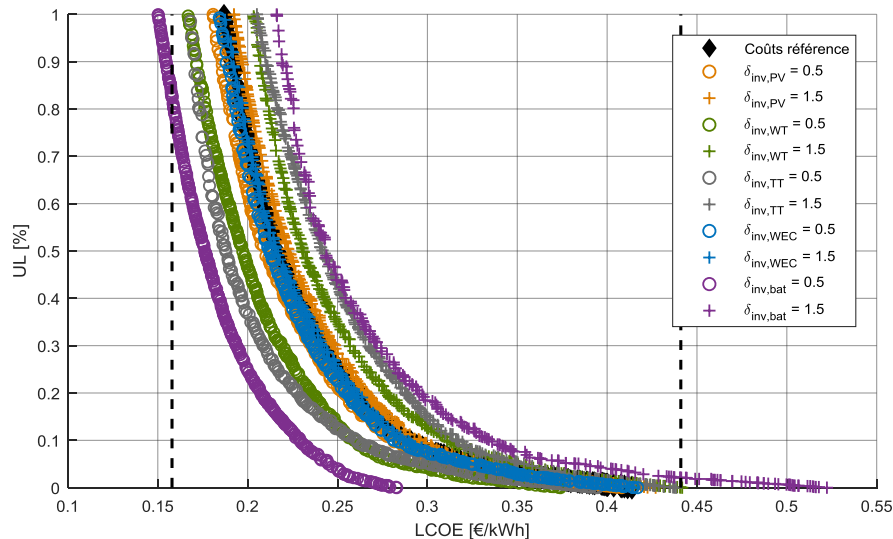


Figure III-19 : Fronts de Pareto obtenus pour une variation des coûts d'investissement de chaque élément de +50 % et -50%

Tableau III-11 : Comparaison des résultats pour $UL = 0\%$, selon la variation du coût d'investissement considérée (en gras l'élément directement concerné par la variation du coût)

Cas	Dimensionnement					Indicateur
	$N_{PV,opt}$	$N_{WT,opt}$	$N_{TT,opt}$	$N_{WEC,opt}$	$N_{bat,opt}$	$LCOE_{UL=0}$ [€/kWh]
Référence	6783.60	8.13	3.79	0	32.85	0.4138
$\delta_{inv,PV} = 0.5$	6596.06	8.37	3.61	0.21	32.75	0.4081 (-1.38 %)
$\delta_{inv,PV} = 1.5$	2905.39	9.70	4.50	0	31.72	0.4270 (+3.19 %)
$\delta_{inv,WT} = 0.5$	6261.34	12.65	3.49	0	28.04	0.3740 (-9.62 %)
$\delta_{inv,WT} = 1.5$	6282.18	6.86	4.18	0	34.43	0.4418 (+6.76 %)
$\delta_{inv,TT} = 0.5$	3961.43	8.85	5.35	0	30.8	0.3946 (-4.65 %)
$\delta_{inv,TT} = 1.5$	7000	9.96	3.85	0	30.22	0.4385 (+5.96 %)
$\delta_{inv,WEC} = 0.5$	6922.50	11.81	3.85	0	28.08	0.4170 (+0.77 %)
$\delta_{inv,WEC} = 1.5$	6671.42	8.07	3.91	0	32.76	0.4146 (+0.2 %)
$\delta_{inv,bat} = 0.5$	4875.90	4.57	3.83	0	41.06	0.2829 (-31.63 %)
$\delta_{inv,bat} = 1.5$	6925.04	11.36	4.89	0	26.85	0.5223 (+26.22 %)

Les résultats montrent que le coût de l'énergie est principalement affecté par la variation du coût des batteries et dans une moindre mesure par la variation du coût des éoliennes et des hydroliennes. Ainsi, la diminution du coût d'investissement associé à l'un de ces trois éléments favorise leur présence dans la solution optimale trouvée. A l'inverse, une augmentation de leur coût peut provoquer une diminution de la quantité utilisée par rapport à la configuration obtenue avec les coûts de référence (éoliennes et batteries). Les différents résultats obtenus pour chacun des éléments montrent quelques tendances :

- **Éoliennes** : la variation du coût de l'éolien, et donc de la quantité d'éoliennes présentes dans la solution optimale, a une conséquence sur la quantité de batteries nécessaires (Figure A-11 et Tableau III-11). Si le nombre d'éoliennes est réduit (à cause d'un coût d'investissement élevé), alors la quantité de batteries augmente, et inversement. De plus, la quantité d'hydroliennes varie inversement avec la quantité d'éoliennes. La quantité des panneaux solaires photovoltaïques et des houlogénérateurs varie peu selon le coût d'investissement de l'éolienne.

- **Hydroliennes** : la variation du coût de l'hydrolien a un impact sur la quantité d'hydroliennes et de panneaux solaires photovoltaïques (Figure A-13 et Tableau III-11). Une diminution du coût de l'hydrolien provoque une augmentation du nombre d'hydroliennes et une diminution de la quantité de panneaux solaires photovoltaïques. Cette tendance peut s'expliquer par les productions cycliques de ces deux sources sur des périodes similaires (cycles journaliers). Ainsi, la diminution de la quantité d'une de ces sources peut être compensée par l'autre source afin d'obtenir une production d'énergie similaire au même instant de la journée, pour garantir une même satisfaction de la demande. Par ailleurs, il est observé sur la Figure A-13 une augmentation de la quantité de houlogénérateurs dans le front des solutions obtenues lorsque le coût de l'hydrolien est augmenté.
- **Batteries** : l'augmentation du coût d'investissement des batteries provoque une diminution de la quantité de batteries et une augmentation des quantités de sources (Figure A-17). A l'inverse, une diminution de ce coût favorise la présence de la batterie au détriment de la quantité de sources installées.
- **Panneaux solaires photovoltaïques** : la variation du coût d'investissement des panneaux solaires photovoltaïques a un impact sur la quantité de panneaux installés (Figure A-9) mais influe peu sur la quantité des autres éléments. Une hausse de leur coût entraîne cependant une augmentation des quantités d'éoliennes et d'hydroliennes pour le point d'insatisfaction nulle (Tableau III-11).
- **Houlogénérateurs** : la baisse du coût d'investissement ne permet pas son utilisation dans la solution présentant un taux d'insatisfaction nul (Tableau III-11), mais des solutions intégrant des houlogénérateurs existent dans le front obtenu pour des taux d'insatisfaction non nuls (Figure A-15). De plus, cette diminution du coût amène à une plus faible puissance installée d'hydroliennes.

Cependant, il est à noter que les variations de $LCOE$ observées dans le Tableau III-11 pour les variations des coûts d'investissement des panneaux solaires photovoltaïques et des houlogénérateurs sont faibles et proches de la marge d'erreur observée dans la partie III.4.2. La dispersion des résultats due à l'utilisation d'une méthode méta-heuristique explique la variation du $LCOE$ obtenue pour $\delta_{inv,WEC} = 0.5$ et $\delta_{inv,WEC} = 1.5$ alors qu'aucun houlogénérateur n'est utilisé.

III.4.4.2. Quantification de la sensibilité du coût de l'énergie aux variations des coûts d'investissement

Afin de quantifier la sensibilité du coût de l'énergie $LCOE$ aux variations des différents coûts d'investissement $C'_{inv,i}$, il est proposé de calculer l'indice de sensibilité $S_{C'_{inv,i}}^{LCOE}$, défini d'après [147] par :

$$S_{C'_{inv,i}}^{LCOE} = \frac{\Delta LCOE / LCOE_{ref}}{\Delta C'_{inv,i} / C'_{inv,i ref}} \quad (III-44)$$

$$\Delta LCOE = LCOE - LCOE_{ref} \quad (III-45)$$

$$\Delta C'_{inv,i} = C'_{inv,i} - C'_{inv,i ref} = (1 - \delta_{inv,i}) C'_{inv,i ref} \quad (III-46)$$

avec $LCOE_{ref}$ le coût actualisé de l'énergie pour le front de Pareto évalué avec les coûts de référence [€/kWh]. Ainsi, plus l'indicateur $S_{C'_{inv,i}}^{LCOE}$ est éloigné de 0, plus le $LCOE$ est sensible au coût d'investissement $C'_{inv,i}$, et insensible si l'indicateur $S_{C'_{inv,i}}^{LCOE}$ est nul.

L'indice de sensibilité $S_{C_{inv,i}}^{LCOE}$ est évalué pour le point d'insatisfaction nulle ($UL = 0\%$), soit $LCOE_{ref} = LCOE_{UL=0} = 0.4138 \text{ €/kWh}$ (Tableau III-11). Les indices de sensibilité obtenus pour plusieurs variations relatives du coût d'investissement sont donnés dans le Tableau III-12. Afin de quantifier la baisse ou la hausse du $LCOE$, le tracé de la variation relative du $LCOE$ selon la variation relative du coût d'investissement pour chaque élément est proposé sur la Figure III-20 (le rapport de ces deux termes correspond à l'indice de sensibilité $S_{C_{inv,i}}^{LCOE}$). Ces résultats montrent plusieurs tendances :

- Le coût de l'énergie est très sensible à la variation du coût d'investissement lié aux batteries, comme observé précédemment dans le Tableau III-11 et la Figure III-19. Par exemple, une baisse de 50 % du coût d'investissement des batteries permet de diminuer de 31.63 % le coût de l'énergie ($LCOE = 0.2829 \text{ €/kWh}$), tandis qu'une hausse de 50 % entraîne une augmentation du $LCOE$ de 26.2 % ($LCOE = 0.5223 \text{ €/kWh}$). L'indice de sensibilité $S_{C_{inv,bat}}^{LCOE}$ est compris entre 0.524 et 0.633.
- Les variations du coût d'investissement lié aux éoliennes et aux hydroliennes ont aussi un impact sur le coût de l'énergie, certes moins marqué que celui provoqué par la variation du coût des batteries. La variation du coût de l'énergie est comprise entre -10 % et +10 % et l'indice de sensibilité est inférieur à 0.2.
- Le coût de l'énergie est peu sensible aux variations du coût d'investissement lié aux panneaux solaires photovoltaïques et aux houlogénérateurs, les variations du $LCOE$ se situant entre -1 % et +1 %. Les indices de sensibilité $S_{C_{inv,PV}}^{LCOE}$ et $S_{C_{inv,WEC}}^{LCOE}$ sont proches de zéro. Cependant, les variations du $LCOE$ se situent dans la marge d'erreur induite par l'utilisation d'une méthode méta-heuristique (Tableau III-8). Les valeurs observées dans le Tableau III-12 et la Figure III-20 sont donc influencées par la dispersion des résultats due à l'outil utilisé.

Tableau III-12 : Indice de sensibilité du coût actualisé de l'énergie selon les coûts d'investissement, évalué pour $UL = 0\%$

$\Delta C'_{inv,i} / C'_{inv,i,ref}$	$S_{C_{inv,PV}}^{LCOE}$	$S_{C_{inv,WT}}^{LCOE}$	$S_{C_{inv,TT}}^{LCOE}$	$S_{C_{inv,WEC}}^{LCOE}$	$S_{C_{inv,bat}}^{LCOE}$
- 0.5	0.028	0.192	0.093	0.015	0.633
- 0.25	0.011	0.169	0.100	0.011	0.586
+ 0.25	0.054	0.155	0.125	0.027	0.564
+ 0.5	0.064	0.135	0.119	0.004	0.524

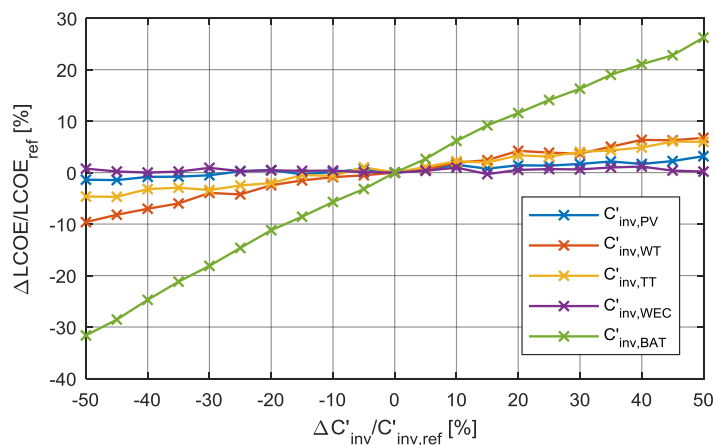


Figure III-20 : Variation relative du coût actualisé de l'énergie selon la variation relative du coût d'investissement pour chacun des éléments du système

L'hétérogénéité des valeurs des indices de sensibilité s'explique par la répartition des dimensionnements de chaque élément observée dans les paragraphes précédents. En effet, la puissance installée des panneaux solaires photovoltaïques et des houlogénérateurs est relativement faible par rapport à celle des éoliennes et des hydroliennes. Ainsi, les variations des coûts les plus influentes sur le coût de l'énergie sont liées aux sources présentant les puissances installées les plus élevées, c'est-à-dire les sources présentant le meilleur niveau de ressource disponible. De plus, les résultats obtenus dans le paragraphe III.4.1 ont montré que la principale source de dépense était associée aux batteries. Ainsi, la forte sensibilité du coût de l'énergie à la variation du coût d'investissement des batteries apparaît cohérente au vu des résultats obtenus. Le coût d'investissement lié aux batteries reste un verrou important pour l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau insulaire, à cause de son niveau élevé à l'heure actuelle.

III.5. Conclusions

Ce chapitre a permis de mettre en avant plusieurs aspects concernant l'optimisation du dimensionnement. Le dimensionnement d'un réseau insulaire doit faire face à deux aspects contradictoires : pour satisfaire au mieux la demande en énergie électrique des consommateurs, la puissance installée des sources d'énergie renouvelable et la capacité des batteries doivent être suffisamment élevées, ce qui entraîne une augmentation du coût du système. A l'inverse, une limitation des coûts entraîne un risque d'insatisfaction de la demande. Ainsi, deux objectifs doivent être minimisés : l'insatisfaction de la demande et le coût de l'énergie produite. Le problème d'optimisation de type bi-objectif a été résolu par une approche d'optimisation globale en utilisant un algorithme génétique évolutionnaire (NSGA-II). Ainsi, un front de solutions optimales au regard des deux objectifs à minimiser peut être obtenu en un temps de calcul raisonnable (moins d'une heure).

Les résultats obtenus dans ce chapitre font apparaître plusieurs tendances :

- Seule une augmentation conséquente du nombre de batteries permet d'atteindre une pleine satisfaction de la demande (32 MWh de capacité de batteries). En effet, les « derniers pourcents » d'insatisfaction de la demande ne peuvent pas être annulés par une augmentation de la quantité des différentes sources. Ainsi, cette augmentation de la capacité de stockage provoque une forte augmentation du coût de l'énergie (hausse de 43 % du *LCOE* pour un taux d'insatisfaction passant de 0.1 % à 0 %) ;
- Pour le front des solutions optimales (taux d'insatisfaction inférieur à 1 %), les principales sources utilisées sont les éoliennes et les hydroliennes. Cette tendance s'explique par le niveau de ressource disponible et la puissance qui peut en être extraite (pour l'emplacement considéré, les vitesses de vent et de courants de marées permettent de produire plus d'énergie que le rayonnement solaire et les vagues disponibles). La faible ressource houlomotrice disponible et le coût élevé des houlogénérateurs ne favorisent pas l'utilisation de cette source pour minimiser les deux objectifs considérés, en comparaison des trois autres sources. Par ailleurs, les solutions obtenues présentent un coût de l'énergie produite inférieur au coût actuel de production sur l'île d'Ouessant (0.441 €/kWh), mais cependant supérieur au coût de vente en France (0.1579 €/kWh). Ainsi, un système multi-sources tel que celui considéré dans ces travaux pourrait permettre de réduire d'environ 5 % le coût de production de l'électricité sur l'île (coût obtenu pour $UL = 0$ % dans la partie III.4.2).
- L'étude des différentes configurations possibles en termes de sources utilisées montre les bénéfices apportés par un mix énergétique composé des quatre sources, comparé aux

configurations exploitant seulement une ou deux sources (§III.4.3). Ainsi, la diversification des sources utilisées permet de réduire le coût de l'énergie produite, de réduire la quantité de batteries nécessaires, de limiter la sollicitation des batteries et donc d'allonger leur durée de vie. Malgré cette diversification des sources, l'installation de batteries est nécessaire pour satisfaire pleinement la demande (Tableau III-10).

Cependant, les résultats présentés dans ce chapitre dépendent des hypothèses posées concernant différents critères :

- **Choix technologiques** : les puissances unitaires des sources étant différentes, l'utilisation de variables de décision entières a des conséquences sur le front des solutions obtenu, celles-ci pouvant parfois être éloignées des valeurs minimales possibles (§III.4.2). Ainsi, l'utilisation de variables de décision réelles permet d'améliorer la convergence vers le front des solutions optimales.
- **Choix des valeurs de coûts** : l'analyse de sensibilité économique proposée dans le paragraphe III.4.4 a montré que les variations de coûts les plus influentes sont liées aux batteries, et dans une moindre mesure aux éoliennes et aux hydroliennes (éléments les plus présents dans le dimensionnement). Ainsi, selon la conjecture économique, il peut être attendu dans les années à venir une baisse du coût des batteries, ce qui permettrait de réduire le coût de l'énergie produite en favorisant l'intégration de batteries dans des réseaux insulaires. Aussi, une baisse du coût des énergies hydrolienne et houlomotrice peut être espérée, ce qui permettrait de favoriser leur utilisation dans des micro-réseaux.
- **Cas d'étude** : les résultats obtenus en termes de dimensionnement correspondent aux solutions permettant de satisfaire au mieux et au plus faible coût la demande. Ils sont donc liés aux ressources disponibles et au profil de consommation du cas d'étude considéré (île d'Ouessant). La ressource liée aux courants de marées y est notamment favorable (passage du Fromveur), ce qui n'est pas le cas de toutes les îles sur la planète.

Au vu des résultats obtenus, il apparaît qu'une entière satisfaction du profil de consommation nécessite une quantité de stockage élevée, entraînant une hausse des coûts. En effet, les ressources disponibles durant certaines périodes de l'année peuvent présenter simultanément de faibles valeurs. Une capacité de stockage suffisante doit donc être installée pour satisfaire la demande pendant plusieurs heures successives où les différentes sources produiraient peu. Il apparaît donc judicieux d'intégrer une modification du profil de consommation afin d'adapter la consommation selon la production des sources. Au vu de l'état de l'art concernant l'optimisation combinée du dimensionnement et de la gestion d'énergie, il semble intéressant de quantifier l'impact apporté par une gestion de la demande sur le dimensionnement du système multi-sources étudié. Ainsi, nous proposons dans le chapitre suivant d'intégrer une gestion de la demande dans la gestion du système et d'étudier les conséquences sur le dimensionnement.

CHAPITRE IV

*Intégration d'une gestion de la demande dans
le système multi-sources*

Chapitre IV : Intégration d'une gestion de la demande dans le système multi-sources

Sommaire Chapitre IV

IV.1. INTRODUCTION	117
IV.2. DÉSAGRÉGATION DU PROFIL DE CONSOMMATION.....	118
IV.2.1. Présentation de la consommation électrique de l'île d'Ouessant	118
IV.2.2. Démarche considérée pour la désagrégation du profil de consommation.....	120
IV.2.3. Profil lié au chauffage électrique.....	120
IV.2.4. Profil lié aux chauffe-eau.....	122
IV.2.5. Profil lié aux autres consommations	123
IV.3. DÉVELOPPEMENT D'UN ALGORITHME DE GESTION D'ÉNERGIE MULTI-NIVEAUX	124
IV.3.1. Vue globale de l'algorithme de gestion d'énergie multi-niveaux proposé	124
IV.3.2. Mode de gestion 1 : évaluation sans gestion de la demande	127
IV.3.3. Modes de gestion 2 et 3 : gestion de la demande basée sur l'anticipation des consommations	128
IV.3.3.1. Mode 2 : anticipation de la consommation des chauffe-eau	128
IV.3.3.2. Mode 3 : anticipation de la consommation du chauffage électrique	129
IV.3.4. Mode de gestion 4 : gestion des situations critiques.....	131
IV.3.4.1. Description des variables de décision	131
IV.3.4.2. Contraintes	132
IV.3.4.3. Fonction objectif.....	133
IV.3.4.4. Synthèse du problème d'optimisation.....	134
IV.3.4.5. Outil utilisé pour la résolution	134
IV.3.5. Synthèse des modes de gestion proposés	135
IV.3.6. Intégration de l'algorithme de gestion de la demande dans l'algorithme de simulation du système	136
IV.4. RÉSULTATS D'APPLICATION DE L'ALGORITHME DE GESTION DE LA DEMANDE	138
IV.4.1. Evaluation des performances de chaque mode de gestion	138
IV.4.2. Étude du 4 ^{ème} mode de gestion	142
IV.4.2.1. Reproductibilité des résultats	142
IV.4.2.2. Influence des facteurs de pondération	142
IV.4.3. Evaluation des performances sur une période de plusieurs jours	143
IV.4.4. Étude de sensibilité des paramètres de l'algorithme multi-niveaux.....	146
IV.4.4.1. Influence des paramètres temporels K et δ	146
IV.4.4.2. Influence du seuil d'état de charge SoCa	147
IV.5. INFLUENCE D'UNE GESTION DE LA DEMANDE SUR LE DIMENSIONNEMENT	148
IV.5.1. Vue globale de la démarche appliquée	148
IV.5.2. Résultats obtenus.....	150
IV.6. CONCLUSIONS	155

IV.1. Introduction

L'étude présentée dans le Chapitre III concernant l'optimisation du dimensionnement a montré la difficulté à satisfaire pleinement la demande tout en limitant les coûts. En effet, un taux d'insatisfaction de la demande égal à zéro ne peut être atteint qu'en augmentant fortement la quantité de batteries, ce qui provoque une augmentation des coûts d'investissement. Par ailleurs, le mode de gestion du système multi-sources considéré jusqu'à présent est basé sur la charge et la décharge des batteries selon la puissance produite par les quatre sources et la puissance demandée par les consommateurs. Il n'existe donc pas de degré de liberté dans la gestion du système : la puissance à laquelle les batteries sont sollicitées est déduite de la différence entre la puissance produite et la puissance demandée. Les valeurs de ces deux puissances sont « subies », puisqu'elles sont liées aux profils de ressources et de consommation issus des bases de données utilisées, sans la moindre modification.

Afin d'améliorer la satisfaction de la demande, notamment lors des situations où les sources produisent peu et où les batteries sont faiblement chargées, il convient d'ajouter un degré de liberté dans la gestion du système. Cela peut être rendu possible en modifiant le profil de consommation selon des critères technico-économiques. L'ensemble des actions visant à modifier le profil de consommation est regroupé dans la littérature sous l'appellation anglophone *Demand Side Management* (DSM). Plusieurs modes d'action existent [72], classifiables selon différentes catégories :

- **Stratégies basées sur la conservation de l'énergie** : elles consistent à décaler temporellement une partie de la consommation, par anticipation ou par report, à un instant différent de l'instant où elle était initialement prévue. Ces stratégies sont applicables sur des charges dites décalables, telles que des appareils électroménagers (lave-linge, lave-vaisselle, etc.), des chauffe-eau, etc. Elles permettent de conserver l'énergie initialement demandée en modifiant la période de fonctionnement des usages.
- **Stratégies basées sur la non-conservation de l'énergie** : elles consistent à diminuer une partie de la consommation à un instant donné. Ce mode de gestion peut-être distingué selon deux types d'action : écrêtage (réduction partielle de la puissance demandée) et délestage (réduction totale de la puissance demandée). Les consommations affectées peuvent être déterminées selon des zones géographiques (délestage d'un quartier par exemple) ou selon des postes de consommation (arrêt des chauffe-eau par exemple). Ces stratégies ne permettent pas de conserver l'énergie puisqu'elles n'envisagent pas de planifier à un autre moment les consommations affectées.

Les stratégies de gestion de la demande peuvent être mises en œuvre selon plusieurs moyens : application de politiques tarifaires incitatives permettant de favoriser la participation des consommateurs, mise en place de prix variables selon la période (heures creuses/heures pleines, distinction été/hiver, etc.), contrôle des charges (ex : chauffe-eau), etc. [62], [73].

Comme évoqué dans le Chapitre I, l'application d'une gestion de la demande apporte de nombreux bénéfices, tels qu'une amélioration de l'équilibre production/consommation, une diminution des situations où la demande ne peut être satisfaite, une diminution de la sollicitation des solutions de stockage et des groupes électrogènes, etc. Cependant, l'état de l'art montre que peu d'études se sont intéressées à l'impact de l'application d'une gestion de la demande sur le dimensionnement d'un système. De plus, aucune étude n'évalue les bénéfices sur le dimensionnement d'un réseau insulaire basé sur l'utilisation de sources d'énergies marines renouvelables et dans lequel les groupes électrogènes ne sont pas utilisés.

Ainsi, nous proposons dans ce chapitre d'intégrer une gestion de la demande dans la gestion du système multi-sources, en évaluant notamment les conséquences sur le dimensionnement. La démarche globale suivie dans ce chapitre est proposée sur la Figure IV-1. Dans un premier temps, le profil de consommation est décomposé en trois profils liés à la consommation des chauffe-eau, du chauffage électrique et des autres charges, selon la méthode présentée dans le paragraphe IV.2. Dans la partie IV.3, les différentes stratégies basées sur le décalage temporel et l'écrêtage sont présentées, l'ensemble étant intégré dans un algorithme de gestion multi-niveaux afin d'appliquer de manière hiérarchisée les différents modes de gestion. Différents résultats permettant de comparer les performances de chaque mode de gestion sont présentés dans le paragraphe IV.4. De plus, une étude de sensibilité des paramètres de l'algorithme est proposée. Enfin, les bénéfices apportés par la gestion de la demande sur le dimensionnement sont présentés dans la partie IV.5, en comparant le front des solutions optimales obtenu avec celui présenté dans le Chapitre III.

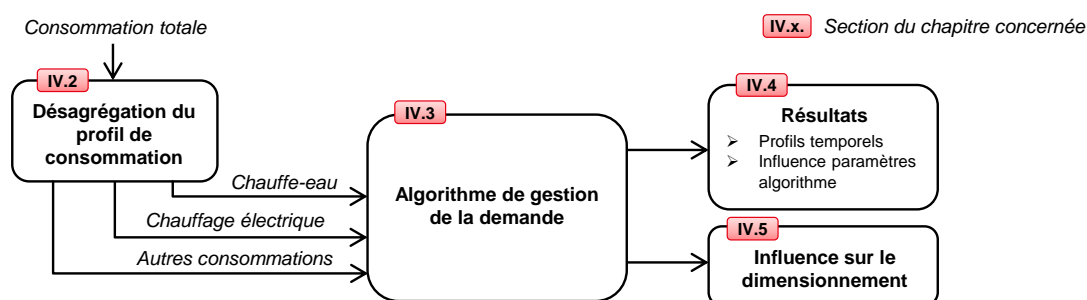


Figure IV-1 : Vue globale de la démarche appliquée dans ce chapitre avec les sections concernées

IV.2. Désagrégation du profil de consommation

Le profil de consommation retenu dans ces travaux de thèse concerne l'île d'Ouessant. Le gestionnaire du réseau électrique de l'île, EDF SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires), a mis en ligne le profil de la consommation électrique totale de l'île observée entre le 1^{er} Janvier 2011 et le 31 Décembre 2015, avec un échantillonnage au pas horaire [130]. Cependant, les données disponibles ne concernent que la puissance totale consommée sur l'île, alors que l'application d'une gestion de la demande nécessite de disposer de profils distinguant différentes charges. Pour cela, il est proposé dans cette partie une analyse de la consommation électrique de l'île en termes de type de consommateur et d'usages. Une identification sur le profil de consommation des composantes relatives au chauffage électrique et aux chauffe-eau est ensuite réalisée.

Remarque : cette désagrégation est réalisée afin d'obtenir des profils de charges vraisemblables pour ces travaux de thèse, en l'absence de données plus précises à notre disposition. Dans la réalité, des données mesurées pourraient être utilisées, grâce à la mise en place de systèmes de mesure et de compteurs communicants.

IV.2.1. Présentation de la consommation électrique de l'île d'Ouessant

Il existe actuellement peu de données relatives à la consommation d'énergie électrique de l'île d'Ouessant. Cependant, quelques éléments d'information peuvent être trouvés sur la base de données IRIS proposée par ENEDIS [148], dans un rapport issu de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie concernant les îles du Ponant [149] ainsi que un document présentant les actions liées à la transition énergétique menées dans les îles du Finistère [129]. D'après ces différents documents, les points de consommation peuvent être classifiés selon les catégories présentées ci-après. De plus, les données disponibles permettent de dresser une répartition selon les usages (postes de consommation).

Répartition des points de consommation

L'île d'Ouessant est majoritairement composée de points de consommation de type résidentiel, dont la quantité représente environ 90 % de l'ensemble des points de consommation d'après les données d'ENEDIS [148]. La population de l'île s'élève à 877 habitants. Les 10 % restants correspondent à des installations dites professionnelles (puissance de raccordement inférieure à 36 kVA) et industrielle/tertiaire (puissance de raccordement supérieure à 36 kVA). Par ailleurs, 51.75 % des résidences recensées sont des résidences principales et 48.25 % sont des résidences secondaires. Une part importante des habitations est donc susceptible d'être inoccupée la majorité de l'année. L'énergie consommée annuellement par chacun des secteurs est présentée sur la Figure IV-2, d'après les données d'ENEDIS [148]. L'énergie électrique consommée sur l'île est principalement liée au secteur résidentiel (près de 70 % de l'énergie totale). Les consommations relatives au secteur professionnel et tertiaire représentent environ 20 % et 10 % de l'énergie annuelle, tandis que l'énergie attribuée au secteur industriel est inférieure à 2 %. Par ailleurs, l'énergie totale consommée fluctue selon les années, avec une augmentation entre 2011 et 2013, puis une diminution. Cette évolution peut s'expliquer par différents facteurs : température, fréquentation touristique, évolution démographique, activité industrielle, etc.

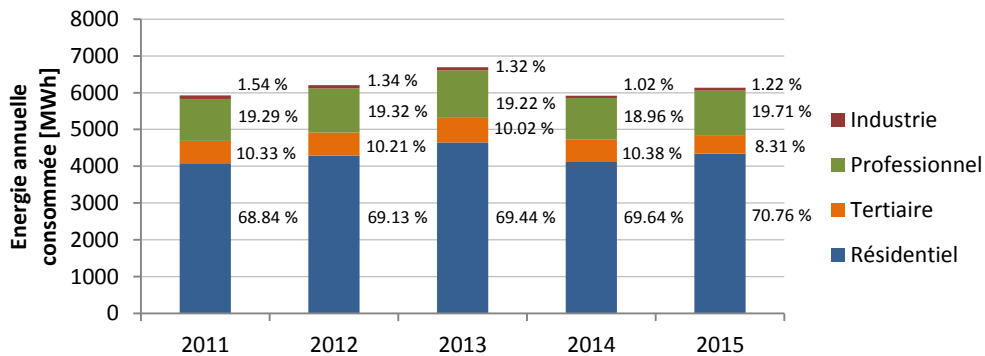


Figure IV-2 : Répartition annuelle de l'énergie consommée selon les secteurs

Répartition des usages (postes de consommation)

Le développement de stratégies de gestion de la demande requiert une connaissance du profil de consommation afin de distinguer les charges sur lesquelles il est possible d'agir des charges sur lesquelles aucune action n'est envisageable. Il convient donc de définir les principales composantes du profil de charge de l'île. Les informations disponibles à ce jour liées à la répartition des charges sont assez limitées. Les seules informations existantes concernent les secteurs résidentiel et tertiaire pour l'année 2011 [129]. La répartition des usages est donnée sur la Figure IV-3.

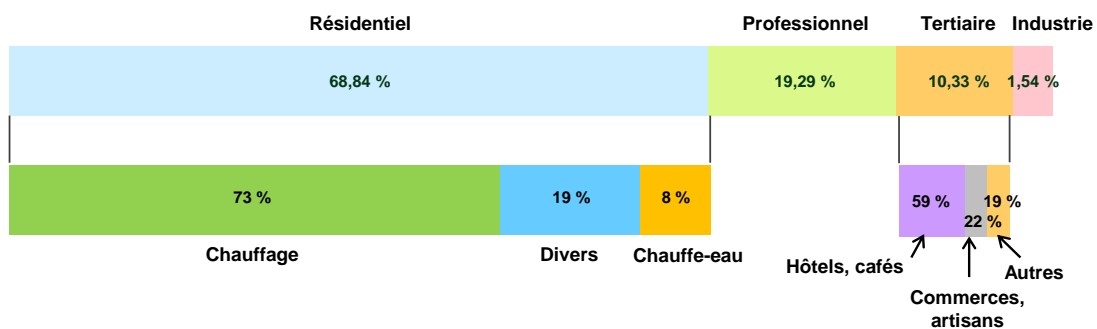


Figure IV-3 : Répartition annuelle de l'énergie consommée en 2011 par usages et secteurs (d'après [129])

Il apparaît que la consommation annuelle du secteur résidentiel est principalement liée au chauffage électrique (73 % de l'énergie consommée par ce secteur). Les usages classifiés dans la catégorie « divers » concernent les appareils électroménagers, l'éclairage, etc. La consommation annuelle du secteur tertiaire est majoritairement liée aux hôtels, cafés et restaurants.

IV.2.2. Démarche considérée pour la désagrégation du profil de consommation

Les informations disponibles concernant la répartition de la consommation de l'île d'Ouessant permettent d'envisager des actions sur les usages liés au chauffage électrique et aux chauffe-eau. En effet, ces usages sont les seuls postes de consommation pour lesquels une quantification de l'énergie consommée est donnée (la répartition présentée sur la Figure IV-3 ne permet pas de distinguer d'autres usages et appareils). Selon la répartition de la Figure IV-3, l'énergie annuelle consommée par le chauffage électrique résidentiel correspond à 50.25 % de l'énergie totale consommée sur l'île, tandis que 5.51 % de l'énergie consommée est associée aux chauffe-eau du secteur résidentiel.

Les profils des puissances liées au chauffage électrique et aux chauffe-eau sont extraits du profil de la puissance P_{dem} liée à la consommation totale de l'île selon la démarche suivante, pour laquelle les méthodes d'identification de ces profils sont détaillées dans les paragraphes suivants :

- **1^{ère} étape - Identification du profil lié au chauffage électrique** : la puissance liée au chauffage électrique de l'ensemble des secteurs (résidentiel, professionnel et tertiaire) est définie à partir d'une analyse de thermo-sensibilité, c'est-à-dire la variation de la puissance totale consommée selon la variation de la température de l'air. Cette puissance est notée P_{HT} (*Heating* : chauffage électrique).
- **2^{ème} étape - Identification du profil lié aux chauffe-eau** : la puissance liée à l'ensemble des chauffe-eau du secteur résidentiel est définie selon la répartition énergétique de la Figure IV-3 et selon les plages de fonctionnement heures creuses/heures pleines. Cette puissance est notée P_{WH} (*Water Heaters* : chauffe-eau).
- **3^{ème} étape - Identification du profil lié aux autres consommations** : la puissance concernant les autres usages est déterminée à partir du profil de la consommation totale P_{dem} auquel sont soustraits les profils liés au chauffage électrique P_{HT} et aux chauffe-eau P_{WH} . Cette puissance associée aux charges non décalables est notée P_{NS} (*Non Shiftable loads* : charges non décalables).

IV.2.3. Profil lié au chauffage électrique

L'identification du profil de consommation du chauffage électrique passe par une analyse de la thermo-sensibilité du profil de consommation, c'est-à-dire l'étude de la variation de la puissance consommée selon la variation de la température de l'air. Différentes méthodes existent, allant d'une identification par une régression linéaire jusqu'à l'identification selon des paramètres exogènes, comme expliqué par O. Özkizilkaya [150]. Au vu de la faible quantité d'informations permettant de caractériser de manière précise le profil de consommation de l'île, la méthode que nous considérons ici consiste à identifier par une régression linéaire la part thermosensible du profil de consommation, selon la démarche décrite ci-après.

La première étape d'une étude de la thermo-sensibilité consiste à étudier la variation de l'énergie journalière consommée selon la température moyenne de l'air observée chaque jour. Comme

suggéré en [150], des données journalières (énergie totale consommée et température moyenne) sont préférées à des données horaires afin de prendre en compte le caractère non instantané de la variation du chauffage selon la variation de la température extérieure, dû à l'inertie thermique des bâtiments et au contrôle du chauffage par les usagers. La variation de l'énergie journalière consommée $E_{dem/j}$ selon la température ambiante moyenne $T_{amb,moy/j}$ au cours des cinq années de données disponibles est présentée sur la Figure IV-4. On constate que l'énergie journalière consommée augmente lorsque la température de l'air diminue, ce qui est caractéristique d'un territoire où le chauffage électrique est majoritairement utilisé. Le seuil de température au-dessus duquel le chauffage peut être considéré comme inactif est défini à $T_{amb,seuil} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Pour les valeurs de température inférieures à $T_{amb,seuil}$, l'énergie consommée lors d'une journée d peut être estimée à partir d'une régression linéaire (méthode souvent considérée dans la littérature [150]) selon l'équation suivante :

$$E_{dem/j,est}(T_{amb,moy/j}(d)) = a T_{amb,moy/j}(d) + b \quad (\text{IV-1})$$

avec $E_{dem/j,est}$ l'énergie totale consommée par jour, estimée à partir d'une régression linéaire [Wh], $T_{amb,moy/j}$ la température ambiante moyenne journalière [$^{\circ}\text{C}$], a et b les coefficients liés à l'identification par une régression linéaire : $a = -209\,815\text{ Wh}/^{\circ}\text{C}$ et $b = 43\,333\,510\text{ Wh}$.

En d'autres termes, l'énergie journalière consommée sur l'île d'Ouessant augmente de 209.815 kWh pour une baisse de la température moyenne de l'air d'un degré Celsius. Cependant, cette identification par une fonction linéaire telle que présentée sur la Figure IV-4 ne permet pas de prédire avec exactitude l'énergie consommée à partir d'une connaissance de la température moyenne de l'air. La dispersion des points observée sur cette figure peut être expliquée par plusieurs facteurs indépendants de la température. Pour le cas de l'île d'Ouessant, l'un des facteurs pouvant avoir le plus d'impact est la fréquentation touristique de l'île. Ainsi, sur la Figure IV-5, l'énergie journalière consommée est tracée selon le jour de l'année (cinq valeurs sont données pour chaque jour de l'année, correspondant aux années 2011 à 2015). Une dispersion des points est visible sur certains mois (Février, Mars, Avril, Novembre et Décembre). Ces mois incluent des vacances scolaires (dates différentes selon l'année), donc une augmentation de la fréquentation touristique de l'île et de la consommation d'énergie. Par ailleurs, la convergence des valeurs pour les mois de Juillet et Août peut s'expliquer par l'absence de chauffage à cette période et par une fréquentation touristique survenant à la même période d'une année à une autre. Ainsi, on peut considérer que l'ensemble des postes de consommation consomme plus d'énergie lorsque la population de l'île augmente.

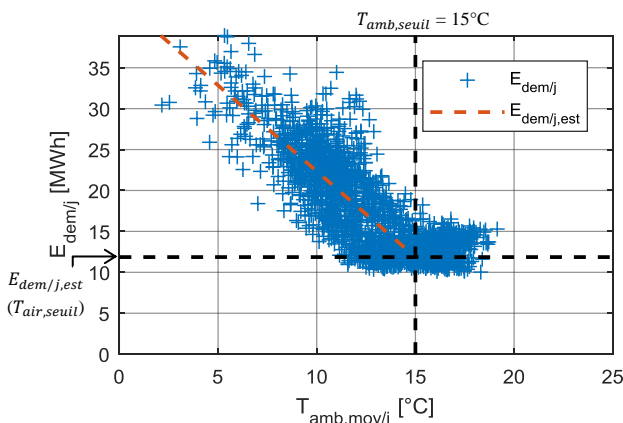


Figure IV-4 : Energie journalière consommée selon la température moyenne journalière

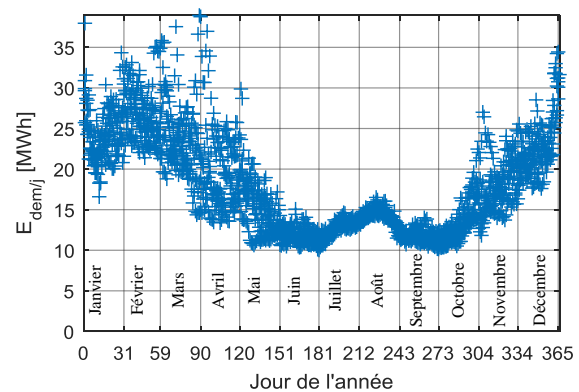


Figure IV-5 : Energie journalière consommée selon le jour de l'année

Afin de déterminer le profil horaire de la puissance P_{HT} liée au chauffage électrique, la démarche suivante est appliquée pour chaque journée d du profil de consommation (composé de 1826 jours) :

1. L'énergie consommée par jour hors chauffage est estimée à partir de l'équation (IV-1) pour la température de seuil $T_{amb,seuil}$: $E_{dem/j,est}(T_{amb,seuil}) = 11.681$ MWh.
2. L'énergie $E_{HT/j,est}$ consommée par le chauffage électrique au cours d'une journée d est estimée à partir de l'énergie totale consommée $E_{dem/j,est}$, estimée par l'équation (IV-1), et de la température moyenne de l'air $T_{amb,moy/j}$ selon :

$$E_{HT/j,est}(T_{amb,moy/j}(d)) = \begin{cases} E_{dem/j,est}(T_{amb,moy/j}(d)) - E_{dem/j,est}(T_{amb,seuil}) & \text{si } T_{amb,moy/j}(d) < T_{amb,seuil} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV-2)$$

3. Cependant, pour une température $T_{amb,moy/j}$, l'énergie totale consommée $E_{dem/j,est}$ estimée par l'équation (IV-1) est susceptible d'être éloignée de la valeur mesurée $E_{dem/j}$ (Figure IV-4). Cet écart peut être dû à une augmentation de la fréquentation touristique, ce qui signifierait que la consommation liée au chauffage électrique varierait aussi. Ainsi, on prend pour hypothèse que la part de l'énergie totale qui serait consommée par le chauffage dans la réalité ($E_{HT/j}/E_{dem/j}$) est identique à la part obtenue par estimation ($E_{HT/j,est}/E_{dem/j,est}$). Cette hypothèse permet de calculer pour une journée d l'énergie $E_{HT/j}$ réellement consommée par le chauffage électrique selon :

$$E_{HT/j}(d) = E_{dem/j}(d) \times \frac{E_{HT/j,est}(T_{amb,moy/j}(d))}{E_{dem/j,est}(T_{amb,moy/j}(d))} \quad (IV-3)$$

4. Pour chaque heure t_k d'une journée d , la puissance P_{HT} liée au chauffage électrique de l'ensemble des habitations de l'île est calculée en considérant une répartition équitable de l'énergie $E_{HT/j}$ sur les 24 heures de la journée, soit :

$$P_{HT}(t_k) = \frac{E_{HT/j}(d)}{24} \quad (IV-4)$$

En appliquant cette démarche, la puissance maximale obtenue au cours des cinq années atteint une valeur de $P_{HT\ max} = 1$ MW, pour une température $T_{amb,moy/j}$ de 2°C (valeur minimale observée sur ces cinq années). Ainsi, il est considéré pour la suite des travaux que cette valeur correspond à la puissance maximale possible pour le chauffage électrique, c'est-à-dire la puissance obtenue si les radiateurs électriques de l'ensemble des habitations fonctionnent à leur puissance maximale en même temps.

IV.2.4. Profil lié aux chauffe-eau

Devant le peu d'informations disponibles, le profil de consommation lié aux chauffe-eau est déterminé en considérant la part annuelle de l'énergie totale consommée sur l'île qui est affectée à ce poste de consommation, soit $0.6884 \times 0.08 = 5.51$ % de l'énergie consommée en 2011 (Figure IV-3). Ainsi, l'énergie $E_{WH/j}$ consommée par les chauffe-eau chaque jour est de $E_{WH/j} = 894.343$ kWh.

Lorsque la tarification heures creuses/heures pleines proposée par EDF est souscrite, les chauffe-eau électriques fonctionnent pendant les phases d'heures creuses. Celles-ci sont réglementées par le fournisseur d'énergie, à savoir huit heures par jour réparties sur les plages horaires 12 h-17 h et 20 h-8 h. On considère pour la suite de ces travaux un fonctionnement simultané de l'ensemble des chauffe-eau électriques de l'île d'Ouessant entre 21 h et 5 h, selon une puissance constante P_{WH} définie par :

$$P_{WH}(t_k) = \begin{cases} \frac{E_{WH}/j}{8} & \text{si } 21\text{h} \leq t_k \leq 5\text{h} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{IV-5})$$

Bien qu'un fonctionnement à puissance constante pendant huit heures soit peu réaliste pour un chauffe-eau, il est considéré ici un foisonnement du fonctionnement de l'ensemble des chauffe-eau de l'île d'Ouessant, ce qui implique un lissage de la courbe de charge. Cependant, la mise en œuvre pratique d'une gestion de la demande pourrait conduire à l'utilisation de données mesurées, donc plus proches de la réalité.

IV.2.5. Profil lié aux autres consommations

Le reste du profil de la consommation de l'île d'Ouessant est associé aux charges pour lesquelles on ne considérera pas de possibilité de décalage (éclairage, appareils domestiques, etc.), en raison de la méconnaissance des puissances pouvant être associées à ces charges. La puissance relative à l'ensemble de ces charges à chaque instant t_k est définie à partir de la puissance totale consommée P_{dem} selon :

$$P_{NS}(t_k) = P_{dem}(t_k) - P_{HT}(t_k) - P_{WH}(t_k) \quad (\text{IV-6})$$

Ainsi, le profil $P_{dem}(t_k)$ lié à la puissance totale consommée sur l'île d'Ouessant est décomposé en trois profils distincts : $P_{HT}(t_k)$, $P_{WH}(t_k)$ et $P_{NS}(t_k)$. Une portion des profils obtenus est proposée sur la Figure IV-6, concernant les trois premiers jours du mois de janvier 2011.

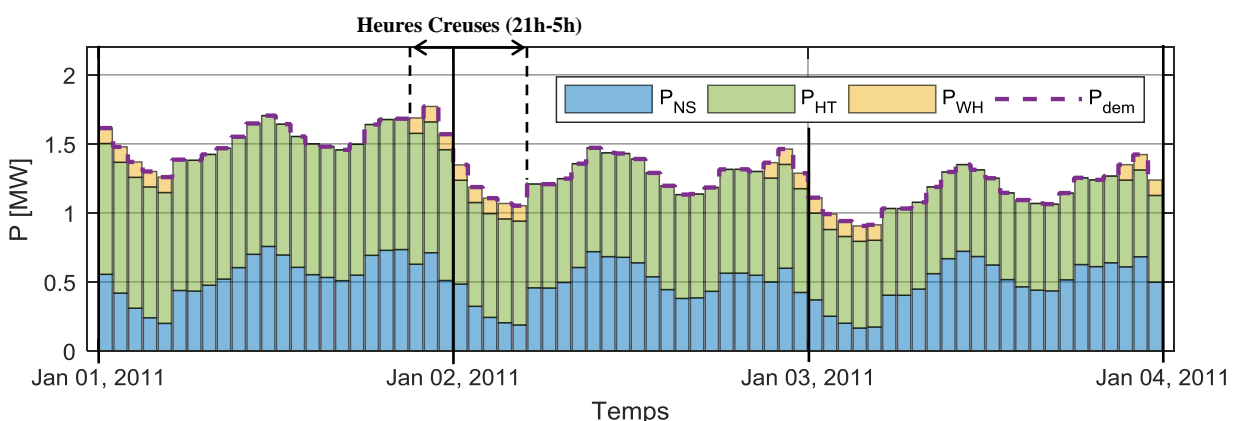


Figure IV-6 : Décomposition de la consommation totale selon les trois postes de consommation considérées, pour les trois premiers jours de janvier 2011

IV.3. Développement d'un algorithme de gestion d'énergie multi-niveaux

La décomposition du profil de consommation en trois profils distincts va permettre d'appliquer différentes stratégies de gestion selon les modes d'action évoqués dans la partie IV.1. Afin de respecter au maximum la demande initiale des consommateurs, il convient de hiérarchiser les stratégies de gestion proposées en définissant quelles charges et quels modes d'action doivent être favorisés. Ainsi, il est proposé dans la section IV.3.1 une vue globale de l'algorithme de gestion développé, hiérarchisant les consommations et les modes d'actions. Les stratégies de gestion de la demande considérées pour chaque étape de cet algorithme sont détaillées dans les paragraphes IV.3.2, IV.3.3 et IV.3.4. Une comparaison de ces différentes stratégies est effectuée dans la partie IV.3.5.

IV.3.1. Vue globale de l'algorithme de gestion d'énergie multi-niveaux proposé

L'application de stratégies de gestion de la demande dans le système multi-sources a pour objectif d'éviter l'apparition de situations où la demande ne pourrait être entièrement satisfaite, à cause d'une faible production des sources et d'un état de charge des batteries au niveau minimum autorisé. Pour éviter ces situations, il est nécessaire d'agir suffisamment tôt sur la consommation en envoyant des consignes aux consommateurs par exemple. Une simulation du fonctionnement du système pour les heures à venir doit donc être réalisée afin d'estimer les performances du système, notamment l'évolution de l'état de charge des batteries, pour prendre les décisions adaptées. Ainsi, une planification la veille pour le lendemain est souvent considérée, retrouvée dans la littérature sous le terme *day-ahead*. Par ailleurs, la planification des consommations doit être réévaluée régulièrement afin d'adapter les consignes selon l'état de charge des batteries et la production des sources. Ce concept de planification évaluée selon un horizon glissant est présenté sur la représentation temporelle de la Figure IV-7. Il est à noter qu'un échantillonnage horaire est considéré. Afin que les décisions puissent être appliquées à partir de l'instant t_k , l'algorithme de planification de la demande est exécuté une heure avant (début du calcul à l'instant t_{k-1}), soit δ heures après sa dernière exécution.

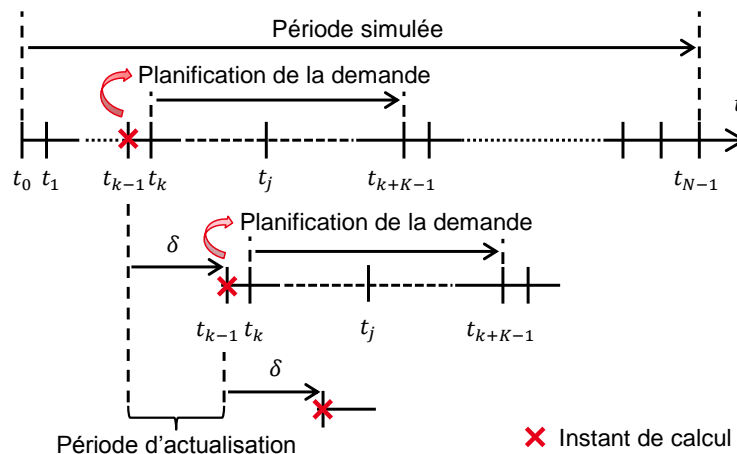


Figure IV-7 : Horizon temporel considéré pour la planification de la demande

Les notations temporelles utilisées sur la Figure IV-7 correspondent à :

- j : l'instant au cours de la période planifiée ;
- k : l'instant de début de la période planifiée ;
- K : le nombre d'instants de la période planifiée ;
- N : le nombre d'instants de la période simulée ;
- δ : l'écart entre deux exécutions de l'algorithme de planification ;

tel que :

$$k \leq j < k + K, \quad j, k, K \in \mathbb{N} \quad (\text{IV-7})$$

Pour limiter la modification de la consommation initialement prévue et l'inconfort subi par les usagers, les stratégies de gestion doivent être hiérarchisées en appliquant en priorité celles qui engendrent le moins d'inconfort. Le décalage temporel est la stratégie la moins contraignante puisqu'il permet de conserver l'énergie demandée en décalant une partie de la consommation à un instant plus favorable. Ce mode d'action sera envisagé d'abord pour les chauffe-eau, puis si besoin pour le chauffage électrique. La méconnaissance du contenu de la puissance P_{NS} liée aux autres consommations ne permet pas d'envisager un décalage temporel, mais un écrêtage de cette puissance peut être considéré. Cependant, l'écrêtage des consommations doit être appliqué uniquement en dernier recours, pour éviter une décharge complète des batteries par exemple.

Ainsi, nous proposons d'appliquer des stratégies de gestion différentes selon l'évolution de l'état de charge des batteries estimée pour les K heures à venir. Selon le franchissement de seuils d'état de charge définis sur la Figure IV-8, les stratégies suivantes sont considérées, hiérarchisées selon l'algorithme présenté sur la Figure IV-9 :

- **Mode 1 - Aucune stratégie de gestion de la demande appliquée** : si l'état de charge des batteries reste supérieur à un seuil SoC_a en considérant le profil de consommation initialement prévu, alors aucune modification n'est appliquée ;
- **Mode 2 - Anticipation de la consommation des chauffe-eau** : si il est estimé que l'état de charge des batteries descend en-dessous du seuil SoC_a , alors le fonctionnement des chauffe-eau est anticipé dès que possible vers des instants où le bilan énergétique est excédentaire (la puissance produite est supérieure à la puissance consommée et les batteries sont complètement chargées), afin de profiter de l'énergie au moment où elle est produite par les sources ;
- **Mode 3 - Anticipation de la consommation du chauffage électrique** : si l'application du 2^{ème} mode de gestion ne permet pas d'éviter le franchissement du seuil SoC_a , alors la consommation du chauffage électrique est anticipée à son tour vers les instants où le bilan énergétique est excédentaire ;
- **Mode 4 - Gestion des situations critiques** : s'il est estimé que l'état de charge des batteries va atteindre la valeur minimale autorisée SoC_{min} , alors des stratégies basées sur le décalage temporel (anticipation et report) et l'écrêtage sont considérées, en limitant l'écrêtage des autres consommations et en favorisant le décalage temporel.

Ainsi, les modes de gestion 2 et 3 ont pour objectif d'anticiper des consommations dites décalables afin de limiter la décharge des batteries et de profiter de l'énergie au moment où elle est produite par les sources. Cette anticipation permet de retarder la décharge des batteries et donc la survenue de situations critiques où les batteries seraient insuffisamment chargées pour satisfaire la demande. Le mode 4 est utilisé en dernier recours pour éviter une décharge complète des batteries.

L'application de l'algorithme de gestion proposé sur la Figure IV-9 aboutit à un nouveau profil pour chacun des trois postes de consommation, tel que pour chaque instant t_j :

$$P'_{dem}(t_j) = P'_{WH}(t_j) + P'_{HT}(t_j) + P'_{NS}(t_j) \quad (\text{IV-8})$$

avec :

- P'_{dem} : la puissance totale consommée sur l'île après application de l'algorithme de gestion de la demande [W] ;

- P'_{WH} : la puissance associée aux chauffe-eau après application de l'algorithme de gestion de la demande [W] ;
- P'_{HT} : la puissance associée au chauffage électrique après application de l'algorithme de gestion de la demande [W] ;
- P'_{NS} : la puissance associée aux autres consommations après application de l'algorithme de gestion de la demande [W].

Dans le cas idéal où aucune modification n'est appliquée, ces différentes puissances sont égales aux puissances initiales : $P'_{dem}(t_j) = P_{dem}(t_j)$, $P'_{WH}(t_j) = P_{WH}(t_j)$, $P'_{HT}(t_j) = P_{HT}(t_j)$ et $P'_{NS}(t_j) = P_{NS}(t_j)$.

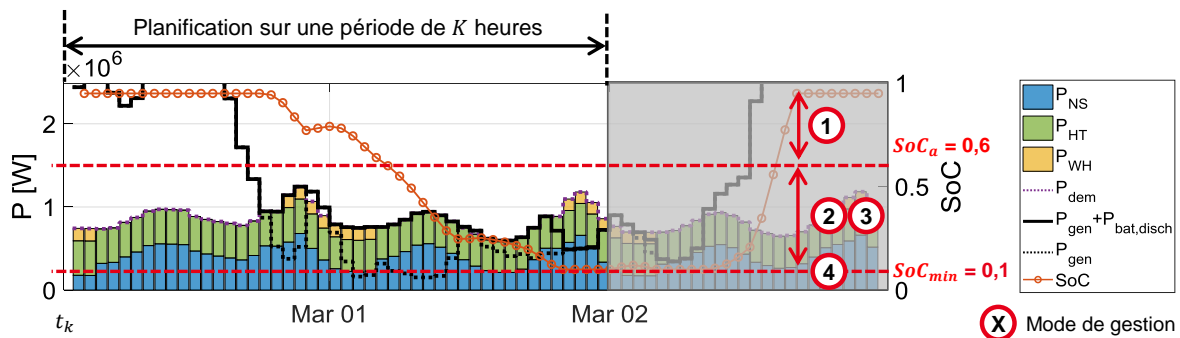


Figure IV-8 : Modes d'action selon les seuils d'état de charge de la batterie

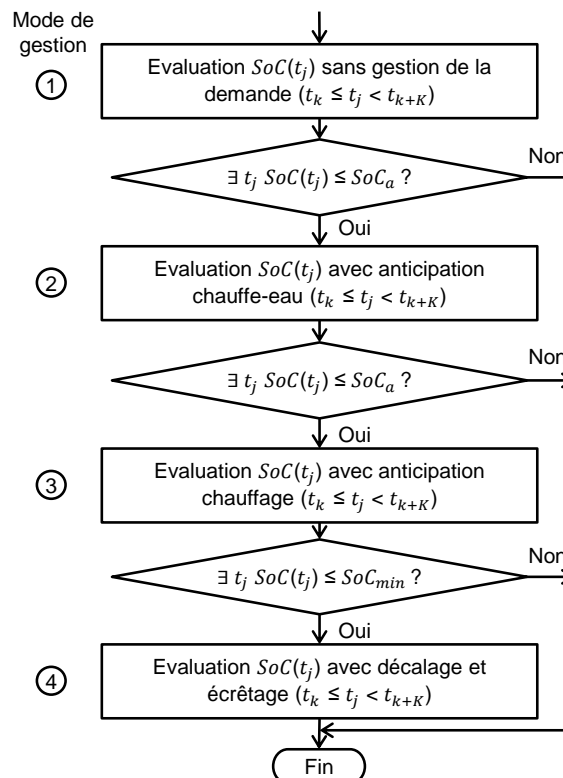


Figure IV-9 : Algorithme multi-niveaux de gestion de la demande

Remarques : l'application des différentes stratégies de gestion considérées par la suite nécessite la connaissance des profils de puissance liés à la production des sources et aux différentes consommations sur les K heures à venir (voir partie IV.3.5). De plus, il est considéré que les chauffe-eau peuvent être contrôlés par une transmission de consigne (comme effectué lors d'une tarification en

heures creuses/heures pleines). Par ailleurs, les stratégies de gestion liées au chauffage électrique seront basées selon une modification de la puissance. Dans la réalité, une température de consigne permettant de suivre cette puissance serait transmise aux usagers.

Les quatre modes de gestion de l'algorithme proposé sur la Figure IV-9 sont détaillés dans les paragraphes IV.3.2, IV.3.3.1, IV.3.3.2 et IV.3.4.

IV.3.2. Mode de gestion 1 : évaluation sans gestion de la demande

Le premier mode de gestion considéré dans l'algorithme de la Figure IV-9 repose sur l'évaluation prévisionnelle du fonctionnement du système selon l'algorithme de gestion considéré dans le Chapitre III. Aucune modification de la consommation n'est envisagée dans ce mode de gestion. Ainsi, les batteries sont chargées lorsque la puissance P_{gen} produite par les sources est supérieure à la puissance demandée P_{dem} , et déchargées dans le cas contraire. Les contraintes associées à l'état de charge (SoC_{min} , SoC_{max}) et à la puissance des batteries ($P_{disch\ max}$, $P_{ch\ max}$) doivent être respectées.

En théorie, si au cours de cette période l'état de charge des batteries atteint le niveau minimum autorisé (SoC_{min}) ou que la puissance P_{diff} demandée à une batterie est inférieure à la puissance maximale autorisée ($P_{disch\ max}$), alors un écrêtage de la puissance demandée doit être appliqué :

$$P'_{dem}(t_j) = \begin{cases} P_{gen}(t_j) & \text{si } P_{diff}(t_j) < 0 \text{ et } SoC(t_j) \leq SoC_{min} \\ P_{gen}(t_j) - P_{bat,tot}(t_j) & \text{si } P_{diff}(t_j) < P_{disch\ max} \\ P_{dem}(t_j) & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV-9)$$

avec :

$$P_{bat,tot}(t_j) = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{diff}(t_j) < 0 \text{ et } SoC(t_j) \leq SoC_{min} \\ 0 & \text{si } P_{diff}(t_j) > 0 \text{ et } SoC(t_j) \geq SoC_{max} \\ N_{bat} \times P_{disch\ max} & \text{si } P_{diff}(t_j) < P_{disch\ max} \\ N_{bat} \times P_{ch\ max} & \text{si } P_{diff}(t_j) > P_{ch\ max} \\ N_{bat} \times P_{diff}(t_j) & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV-10)$$

$$P_{diff}(t_j) = \frac{P_{gen}(t_j) - P_{dem}(t_j)}{N_{bat}} \quad (IV-11)$$

La puissance demandée non satisfaite P_{UL} est définie à chaque instant t_j par :

$$P_{UL}(t_j) = P_{dem}(t_j) - P'_{dem}(t_j) \quad (IV-12)$$

Cependant, cette puissance insatisfaite n'est pas distinguée selon des charges. Cet écrêtage consisterait à couper l'approvisionnement en électricité de certains quartiers afin d'éviter une panne généralisée sur le réseau. Pour éviter à tout prix une telle situation, les modes de gestion 2, 3 puis 4 sont évalués selon les descriptions données ci-après, afin de proposer une nouvelle planification de la demande et quantifier par poste de consommation l'écrêtage nécessaire.

IV.3.3. Modes de gestion 2 et 3 : gestion de la demande basée sur l'anticipation des consommations

Le Chapitre III a montré que 70 % de l'énergie pouvant être produite par les sources était inutilisée. Il apparaît donc judicieux de décaler les consommations liées aux chauffe-eau et au chauffage électrique vers les instants où le bilan énergétique est excédentaire, afin de profiter de l'énergie au moment où elle est produite par les différentes sources. Cependant, ces situations d'excès de production pouvant être nombreuses, des règles doivent être fixées pour définir les instants auxquels cette anticipation doit être déclenchée afin d'éviter un décalage systématique qui aurait des conséquences sur le confort et les habitudes des usagers.

Les stratégies proposées dans les modes de gestion 2 et 3 sont basées sur l'anticipation de ces consommations vers un instant t_j si ces deux conditions sont satisfaites :

- L'état de charge des batteries à l'instant t_j doit être au niveau maximum autorisé :

$$SoC(t_j) = SoC_{max} \quad (IV-13)$$

- La puissance produite à l'instant t_j doit être supérieure à la puissance demandée :

$$P_{gen}(t_j) > P_{dem}(t_j) \quad (IV-14)$$

Ces conditions permettent de favoriser la charge de la batterie par rapport à une anticipation des consommations. Le report de consommation n'est pas envisagé dans les modes de gestion 2 et 3. Ainsi, la puissance excédentaire P_{exc} pouvant être utilisée pour alimenter des consommations supplémentaires à un instant t_j est définie par :

$$P_{exc}(t_j) = \begin{cases} P_{gen}(t_j) - P_{dem}(t_j) & \text{si } P_{gen}(t_j) > P_{dem}(t_j) \text{ et } SoC(t_j) = SoC_{max} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV-15)$$

IV.3.3.1. Mode 2 : anticipation de la consommation des chauffe-eau

Si, à un instant t_j , les conditions (IV-13) et (IV-14) sont vérifiées, alors la consommation des chauffe-eau planifiée à un instant futur t_{j+A} est anticipée à l'instant t_j . Une fenêtre temporelle de dix heures est considérée ($1 \leq A \leq 10$), ce qui implique une anticipation du fonctionnement au plus tôt à 11h le matin (le démarrage des chauffe-eau survient normalement à 21h selon les hypothèses posées). Ce choix est justifié par le fait que la consommation d'eau chaude survient surtout le matin (usage lié à la douche), l'eau a donc besoin d'être chauffée après l'usage matinal.

La part de la consommation des chauffe-eau anticipée de t_{j+A} vers t_j est définie selon la puissance excédentaire P_{exc} disponible à t_j . Deux cas peuvent se présenter, pour lesquels une illustration est donnée sur la Figure IV-10 :

- **Cas WH1** : la puissance excédentaire à l'instant t_j est suffisante pour alimenter l'ensemble de la consommation des chauffe-eau prévue à l'instant t_{j+A} : $P_{exc}(t_j) \geq P_{WH}(t_{j+A})$. Toute la consommation est alors anticipée :

$$P'_{WH}(t_j) = P_{WH}(t_j) + P_{WH}(t_{j+A}) \quad (IV-16)$$

$$P'_{WH}(t_{j+A}) = 0 \quad (IV-17)$$

- **Cas WH2** : la puissance excédentaire à l'instant t_j n'est pas suffisante pour alimenter la consommation des chauffe-eau prévue à l'instant t_{j+A} : $P_{exc}(t_j) < P_{WH}(t_{j+A})$. Ainsi, seule une partie de la consommation est anticipée, selon la puissance disponible à l'instant t_j :

$$P'_{WH}(t_j) = P_{WH}(t_j) + P_{exc}(t_j) \quad (IV-18)$$

$$P'_{WH}(t_{j+A}) = P_{WH}(t_{j+A}) - P_{exc}(t_j) \quad (IV-19)$$

Dans le premier cas, l'ensemble des chauffe-eau de l'île est concerné par le fonctionnement anticipé, tandis que dans le deuxième cas seule une partie des chauffe-eau est concernée (la quantité serait définie selon la puissance P_{exc}).

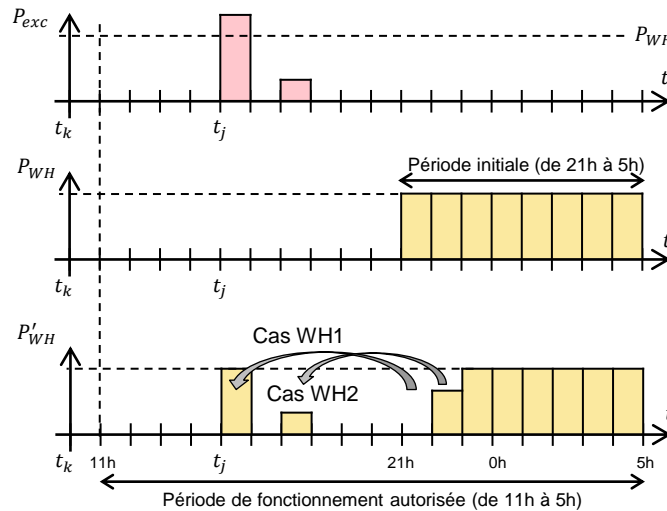


Figure IV-10 : Principe de fonctionnement de la stratégie basée sur l'anticipation de la consommation des chauffe-eau

IV.3.3.2. Mode 3 : anticipation de la consommation du chauffage électrique

Si l'application du second mode de gestion ne permet pas d'éviter le franchissement du seuil d'état de charge SoC_a , le troisième mode de gestion est évalué. Celui-ci est basé sur l'anticipation de la consommation du chauffage électrique. D'une manière analogue à celle considérée pour l'anticipation de la consommation des chauffe-eau, la consommation du chauffage électrique est anticipée d'un instant t_{j+B} vers un instant t_j si les conditions (IV-13) et (IV-14) sont vérifiées, c'est-à-dire si les batteries sont pleinement chargées et s'il existe un surplus de puissance produite.

Afin d'éviter une modification possiblement fréquente du fonctionnement du chauffage qui impliquerait des fluctuations de la température intérieure des habitations et donc une altération du confort, une condition supplémentaire est considérée. La consommation du chauffage n'est anticipée que si un déficit de production est envisagé à l'instant futur t_{j+B} , c'est-à-dire si la production des sources est inférieure à la demande. Cette puissance P_{def} manquante à l'instant t_{j+B} est définie par :

$$P_{def}(t_{j+B}) = \begin{cases} P_{dem}(t_{j+B}) - P_{gen}(t_{j+B}) & \text{si } P_{gen}(t_{j+B}) < P_{dem}(t_{j+B}) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (IV-20)$$

Une fenêtre temporelle de deux heures ($B \leq 2$) est considérée afin de préserver le confort pour les usagers en limitant les variations de température provoquées par ce changement. La part de la puissance anticipée est définie selon l'excès de production P_{exc} à l'instant t_j et selon le déficit de

production P_{def} à l'instant t_{j+B} , tout en respectant la puissance maximale possible $P_{HT\ max}$. L'algorithme permettant de définir la puissance liée au chauffage électrique qui peut être anticipée est présenté sur la Figure IV-11.

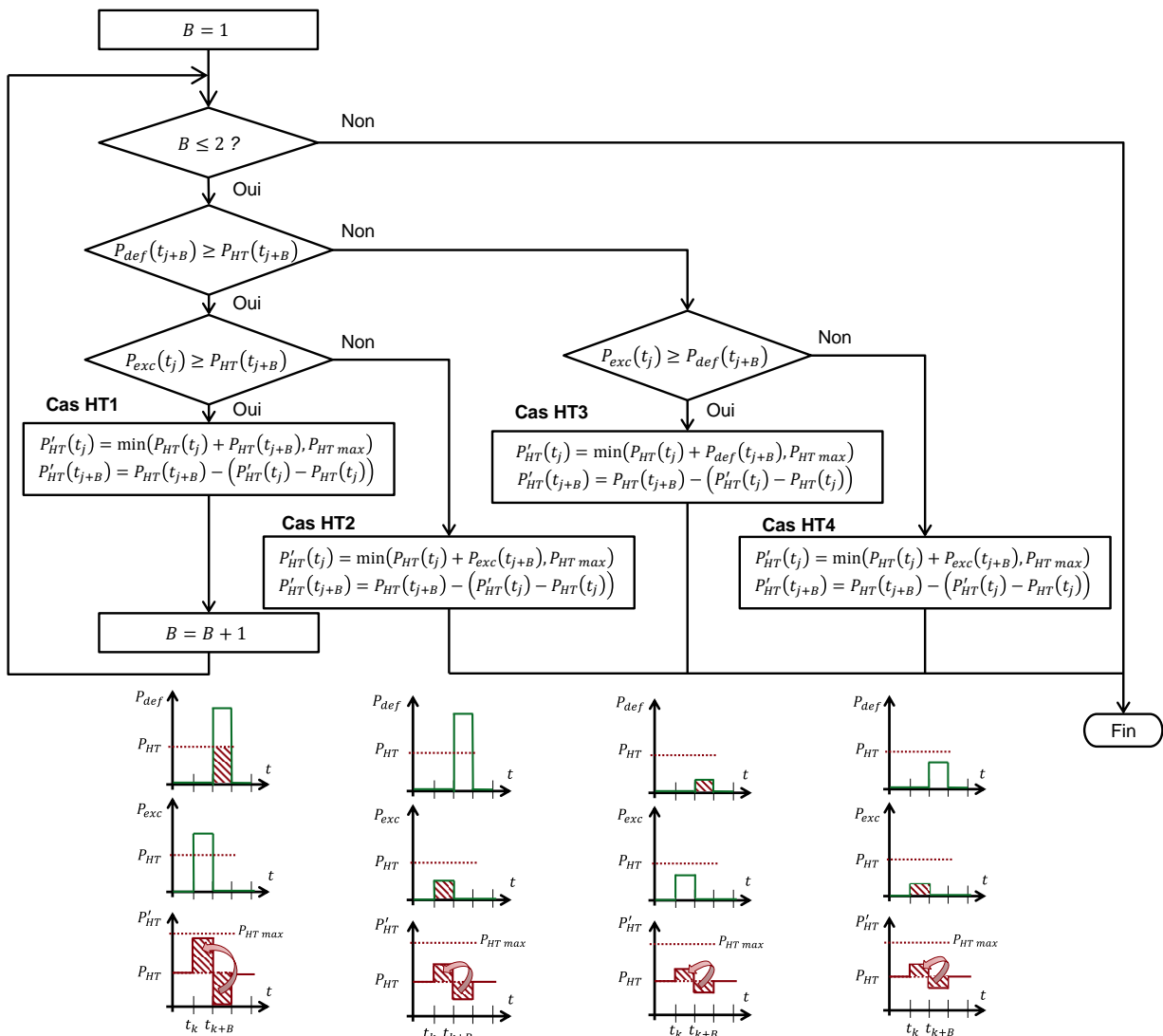


Figure IV-11 : Algorithme lié à l'anticipation de la consommation du chauffage électrique

Selon l'algorithme présenté sur la Figure IV-11, quatre cas sont à distinguer :

- Si à l'instant t_{j+B} la puissance manquante P_{def} est plus élevée que la puissance liée au chauffage, alors la consommation du chauffage doit être anticipée autant que possible, selon la puissance excédentaire P_{exc} à l'instant t_j :
 - **Cas HT1** : la puissance excédentaire à l'instant t_j permet d'alimenter toute la puissance liée au chauffage électrique de l'instant t_{j+B} ;
 - **Cas HT2** : la puissance excédentaire à l'instant t_j permet d'alimenter seulement une partie de la puissance liée au chauffage électrique de l'instant t_{j+B} ;
- Si à l'instant t_{j+B} la puissance manquante P_{def} ne dépasse pas la puissance liée au chauffage, alors seule une partie de la puissance est anticipée, au plus égale à la puissance manquante à l'instant t_{j+B} . La puissance pouvant être anticipée dépend de la puissance excédentaire à l'instant t_j :

- **Cas HT3** : la puissance excédentaire à l'instant t_j est suffisante pour pouvoir satisfaire une puissance égale à la puissance manquante à l'instant t_{j+B} ;
- **Cas HT4** : la puissance excédentaire à l'instant t_j permet d'alimenter seulement une partie de la puissance manquante à l'instant t_{j+B} .

IV.3.4. Mode de gestion 4 : gestion des situations critiques

Ce mode de gestion est évalué uniquement si l'état de charge des batteries atteint quand même la valeur minimale autorisée SoC_{min} au cours des K heures à venir, alors que les profils de consommation ont pu être modifiés par les modes de gestion 2 et 3. Cette situation est problématique pour le gestionnaire du réseau électrique puisqu'elle implique qu'une partie de la demande ne va pas pouvoir être satisfaite à cause d'une production des sources insuffisante et d'un faible état de charge des batteries. Une coupure de l'alimentation électrique d'une partie du territoire devrait donc être effectuée afin de garantir le bon fonctionnement du réseau (*black-out*).

Afin d'éviter une telle situation, il est nécessaire de modifier les trois profils de consommation de manière suffisante. Le fait que les batteries puissent atteindre l'état de charge minimal autorisé peut signifier que l'énergie demandée prévue sur les K heures à venir est trop élevée pour être entièrement satisfaite par les sources et par les batteries. Il est donc possible qu'un écrêtage de certains postes de consommation soit nécessaire. Néanmoins, un décalage par anticipation ou par report de certaines consommations peut être suffisant. Ainsi, il convient d'envisager l'ensemble des stratégies de gestion possibles :

- Décalage temporel par anticipation et par report pour le chauffage électrique et les chauffe-eau ;
- Écrêtage pour le chauffage électrique, les chauffe-eau et les autres consommations.

Il s'avère nécessaire d'un point de vue acceptabilité sociale et préservation du confort des usagers de minimiser la modification de la demande initiale. Ainsi, la planification des trois profils de consommation sur les K heures à venir consiste en un problème d'optimisation pour lequel l'objectif à minimiser concerne la modification de la demande initiale, en considérant les différentes actions possibles sur les trois profils de consommation. Les variables de décision associées à chaque profil de consommation sont présentées dans le paragraphe IV.3.4.1. Les contraintes à respecter sont définies dans le paragraphe IV.3.4.2. Enfin, la fonction objectif liée à la minimisation de la modification de la demande initiale est décrite dans le paragraphe IV.3.4.3.

IV.3.4.1. Description des variables de décision

Les variables de décision présentées ci-après ont pour objectif de quantifier la modification de chaque poste de consommation à chaque instant t_j de la période à planifier.

- **Chauffe-eau**

Une variable de décision $\alpha(t_j)$ de type binaire permet de définir à un instant t_j si l'ensemble des chauffe-eau de l'île doivent être allumés ou éteints. La puissance P'_{WH} après modification est définie par :

$$P'_{WH}(t_j) = P_{WH,K} \times \alpha(t_j), \quad \alpha(t_j) \in \{0,1\} \quad (IV-21)$$

$$A = [\alpha(t_k) \quad \alpha(t_{k+1}) \quad \cdots \quad \alpha(t_j) \quad \cdots \quad \alpha(t_{k+K-1})] \quad (IV-22)$$

avec A le vecteur des variables de décision liées à la modification de la consommation des chauffe-eau et $P_{WH,K}$ la puissance associée au fonctionnement des chauffe-eau au cours de la période planifiée [W], définie par :

$$P_{WH,K} = \frac{1}{K_{WH\ init}} \sum_{j=k}^{k+K-1} P_{WH}(t_j) \quad (IV-23)$$

avec $K_{WH\ init}$ le nombre d'heures de fonctionnement des chauffe-eau initialement prévu au cours de la période à planifier.

- **Chauffage électrique**

La puissance P'_{HT} liée au chauffage électrique à un instant t_j est définie à partir de la puissance maximale $P_{HT\ max}$ grâce à une variable de décision $\beta(t_j)$ de type réel, tel que :

$$P'_{HT}(t_j) = P_{HT\ max} \times \beta(t_j), \quad 0 \leq \beta(t_j) \leq 1, \quad \beta(t_j) \in \mathbb{R} \quad (IV-24)$$

$$B = [\beta(t_k) \quad \beta(t_{k+1}) \quad \cdots \quad \beta(t_j) \quad \cdots \quad \beta(t_{k+K-1})] \quad (IV-25)$$

avec B le vecteur des variables de décision liées à la modification du profil lié au chauffage électrique. Ainsi, si $\beta(t_j) = 0$, tous les radiateurs sont éteints, tandis que pour $\beta(t_j) = 1$, tous des radiateurs sont supposés fonctionner à leur puissance nominale au cours de l'heure t_j (la puissance totale demandée par le chauffage électrique atteint la valeur $P_{HT\ max}$ obtenue dans la partie IV.2.3).

- **Autres consommations**

La puissance P'_{NS} liée aux autres consommations à un instant t_j est écrêtée selon une variable $\gamma(t_j)$ de type réel tel que :

$$P'_{NS}(t_j) = P_{NS}(t_j) \times \gamma(t_j), \quad 0 \leq \gamma(t_j) \leq 1, \quad \gamma(t_j) \in \mathbb{R} \quad (IV-26)$$

$$C = [\gamma(t_k) \quad \gamma(t_{k+1}) \quad \cdots \quad \gamma(t_j) \quad \cdots \quad \gamma(t_{k+K-1})] \quad (IV-27)$$

avec C le vecteur des variables de décision liées à la modification de la puissance associée aux autres consommations.

IV.3.4.2. Contraintes

Le problème d'optimisation est défini par les vecteurs A , B et C composés des variables de décision pour chaque instant et pour chaque profil de consommation. Cependant, les différentes contraintes décrites ci-après doivent être respectées pour qu'une solution soit réalisable.

- **Limitation de la consommation des chauffe-eau** : afin d'éviter une consommation supérieure à celle initialement prévue, la grandeur g_1 doit être négative ou nulle pour qu'une solution soit réalisable, g_1 étant définie par :

$$g_1(A) = \left(\sum_{j=k}^{k+K-1} \alpha(t_j) \right) - K_{WH\ init} \quad (IV-28)$$

- **Limitation de la consommation du chauffage électrique** : afin d'éviter une consommation supérieure à celle initialement prévue, la grandeur g_2 doit être négative ou nulle pour qu'une solution soit réalisable, g_2 étant définie par :

$$g_2(B) = \sum_{j=k}^{k+K-1} (\beta(t_j) \times P_{HT \max} - P_{HT}(t_j)) \quad (IV-29)$$

- **Satisfaction de la demande après modification** : les modifications apportées aux trois profils de consommation doivent être suffisantes pour que la puissance totale P'_{dem} après action sur la demande puisse être satisfaite par les sources et par les batteries à chaque instant t_j (les batteries ne doivent pas être complètement déchargées). Ainsi, la grandeur g_3 doit être négative ou nulle pour qu'une solution soit réalisable, g_3 étant définie par :

$$g_3(A, B, C) = \max_{k \leq j < k+K} (P'_{dem}(t_j) - P_{gen}(t_j) + P_{bat,tot}(t_j)) \quad (IV-30)$$

IV.3.4.3. Fonction objectif

La fonction objectif du problème d'optimisation pour le 4^{ème} mode de gestion consiste à minimiser la modification du profil de la consommation initialement demandée. Les modifications apportées peuvent être distinguées selon le type d'action (décalage temporel et écrêtage) et selon les charges. Ainsi, la fonction objectif consiste à additionner un ensemble de termes y_i , chacun d'eux correspondant à une action sur un type de charge. Chaque terme est normalisé par rapport à la modification maximale qui serait autorisée pour la charge en question, et pondéré selon un facteur w_i ($w_i \geq 0, w_i \in \mathbb{R}$) permettant de favoriser certaines actions plutôt que d'autres. La fonction objectif f à minimiser est définie par :

$$f(A, B, C) = \frac{\sum_{i=1}^5 w_i \times y_i}{\sum_{i=1}^5 w_i} \quad (IV-31)$$

avec y_1 le terme lié à l'écrêtage de la consommation des chauffe-eau, défini par :

$$y_1(A) = 1 - \frac{\sum_{j=k}^{k+K-1} P'_{WH}(t_j)}{\sum_{j=k}^{k+K-1} P_{WH}(t_j)} \quad (IV-32)$$

La grandeur y_2 est liée au décalage temporel de la consommation du chauffage électrique :

$$y_2(B) = \frac{1}{K} \sum_{j=k}^{k+K-1} \frac{|P'_{HT}(t_j) - P_{HT}(t_j)|}{\max(P_{HT \max} - P_{HT}(t_j), P_{HT}(t_j))} \quad (IV-33)$$

La grandeur y_3 est liée à l'écrêtage de la consommation du chauffage électrique :

$$y_3(B) = 1 - \frac{\sum_{j=k}^{k+K-1} P'_{HT}(t_j)}{\sum_{j=k}^{k+K-1} P_{HT}(t_j)} \quad (IV-34)$$

La grandeur y_4 est liée à l'écrêtage de la consommation des autres charges :

$$y_4(C) = 1 - \frac{\sum_{j=k}^{k+K-1} P'_{NS}(t_j)}{\sum_{j=k}^{k+K-1} P_{NS}(t_j)} \quad (\text{IV-35})$$

Enfin, la grandeur y_5 est associée aux variations de l'état de charge de la batterie, selon :

$$y_5(A, B, C) = \frac{\sum_{j=k}^{k+K-1} (SoC'(t_j) - SoC'(t_{j-1}))^2}{\sum_{j=k}^{k+K-1} (SoC(t_j) - SoC(t_{j-1}))^2} \quad (\text{IV-36})$$

Avec SoC l'état de charge de la batterie obtenu sans gestion de la demande (1^{er} mode de gestion) et SoC' l'état de charge de la batterie obtenu avec la solution du problème d'optimisation (4^{ème} mode de gestion). Le terme y_5 permet de ralentir la décharge de la batterie en pénalisant les plus grandes variations d'état de charge. Celles-ci peuvent être évitées en décalant des consommations vers des instants où la batterie n'est pas sollicitée.

Chacun des termes y_i est pénalisé par un facteur w_i . Ainsi, le terme lié à la stratégie de gestion la moins désirée doit être pénalisé par un facteur w_i de valeur plus élevée que les valeurs des autres facteurs, afin que ce type de modification soit le moins possible appliqué dans la solution obtenue. En revanche, le terme lié à la stratégie la moins gênante, c'est-à-dire la stratégie la mieux acceptée par l'utilisateur, doit être pénalisé par un facteur w_i de valeur plus faible que les valeurs des autres facteurs.

IV.3.4.4. Synthèse du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation lié à la planification de la demande pour le quatrième mode de gestion consiste à déterminer les variables de décision pour chaque instant de la période à planifier et pour chacun des trois profils, de manière à minimiser la fonction objectif, tel que :

$$[A_{opt}, B_{opt}, C_{opt}] = \arg \min f(A, B, C) \quad (\text{IV-37})$$

en respectant les $N_{ic} = 3$ contraintes d'inégalité et les bornes des variables de décision :

$$g_c(A, B, C) \leq 0, \quad c = 1, \dots, N_{ic} \quad (\text{IV-38})$$

$$\alpha(t_j) \in \{0,1\} \quad (\text{IV-39})$$

$$0 \leq \beta(t_j) \leq 1, \quad \beta(t_j) \in \mathbb{R} \quad (\text{IV-40})$$

$$0 \leq \gamma(t_j) \leq 1, \quad \gamma(t_j) \in \mathbb{R} \quad (\text{IV-41})$$

IV.3.4.5. Outil utilisé pour la résolution

Le problème d'optimisation présenté précédemment présente un grand nombre de variables de décision ($3 \times K$, avec K pouvant aller jusqu'à 48) de type différent (réel pour β et γ , binaire pour α). De plus, la résolution du problème doit être effectuée pendant l'heure qui précède le premier instant

planifié (entre t_{k-1} et t_k). L'outil utilisé doit donc être suffisamment rapide pour proposer une solution en moins d'une heure. Au vu de ces différents aspects et de la complexité du problème, l'utilisation d'une méthode méta-heuristique semble adaptée. Ainsi, l'utilisation d'un algorithme génétique mono-objectif a été retenue. Cet outil a été utilisé dans de nombreux travaux pour résoudre des problèmes de planification de la demande [151]–[154]. D'une manière analogue à l'algorithme NSGA-II considéré dans le Chapitre III, l'algorithme génétique mono-objectif utilisé [155] est basé sur les étapes suivantes :

- 1) **Initialisation** : une population de N_{ind} individus est créée, chacun de ces individus représentant une solution constituée de $3 \times K$ variables de décision ;
- 2) **Evaluation** : les performances de chaque individu sont évaluées, aboutissant à la valeur de la fonction objectif f ;
- 3) **Application des opérateurs génétiques** : afin de conserver les meilleurs individus d'une génération à une autre tout en apportant de la diversité, des opérateurs de sélection, de croisement et de mutation sont appliqués ;
- 4) Les étapes 2 et 3 sont répétées jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit satisfait (si le nombre de génération maximum N_{gen} est atteint ou si la plus faible valeur obtenue pour f n'a pas diminuée depuis $N_{gen\ stop}$ générations).

La meilleure solution est celle qui présente la plus faible valeur de f dans la population finale.

IV.3.5. Synthèse des modes de gestion proposés

Les quatre modes de gestion proposés dans les paragraphes précédents sont résumés dans le Tableau IV-1. Ceux-ci sont basés sur des concepts différents en termes d'objectif, de stratégies de gestion de la demande, de condition de déclenchement et d'outil utilisé pour la résolution.

Tableau IV-1 : Synthèse des modes de gestion proposés

Mode de gestion	1	2	3	4
Idee/Objectif	Evaluation prévisionnelle de l'état de charge des batteries pour les K heures à venir, selon la demande initiale	Utilisation de l'excédent de production des sources au moment où il survient pour alimenter des consommations décalables, quelle que soit la production des sources lors des K heures à venir	Utilisation de l'excédent de production des sources au moment où il survient pour alimenter des consommations décalables, si les sources ne peuvent pas satisfaire la demande lors des K heures à venir	Planification de la demande afin d'éviter une décharge complète des batteries lors des K heures à venir
Stratégies de gestion considérées	Écrêtage (non distingué selon les charges)	Décalage temporel par anticipation de la consommation des chauffe-eau	Décalage temporel par anticipation de la consommation du chauffage électrique	Décalage temporel (anticipation et report) et écrêtage pour les trois profils de consommation
Condition de déclenchement	Exécution à chaque appel de l'algorithme (toutes les δ heures)	L'état de charge des batteries devient inférieur à SoC_a au cours des K heures à venir	L'état de charge des batteries devient inférieur à SoC_a au cours des K heures à venir	L'état de charge des batteries atteint SoC_{min} au cours des K heures à venir
Outil utilisé pour la résolution	Algorithme basé sur des règles	Algorithme basé sur des règles	Algorithme basé sur des règles	Algorithme génétique
Paragraphe/Figure	§IV.3.2	§IV.3.3.1 Figure IV-10	§IV.3.3.2 Figure IV-11	§IV.3.4

Par ailleurs, l'évaluation des modes de gestion à un instant t_{k-1} requiert la connaissance de différentes données présentées sur la Figure IV-12. Celles-ci concernent les puissances produites par l'ensemble des sources et les puissances liées aux trois profils de consommation lors des K prochains instants, ainsi que l'état de charge actuel des batteries $SoC(t_{k-1})$. L'exécution de l'algorithme de gestion proposé aboutit à trois profils de consommation relatifs aux K prochains instants, pouvant être différents de ceux initialement prévus.

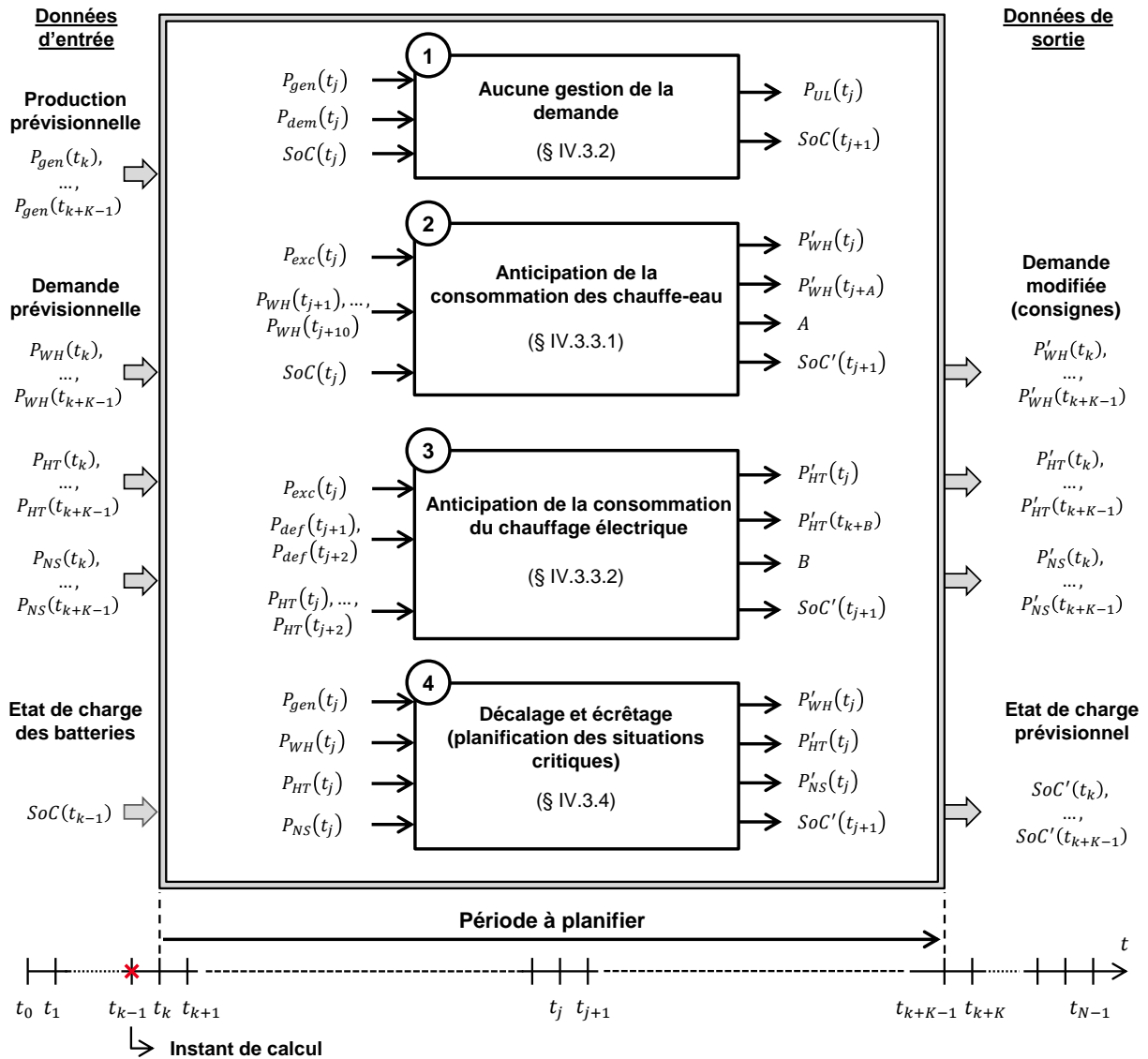


Figure IV-12 : Données nécessaires et données fournies pour chaque étape de l'algorithme de gestion de la demande

IV.3.6. Intégration de l'algorithme de gestion de la demande dans l'algorithme de simulation du système

L'algorithme de gestion de la demande proposé sur la Figure IV-9 est intégré dans un algorithme permettant de simuler le fonctionnement du système sur N instants, comme présenté sur la Figure IV-13. Ainsi, l'algorithme de gestion de la demande est exécuté toutes les δ heures afin de planifier la demande pour les K prochains instants (voir représentation temporelle sur la Figure IV-7).

On considère dans ces travaux une prévision parfaite de la production des sources et des différents profils de consommation, en utilisant les séries temporelles disponibles. L'effet des incertitudes sur ces prédictions n'est pas étudié dans cette thèse.

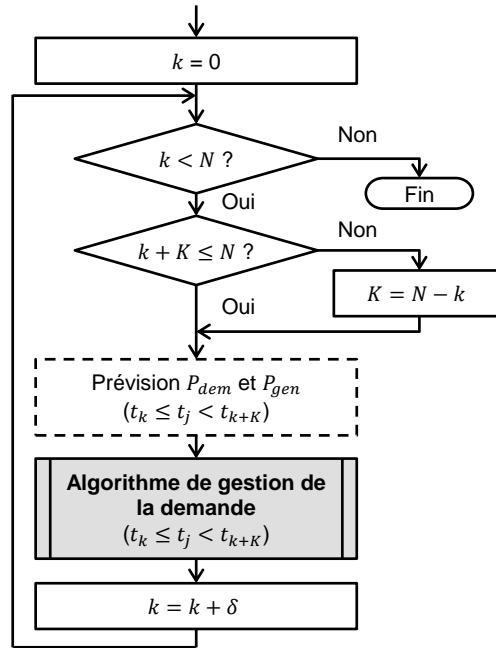


Figure IV-13 : Algorithme de simulation du fonctionnement du système intégrant l'algorithme de gestion de la demande

Les performances résultant de l'application de l'algorithme de gestion sur une période de N instants sont évaluées selon plusieurs critères :

- **Insatisfaction de la demande** : le taux d'insatisfaction de la demande UL (*Unmet Load*) est défini par :

$$UL = 1 - \frac{\sum_{k=0}^{N-1} P'_{dem}(t_k)}{\sum_{k=0}^{N-1} P_{dem}(t_k)} \quad (IV-42)$$

Si $UL = 0$, le profil de consommation prévu initialement a été entièrement satisfait (toute l'énergie demandée a pu être satisfaite), tandis qu'un taux $UL = 1$ signifie qu'aucune consommation n'a pu être alimentée (toutes les charges ont subi un écrêtage selon les possibilités proposées par le mode 4).

- **Inconfort thermique** : les stratégies de gestion envisagées pour le chauffage électrique consistent à augmenter ou à diminuer la puissance du chauffage, ce qui implique des variations de la température intérieure d'une habitation. Ainsi, la dégradation du confort thermique peut être évaluée au moyen d'un indicateur quantifiant les variations de la température intérieure d'une habitation au-dessus (DHH : *Degrees-Hours High*) et en-dessous (DHL : *Degrees-Hours Low*) de la température normale de consigne $T_{in,ref}$ [156], selon :

$$DHL = \sum_{k=0}^{N-1} \max(T_{in,ref} - T_{in}(t_k), 0) \times \Delta t \quad (IV-43)$$

$$DHH = \sum_{k=0}^{N-1} \max(T_{in}(t_k) - T_{in,ref}, 0) \times \Delta t \quad (IV-44)$$

avec DHH et DLH les indicateurs d'inconfort thermique haut et bas [$^{\circ}C.h$], T_{in} la température intérieure d'une habitation et $T_{in,ref}$ la température de consigne d'une habitation [$^{\circ}C$]. La méthode permettant de calculer T_{in} à partir de la puissance P'_{HT} est proposée en Annexe A.3.

IV.4. Résultats d'application de l'algorithme de gestion de la demande

L'algorithme de gestion de la demande développé dans la partie précédente est appliqué à un dimensionnement du système multi-sources afin d'observer les performances et les bénéfices pour chaque étape. Dans un premier temps (section IV.4.1), nous appliquerons l'algorithme sur une seule période de K heures sans considérer l'horizon glissant δ , afin de montrer les résultats obtenus pour chaque étape. Le 4^{ème} mode de gestion sera étudié en détail dans la partie IV.4.2, en termes de reproductibilité des résultats et d'influence des facteurs de pondération. Dans la partie IV.4.3, nous appliquerons l'algorithme sur une période de plusieurs jours en considérant l'horizon glissant δ . Enfin, nous proposerons une étude de sensibilité dans le paragraphe IV.4.4 concernant les différents paramètres de l'algorithme de gestion de la demande, afin d'évaluer leur impact sur les performances de l'algorithme et sur les indicateurs techniques.

Le dimensionnement considéré dans cette partie est composé des quantités présentées dans le Tableau IV-2. Ce dimensionnement est présent sur le front de Pareto des solutions obtenues lors de l'optimisation du dimensionnement pour des variables de décision de type entier. Il est caractérisé par un taux d'insatisfaction $UL = 0.074\%$ et un coût actualisé de l'énergie $LCOE = 0.305\text{ €/kWh}$. Les limites d'état de charge de la batterie sont inchangées par rapport aux valeurs retenues dans le Chapitre III ($SoC_{min} = 0.1$ et $SoC_{max} = 0.95$). Les résultats présentés dans cette partie sont obtenus en exécutant l'algorithme de gestion sur le logiciel MATLAB 2017b, sur un processeur Intel® Core™ i7-6500U CPU @ 2.5 GHz.

Tableau IV-2 : Dimensionnement considéré dans la partie IV.4

N_{PV}	N_{WT}	N_{TT}	N_{WEC}	N_{bat}
6776	9	4	2	13

IV.4.1. Evaluation des performances de chaque mode de gestion

Dans un premier temps, le fonctionnement de l'algorithme de gestion de la demande est évalué sur une période présentant une décharge complète des batteries si aucune modification de la demande n'est effectuée, afin de montrer l'intérêt des quatre étapes de l'algorithme. La 4^{ème} étape de l'algorithme présenté sur la Figure IV-9 doit permettre d'éviter une décharge complète des batteries. Ainsi, une période de $K = N = 36$ heures est considérée dans cette partie, correspondant aux données du 29 Février 2012 à 17h jusqu'au 2 Mars 2012 à 5h.

Les paramètres de l'algorithme de gestion de la demande sont présentés dans le Tableau IV-3. Une étude de sensibilité pour ces paramètres sera proposée dans la partie IV.4.4. Les valeurs des coefficients de pondération associés à la fonction objectif du 4^{ème} mode de gestion permettent de pénaliser plus fortement l'écrtage de la consommation du chauffage électrique (w_3) et des autres consommations (w_4) par rapport à l'écrtage de la consommation des chauffe-eau (w_1). Par ailleurs, le décalage temporel de la consommation du chauffage électrique est peu pénalisé (w_2). Les valeurs des paramètres de l'algorithme génétique mono-objectif utilisé pour le 4^{ème} mode de gestion sont données dans le Tableau IV-4.

Tableau IV-3 : Paramètres de l'algorithme de gestion de la demande considérés dans la partie IV.4.1

Paramètre	N	K	δ	SoC_a	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5
Valeur	36	36	36	0.6	200	1	1000	1000	500

Tableau IV-4 : Paramètres de l'algorithme génétique mono-objectif

Paramètres	Taille de la population N_{ind}	Nombre de générations N_{gen}	Taux de croisement	Taux de mutation	Sélection	Critère d'arrêt $N_{gen\ stop}$
Valeur	100 individus	8000 générations	0.3	0.2	Roulette	4000 générations

Les profils temporels obtenus à l'issue de chaque étape de l'algorithme de gestion de la demande (Figure IV-9) sont présentés sur les Figure IV-14 (1^{er} mode), Figure IV-15 (2^{ème} mode), Figure IV-16 (3^{ème} mode) et Figure IV-17 (4^{ème} mode). Ils concernent les différentes puissances et l'état de charge des batteries. Les valeurs des indicateurs liés à l'insatisfaction de la demande (UL) et à l'inconfort thermique (DHL et DHH) sont données dans le Tableau IV-5. Plusieurs points sont à souligner :

- 1^{er} mode** : la production des sources et l'énergie stockée dans les batteries ne permettent pas de satisfaire pleinement la consommation. Au cours des 36 heures évaluées, il existe 4 heures (du 1^{er} Mars à 21h au 2 Mars à 1h) pendant lesquelles l'état de charge des batteries se situe au niveau minimal autorisé ($SoC_{min} = 0.1$) et la puissance produite par les sources est inférieure à la demande, ce qui entraîne un taux d'insatisfaction UL de 6.74 %.
- 2^{ème} mode** : puisqu'il existe au cours des 36 heures évaluées des valeurs d'état de charge inférieures au seuil SoC_a fixé à 0.6, le 2^{ème} mode de gestion basé sur l'anticipation de la consommation des chauffe-eau est évalué. Les résultats obtenus (Figure IV-15) montrent que deux heures de fonctionnement des chauffe-eau ont été avancées au début de la période évaluée (entre 17h et 19h le 29 Février), lorsque les batteries étaient pleinement chargées et qu'un excédent de production existait ($P_{gen} > P_{dem}$). Plusieurs critères sont améliorés par rapport au fonctionnement selon le 1^{er} mode de gestion. La durée pendant laquelle les batteries sont pleinement déchargées est réduite d'une heure (la première occurrence survient une heure plus tard, à 22h le 1^{er} Mars). Ainsi, le taux d'insatisfaction est diminué ($UL = 5.76$ %) et la baisse de la température intérieure des habitations est réduite ($DHL = 8.3^\circ C.h$).
- 3^{ème} mode** : l'application du 2^{ème} mode de gestion ne permettant pas d'éviter un passage du SoC en dessous du seuil SoC_a , le 3^{ème} mode de gestion basé sur l'anticipation de la consommation du chauffage électrique est évalué. Ainsi, la puissance du chauffage électrique est augmentée à 18h le 29 Février (Figure IV-16), lorsque les batteries étaient pleinement chargées et qu'un excédent de production existait. Cependant, cette anticipation ne permet de réduire que faiblement le taux d'insatisfaction par rapport au 2^{ème} mode de gestion, puisque le taux UL passe de 5.76 % à 5.5 %. L'inconfort thermique est réduit grâce à cette anticipation.
- 4^{ème} mode** : le 3^{ème} mode n'ayant pas permis d'éviter que l'état de charge atteigne le seuil minimal autorisé SoC_{min} , le 4^{ème} mode de gestion est évalué. La solution proposée par l'algorithme génétique (Figure IV-17) permet de conserver l'énergie initialement demandée pour les chauffe-eau et le chauffage électrique. Cependant, la puissance liée aux autres consommations a été écartée afin d'éviter que le SoC atteigne la valeur minimale autorisée. Ainsi, le taux d'insatisfaction de la demande atteint 2.46 % (contre 6.74 % obtenu à l'issue du

1^{er} mode de gestion). La part de l'énergie initialement demandée par les autres consommations qui a été écartée atteint 5.34 %. Par ailleurs, les modifications apportées au profil de la puissance du chauffage électrique entraînent une augmentation de la température intérieure au début de la période évaluée (Figure IV-18), ce qui implique une augmentation de l'indice d'inconfort *DHH* pour les températures supérieures à la valeur de consigne mais une diminution de l'indice *DHL* par rapport au 1^{er} mode de gestion.

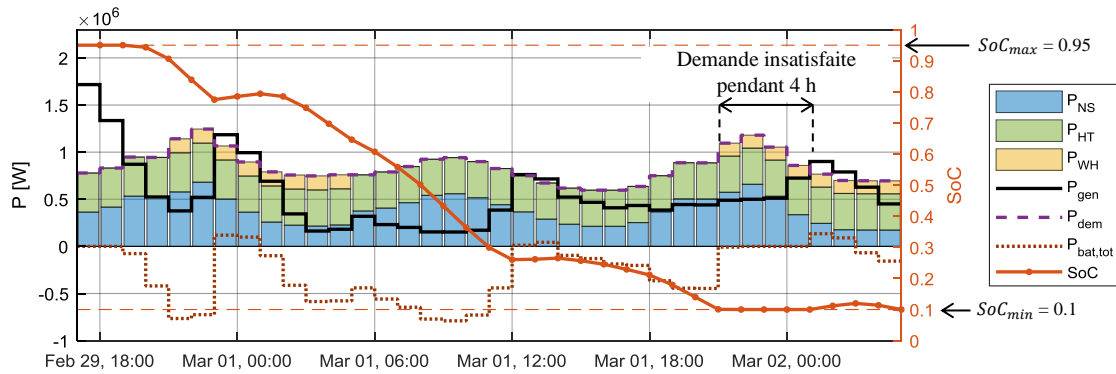


Figure IV-14 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 1^{er} mode de gestion

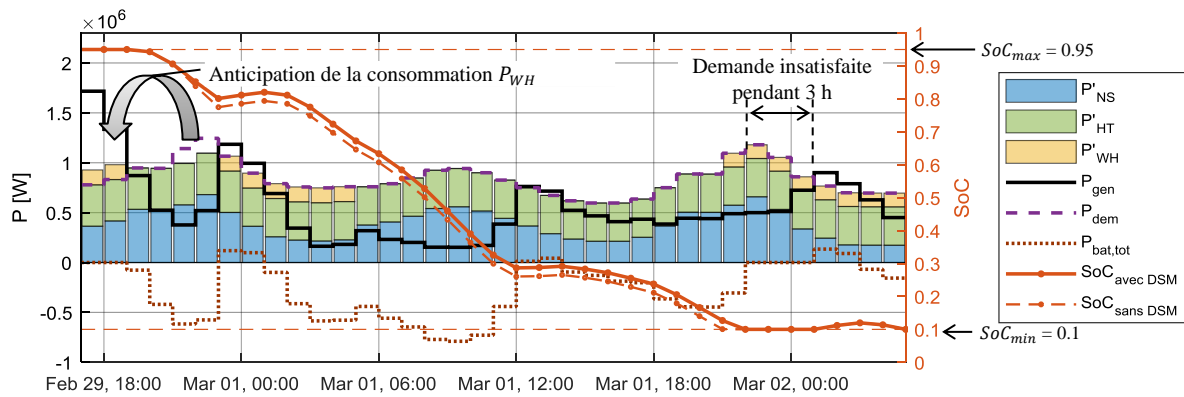


Figure IV-15 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 2^{ème} mode de gestion

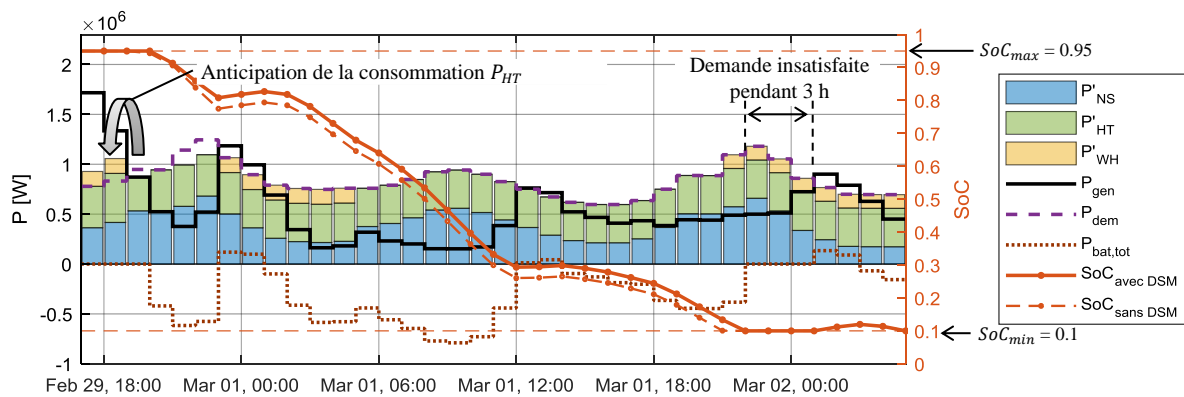


Figure IV-16 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 3^{ème} mode de gestion

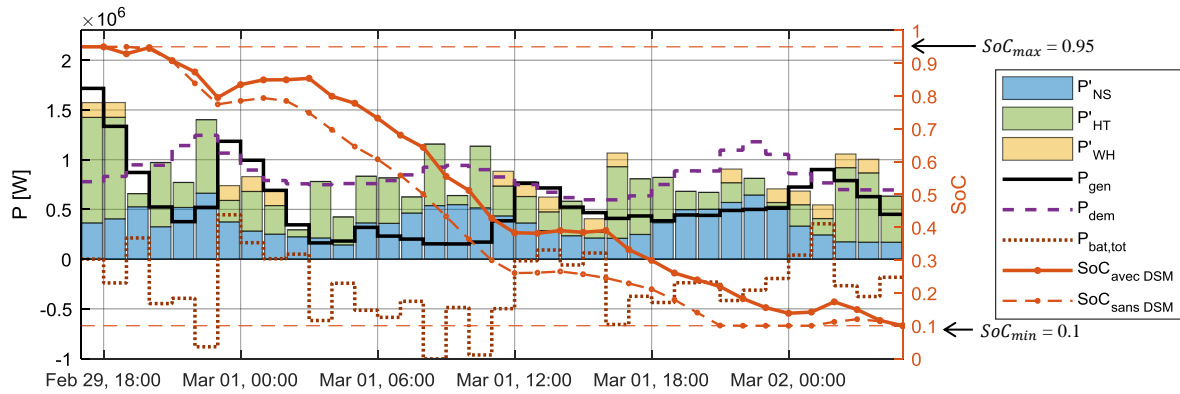


Figure IV-17 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 4^{ème} mode de gestion

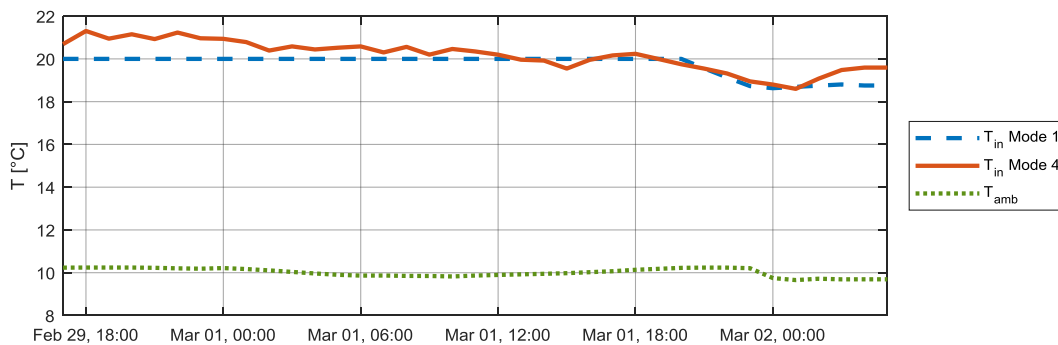


Figure IV-18 : Évolution de la température intérieure d'une habitation après évaluation du 4^{ème} mode de gestion

Tableau IV-5 : Valeurs des indicateurs obtenues à l'issue de chaque étape de l'algorithme de gestion

Mode de gestion	UL [%]	Nombre d'heures où $SoC = SoC_{min}$	DHL [°C.h]	DHH [°C.h]	Temps de calcul [s]
1	6.74	4	8.95	0	0.26
2	5.76	3	8.3	0	0.35
3	5.50	3	7.75	0.08	0.4
4	2.46	0	7.51	13.92	150

Ainsi, l'application de l'algorithme de gestion de la demande permet de réduire le taux d'insatisfaction de la demande et d'éviter des situations où l'état de charge des batteries atteindrait la valeur minimale autorisée. Cependant, sur la période considérée ici, il n'est pas possible d'éviter un écrêtage d'une partie de la consommation puisqu'il n'existe que deux heures pouvant être utilisées pour décaler des charges (au début du profil lorsque le bilan énergétique est excédentaire). Par ailleurs, le temps de calcul mis pour chaque étape de l'algorithme (Tableau IV-5) reste largement inférieur au temps maximum autorisé (1 h), atteignant 150 s à l'issue de l'évaluation du 4^{ème} mode de gestion.

Le 4^{ème} mode de gestion étant basé sur l'utilisation d'une méthode méta-heuristique, il convient de vérifier la convergence des résultats obtenus. D'autre part, l'influence des facteurs de pondération w_i de la fonction objectif doit être étudiée.

IV.4.2. Étude du 4^{ème} mode de gestion

IV.4.2.1. Reproductibilité des résultats

L'utilisation d'un algorithme génétique pour la résolution du problème d'optimisation du 4^{ème} mode de gestion nécessite d'étudier la reproductibilité des résultats obtenus pour la fonction objectif. Ainsi, le 4^{ème} mode de gestion est exécuté dix fois sur la même période, en considérant les mêmes paramètres que dans la partie IV.4.1. Les résultats obtenus concernant le taux d'insatisfaction UL et l'écrêtage de chaque poste de consommation sont donnés dans le Tableau IV-6.

Tableau IV-6 : Reproductibilité des résultats issus de l'algorithme génétique (4^{ème} mode de gestion)

Exécution	UL [%]	y_1 [%] (écrêtage de la consommation des chauffe-eau)	y_3 [%] (écrêtage de la consommation du chauffage électrique)	y_4 [%] (écrêtage de la consommation des autres charges)
1	2.467	0	0	5.342
2	2.500	0	0	5.414
3	2.467	0	0	5.342
4	2.471	0	0	5.351
5	2.468	0	0	5.345
6	2.464	0	0	5.336
7	2.471	0	0	5.351
8	2.467	0	0	5.342
9	2.467	0	0	5.342
10	2.466	0	0	5.340
Valeur moyenne	2.471	0	0	5.350
Écart-type	0.010	0	0	0.020

Les valeurs obtenues montrent une faible dispersion des résultats au vu du faible écart-type obtenu pour l'indicateur UL et pour le taux d'écrêtage des autres consommations y_4 (0.01 % et 0.02 %). De plus, toutes les solutions aboutissent à une conservation de l'énergie demandée pour le chauffage électrique et pour les chauffe-eau ($y_1 = 0$ % et $y_3 = 0$ %).

IV.4.2.2. Influence des facteurs de pondération

La fonction objectif f présentée dans le paragraphe IV.3.4.3 est basée sur une somme de termes y_i , chacun d'eux étant pondéré par un coefficient w_i . Des valeurs de coefficients w_i ont été considérées dans la partie précédente (Tableau IV-3). Il convient à présent d'étudier l'influence des valeurs des coefficients w_i sur les indicateurs de performance : taux d'insatisfaction UL , taux d'écrêtage de chaque poste de consommation ainsi que les indices d'inconfort thermique DHH et DHL .

Ainsi, le 4^{ème} mode de gestion est exécuté en modifiant à chaque fois la valeur d'un seul coefficient w_i , selon les valeurs considérées dans le Tableau IV-7. La première ligne correspond au cas de référence étudié dans la partie IV.4.1. Les résultats obtenus montrent que :

- **Influence de w_1** (écrêtage de la consommation des chauffe-eau) : lorsque la valeur de w_1 est diminuée ($w_1 = 100$), un écrêtage de la consommation des chauffe-eau survient dans la solution obtenue (6 % de l'énergie initialement demandée est perdue) ;
- **Influence de w_2** (décalage de la consommation du chauffage) : lorsque la valeur de w_2 est augmentée ($w_2 = 500$), les fluctuations de la puissance du chauffage électrique autour de la

valeur initiale sont plus sévèrement sanctionnées. Ainsi, la solution obtenue présente moins de variations de puissance, ce qui permet de limiter les variations de température et l'inconfort thermique (les valeurs de *DHL* et *DHH* sont diminuées par rapport au cas de référence). Cependant, la diminution de ces fluctuations provoque une augmentation de l'écrêtage de la puissance des autres consommations (y_4 est augmenté par rapport au cas de référence) et du taux d'insatisfaction *UL*.

- **Influence de w_3** (écrêtage de la consommation du chauffage) : la diminution de la valeur de w_3 ($w_3 = 500$) correspondant à une pénalisation moins sévère de l'écrêtage du chauffage, il en résulte une augmentation du taux d'énergie perdue pour le chauffage ($y_3 = 5.31$ %) mais aussi une dégradation du confort thermique par rapport au cas de référence (*DHL*). Pour améliorer le confort thermique, la valeur de w_3 doit être plus élevée que la valeur des autres coefficients, mais cela implique une perte d'énergie sur les autres consommations (y_4).
- **Influence de w_4** (écrêtage de la consommation des autres charges) : en augmentant la valeur de w_4 , l'écrêtage de la puissance liée aux autres consommations est réduit ($y_4 = 0.02$ % de l'énergie initialement demandée), ce qui entraîne une perte d'énergie sur le chauffage électrique ($y_3 = 5.31$ %) donc une dégradation du confort thermique.
- **Influence de w_5** (variation de l'état de charge) : la diminution de la valeur de w_5 entraîne une diminution de l'écrêtage des autres consommations ($y_4 = 5.26$ %). En effet, comme les variations d'état de charge des batteries sont moins pénalisées, la puissance liée aux autres consommations peut être satisfaite grâce aux batteries lors des instants où la production est insuffisante.

Ainsi, les résultats obtenus montrent que le choix des valeurs des coefficients de pondération w_i a une influence sur le taux d'écrêtage de chaque poste de consommation, sur le taux d'insatisfaction de la demande et sur le confort thermique. La minimisation de la modification de la demande de l'une des trois charges se fait au détriment des autres charges. Un compromis doit donc être trouvé entre ces différents critères.

Tableau IV-7 : Influence des valeurs des coefficients de pondération de la fonction objectif (en vert les indicateurs améliorés par rapport au cas de référence de la 1^{ère} ligne, en rouge les indicateurs dégradés)

w_1	w_2	w_3	w_4	w_5	<i>UL</i> [%] (1 ^{er} mode : 6.74%)	y_1 [%] (écrêtage chauffe-eau)	y_3 [%] (écrêtage chauffage)	y_4 [%] (écrêtage autres conso.)	<i>DHL</i> [°C.h] (1 ^{er} mode : 8.95°C.h)	<i>DHH</i> [°C.h] (1 ^{er} mode : 0°C.h)
200	1	1000	1000	500	2.46	0	0	5.34	7.51	13.92
100	1	1000	1000	500	2.47	6	0	4.37	8.88	8.94
500	1	1000	1000	500	2.46	0	0.15	5.18	13.78	17.00
200	500	1000	1000	500	2.59	0	0	5.62	6.08	6.99
200	1	500	1000	500	2.47	0	5.31	0.02	22.08	10.25
200	1	2000	1000	500	3.22	0	0	6.98	6.80	8.38
200	1	1000	500	500	3.42	0	0	7.40	10.81	15.79
200	1	1000	2000	500	2.47	0	5.31	0.02	21.44	11.88
200	1	1000	1000	50	2.47	0	0.08	5.26	10.16	8.89
200	1	1000	1000	1000	2.46	0	0.01	5.33	11.65	8.97

IV.4.3. Evaluation des performances sur une période de plusieurs jours

Les résultats présentés dans la partie IV.4.1 ne concernaient qu'une seule exécution de l'algorithme de planification sur une période de 36 heures. Les résultats obtenus ont montré qu'il était

impossible de satisfaire entièrement l'énergie initialement demandée sur cette période, puisqu'un écrêtage devait être réalisé. Cela est dû au fait que la période considérée ne présentait que peu d'instant où la puissance produite par les sources dépassait la puissance demandée. Nous proposons dans cette partie d'étudier les performances obtenues en appliquant l'algorithme de gestion sur une période de plusieurs jours, en considérant un horizon glissant tel que présenté sur la Figure IV-13, afin d'actualiser régulièrement la planification. Ainsi, une période de 72 heures est considérée dans cette partie ($N = 72$), correspondant aux données du 29 Février 2012 à 3h jusqu'au 3 Mars 2012 à 3h. De plus, l'algorithme de planification de la demande est exécuté toutes les six heures ($\delta = 6$). Les paramètres considérés dans cette partie sont présentés dans le Tableau IV-8.

Tableau IV-8 : Paramètres de l'algorithme de gestion de la demande considérés dans la partie IV.4.3

Paramètre	N	K	δ	SoC_a	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5
Valeur	72	36	6	0.6	200	1	1000	1000	500

Dans un premier temps, le fonctionnement du système au cours de cette période est évalué selon le profil initial de la demande, sans aucune modification. Les profils temporels obtenus pour les différentes puissances et pour l'état de charge des batteries sont présentés sur la Figure IV-19. Les résultats obtenus après application de l'algorithme de gestion de la demande sont présentés sur la Figure IV-20 et sur la Figure IV-21. Les valeurs des indicateurs de performance sont données dans le Tableau IV-9, en considérant des cas intermédiaires où seuls les modes de gestion 1 et 2 puis 1, 2 et 3 seraient appliqués.

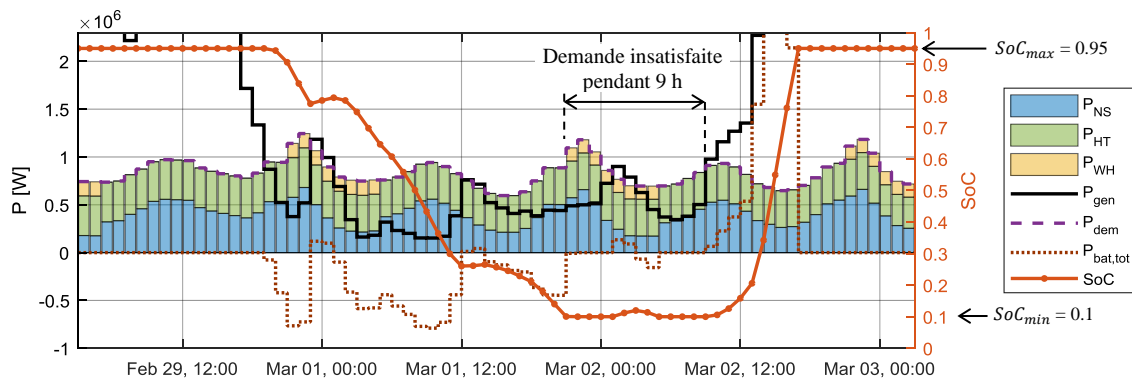


Figure IV-19 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries sans modification de la demande

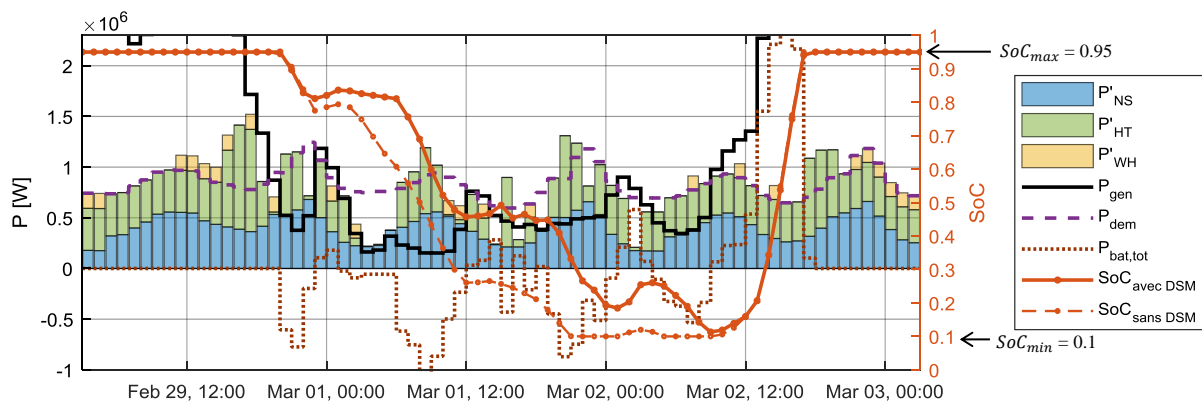


Figure IV-20 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après application de l'algorithme de gestion de la demande

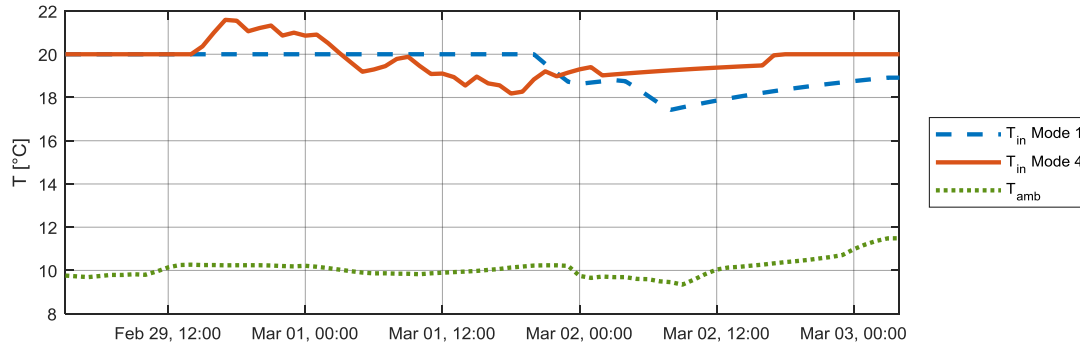


Figure IV-21 : Évolution de la température intérieure d'une habitation après application de l'algorithme de gestion de la demande

Tableau IV-9 : Comparaison des indicateurs obtenus selon les modes de gestion considérés

Modes de gestion considérés	UL [%]	Nombre d'heures où $SoC = SoC_{min}$	DHL [°C.h]	DHH [°C.h]
1 (Figure IV-19)	5.68	9	49.26	0
1 et 2	3.73	7	36.01	0
1, 2 et 3	3.60	7	34.59	0.08
1, 2, 3 et 4 (Figure IV-20)	0	0	31.03	12.3

Ces différents résultats montrent que l'application de l'algorithme de gestion de la demande permet d'éviter que l'état de charge des batteries atteigne la valeur minimale autorisée, grâce aux stratégies du 4^{ème} mode de gestion (la valeur SoC_{min} est atteinte pendant 9 h sans gestion de la demande alors qu'elle n'est plus atteinte lorsque le 4^{ème} mode est appliqué). Ainsi, les situations de black-out sont évitées. De plus, toute l'énergie demandée par les consommateurs est satisfaite : $UL = 0\%$ avec le 4^{ème} mode alors que $UL = 5.68\%$ sans gestion de la demande. Un décalage des consommations liées au chauffage et aux chauffe-eau est effectué vers des instants où il existe un surplus d'énergie produite, avant et après la période critique survenant entre 1^{er} Mars à 00h et le 2 Mars à 12h. Cependant, les modes 2 et 3 ne permettent pas à eux seuls d'éviter une insatisfaction de la demande (Tableau IV-9), puisqu'ils ne considèrent que de l'anticipation selon les règles fixées (aucun report n'est prévu dans ces modes de gestion). Par ailleurs, les stratégies appliquées sur le chauffage électrique permettent d'améliorer le confort thermique en réduisant l'écart entre la température intérieure des habitations et la température de consigne (Tableau IV-9 et Figure IV-21). Un préchauffage est effectué au moment où la puissance produite par les sources est supérieure à la puissance demandée, alors que les batteries sont déjà chargées (29 Février de 15h à 18h).

Application sur une période de cinq années

Pour finir, l'algorithme de gestion de la demande est appliqué sur la période de cinq années considérée pour l'optimisation du dimensionnement dans le Chapitre III (du 1^{er} Janvier 2011 au 31 Décembre 2015). La simulation est réalisée sur une durée de 43824 h ($N = 43824$). Les autres paramètres sont identiques à ceux du Tableau IV-8. Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau IV-10. Plusieurs avantages sont observés :

- L'application de l'algorithme proposé permet de réduire de 56 % le taux d'insatisfaction de la demande UL (de 0.074 % à 0.032 %) et d'éviter l'apparition de situations où les batteries sont pleinement déchargées.

- La durée de vie des batteries est allongée d'un an et demi. En effet, les batteries sont moins sollicitées grâce au décalage temporel de certaines consommations vers des instants où la production des sources est excédentaire. Ainsi, leur vieillissement est ralenti.
- L'inconfort thermique est amélioré grâce au préchauffage planifié par l'algorithme de gestion. De plus, le nombre d'heures où la température intérieure des habitations se situe en-dessous de 17 °C (seuil d'inconfort considéré ici) est réduit à 15 heures.
- Le taux d'énergie produite par les sources qui est inutilisée (*SEP*) est diminué, bien que faiblement. Cela est dû au décalage temporel de consommations vers des instants où la production des sources est excédentaire et les batteries sont pleinement chargées.
- Le coût actualisé de l'énergie *LCOE* diminue légèrement (- 0.01 c€/kWh). En effet, comme l'énergie demandée qui a pu être satisfaite augmente, le coût du kWh consommé diminue.

Sur les cinq années simulées, le 2^{ème} mode de gestion est exécuté 226 fois (sur 365 j×24 h×5 années/6 h = 7300 exécutions de l'algorithme), le 3^{ème} mode de gestion 210 fois et le 4^{ème} mode de gestion 23 fois. Ce 4^{ème} mode de gestion est principalement évalué l'hiver : 5 fois en Novembre, 3 fois en Décembre, 2 fois en Janvier, 9 fois en Février, 3 fois en Mars et 1 fois en Avril.

Tableau IV-10 : Comparaison des performances sans et avec application de l'algorithme de gestion de la demande sur la période de cinq années

Critère	Sans gestion de la demande	Avec gestion de la demande
Taux d'insatisfaction de la demande <i>UL</i> [%]	0.074	0.032
Nombre d'heures où les batteries sont pleinement déchargées <i>N_{def}</i> [h/an]	7.2	0
Durée de vie des batteries <i>T_{l bat}</i> [années]	67.66	69.18
Indicateur d'inconfort thermique bas <i>DHL</i> [°C.h]	4518 (21 heures pendant lesquelles <i>T_{in}</i> < 17 °C)	4350 (15 heures pendant lesquelles <i>T_{in}</i> < 17 °C)
Indicateur d'inconfort thermique haut <i>DHH</i> [°C.h]	0	54.15
Surplus d'énergie produite <i>SEP</i> [%]	84.2	84
Coût de l'énergie <i>LCOE</i> [€/kWh]	0.3049	0.3048

IV.4.4. Étude de sensibilité des paramètres de l'algorithme multi-niveaux

Les résultats présentés précédemment ont été obtenus pour une durée de planification de $K = 36$ heures et un pas d'actualisation de $\delta = 6$ heures. De plus, le 2^{ème} et le 3^{ème} mode de gestion ont été déclenchés uniquement si l'état de charge des batteries franchissait un seuil SoC_a fixé à 0.6. Ainsi, il est proposé ci-après d'étudier l'influence des paramètres K , δ et SoC_a en exécutant l'algorithme de gestion sur la période de $N = 72$ heures considérée dans la partie IV.4.3.

IV.4.4.1. Influence des paramètres temporels K et δ

L'algorithme de gestion de la demande est exécuté pour différentes durées K comprises entre 12 et 48 heures, en considérant à chaque fois deux valeurs de δ : $\delta = 6$ et $\delta = 12$. La variation du taux d'insatisfaction de la demande *UL* selon les valeurs de ces paramètres est tracée sur la Figure IV-22. Les résultats observés montrent que :

- Plus la durée K de planification est longue, plus le taux d'insatisfaction diminue. En effet, une longue durée de planification permet de détecter suffisamment tôt l'apparition d'une situation critique au cours de laquelle l'état de charge des batteries atteindrait la valeur minimale autorisée. Ainsi, un décalage temporel de certaines consommations peut être effectué vers des instants où les batteries sont pleinement chargées. L'énergie initialement demandée peut être

entièrement satisfaite pour $K > 36$ ($UL = 0\%$). Une faible valeur de K ne permet pas d'éviter un écrêtage de la demande, puisque la situation critique est détectée trop tardivement pour effectuer un décalage des consommations. Bien qu'une augmentation de la durée K augmente la taille du problème d'optimisation, le temps de calcul reste dans tous les cas inférieur à la durée maximale autorisée (1 h). Par exemple, le temps de calcul pour $K = 48$ atteint trois minutes.

- Un pas d'actualisation δ de 6 h est plus bénéfique qu'un pas de 12 h. En effet, il permet de réduire l'insatisfaction de la demande en détectant plus tôt les situations critiques et en effectuant un décalage temporel de certaines consommations.

Cependant, l'allongement de la durée de planification (48 h par exemple) implique une capacité de prévision des puissances produites par les sources et des puissances liées aux différentes consommations. Une longue durée se heurte donc aux incertitudes liées à la prévision. De plus, il apparaît peu réaliste de réduire le pas temporel δ d'exécution de l'algorithme en dessous de 6 heures, puisque les prévisions des modèles météorologiques sont généralement actualisées toutes les 6 heures. Ainsi, des valeurs de $K = 36$ et $\delta = 6$ présentent un bon compromis entre performance et capacité de prévision.

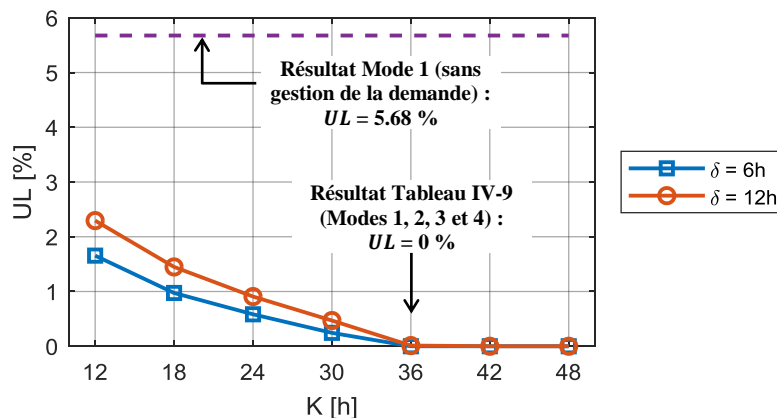


Figure IV-22 : Influence de la durée de planification K et du pas d'actualisation δ sur le taux d'insatisfaction de la demande UL

IV.4.4.2. Influence du seuil d'état de charge SoC_a

Le 2^{ème} mode et le 3^{ème} mode de gestion de l'algorithme de gestion de la demande (Figure IV-9) sont déclenchés s'il est estimé que l'état de charge SoC va descendre en-dessous du seuil SoC_a au cours des K heures à venir. Ainsi, l'influence de la valeur de SoC_a sur le taux d'insatisfaction UL est tracée sur la Figure IV-23, en considérant uniquement les trois premiers modes de gestion afin de montrer les bénéfices apportés par le 2^{ème} et le 3^{ème} mode de gestion. De plus, plusieurs durées de planification K sont évaluées. Les résultats obtenus montrent qu'en augmentant la valeur du seuil d'activation SoC_a , le taux d'insatisfaction de la demande diminue. En effet, un seuil plus élevé augmente la possibilité d'obtenir sur la période de K heures des instants où les batteries sont pleinement chargées (condition nécessaire pour anticiper des consommations). Ainsi, l'écrêtage nécessaire au cours de la période critique peut être diminué. Par ailleurs, l'allongement de la période de planification K permet aussi de réduire le taux d'insatisfaction puisque le franchissement du seuil SoC_a peut être détecté plus tôt et les instants permettant une anticipation des consommations sont susceptibles d'être plus nombreux.

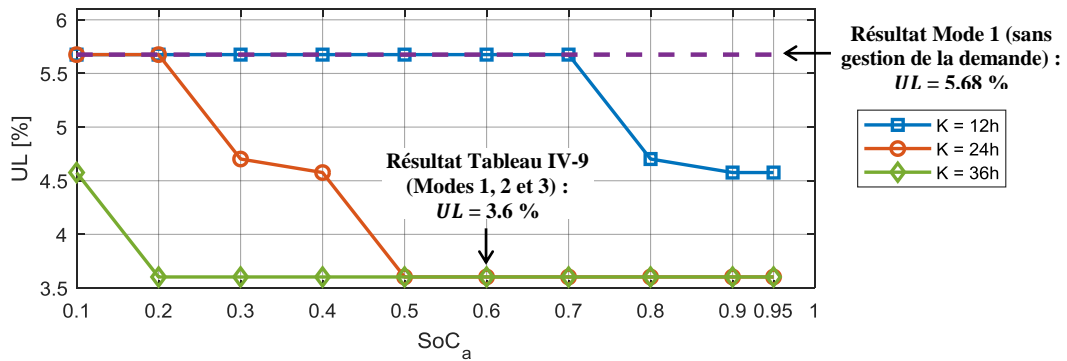


Figure IV-23 : Influence du seuil d'état de charge SoC_a et de la durée de planification K sur le taux d'insatisfaction de la demande UL

IV.5. Influence d'une gestion de la demande sur le dimensionnement

Les résultats obtenus sur une période de quelques jours ont montré que les stratégies de gestion d'énergie proposées dans ce chapitre permettaient, pour un dimensionnement donné, de réduire le taux d'insatisfaction de la demande UL . Il apparaît donc intéressant d'étudier l'impact de l'application d'une gestion de la demande sur l'optimisation du dimensionnement, afin de quantifier les bénéfices sur le taux d'insatisfaction de la demande et sur le coût de l'énergie. La démarche appliquée est présentée ci-après, puis les résultats obtenus sont proposés.

IV.5.1. Vue globale de la démarche appliquée

La démarche considérée consiste en une optimisation imbriquée de la gestion de l'énergie et du dimensionnement, telle que présentée sur la Figure IV-24 :

- **Dimensionnement** : l'optimisation du dimensionnement est effectuée selon la méthodologie présentée dans le Chapitre III, avec une résolution du problème par l'algorithme génétique NSGA-II. Pour chacune des N_{gen} générations, les performances de N_{ind} dimensionnements sont évaluées en considérant la période de cinq ans étudiée auparavant (soit $N = 43824$), aboutissant pour chacun d'eux à un coût actualisé de l'énergie $LCOE$ et à un taux d'insatisfaction de la demande UL . Les valeurs des paramètres relatifs à l'optimisation du dimensionnement sont présentées dans le Tableau IV-11.
- **Gestion de l'énergie** : pour chacun de ces N_{ind} dimensionnements, le fonctionnement est simulé en considérant l'application de l'algorithme de gestion de la demande développé dans ce chapitre, avec une période de planification de K heures et une exécution toutes les δ heures. Les valeurs des paramètres relatifs à l'optimisation de la gestion d'énergie sont présentées dans le Tableau IV-12. Elles correspondent aux valeurs considérées dans la partie IV.4.1 de ce chapitre.

Cependant, l'intégration de l'algorithme de gestion de la demande dans la simulation du système multi-sources augmente considérablement le temps de calcul par rapport à une simulation sans gestion de la demande (Chapitre III). En effet, le 4^{ème} mode de l'algorithme de gestion de la demande est basé sur l'utilisation d'un algorithme génétique, pour lequel une exécution dure environ deux minutes. Ainsi, la simulation d'un dimensionnement pour une période de cinq années peut durer plusieurs minutes si le 4^{ème} mode de gestion est souvent évalué. Au vu du nombre de configurations évaluées lors de l'optimisation du dimensionnement ($N_{ind} \times N_{gen} = 8000$ configurations), il apparaît

nécessaire de limiter le taux d'insatisfaction UL afin de ne pas atteindre un temps de calcul excessivement long. Ainsi, le taux UL est limité à $UL = 0.2 \%$: si au cours de la simulation d'un dimensionnement, le taux d'insatisfaction UL dépasse ce seuil, alors la simulation de ce dimensionnement est arrêtée et les valeurs des objectifs UL et $LCOE$ sont fixées à des valeurs très grandes ($UL = 100 \%$ et $LCOE = 100 \text{ €/kWh}$) afin de rejeter ces configurations. Ainsi, le temps de calcul nécessaire pour réaliser l'optimisation du dimensionnement atteint 1 h sans gestion de la demande et 300 h avec une gestion de la demande.

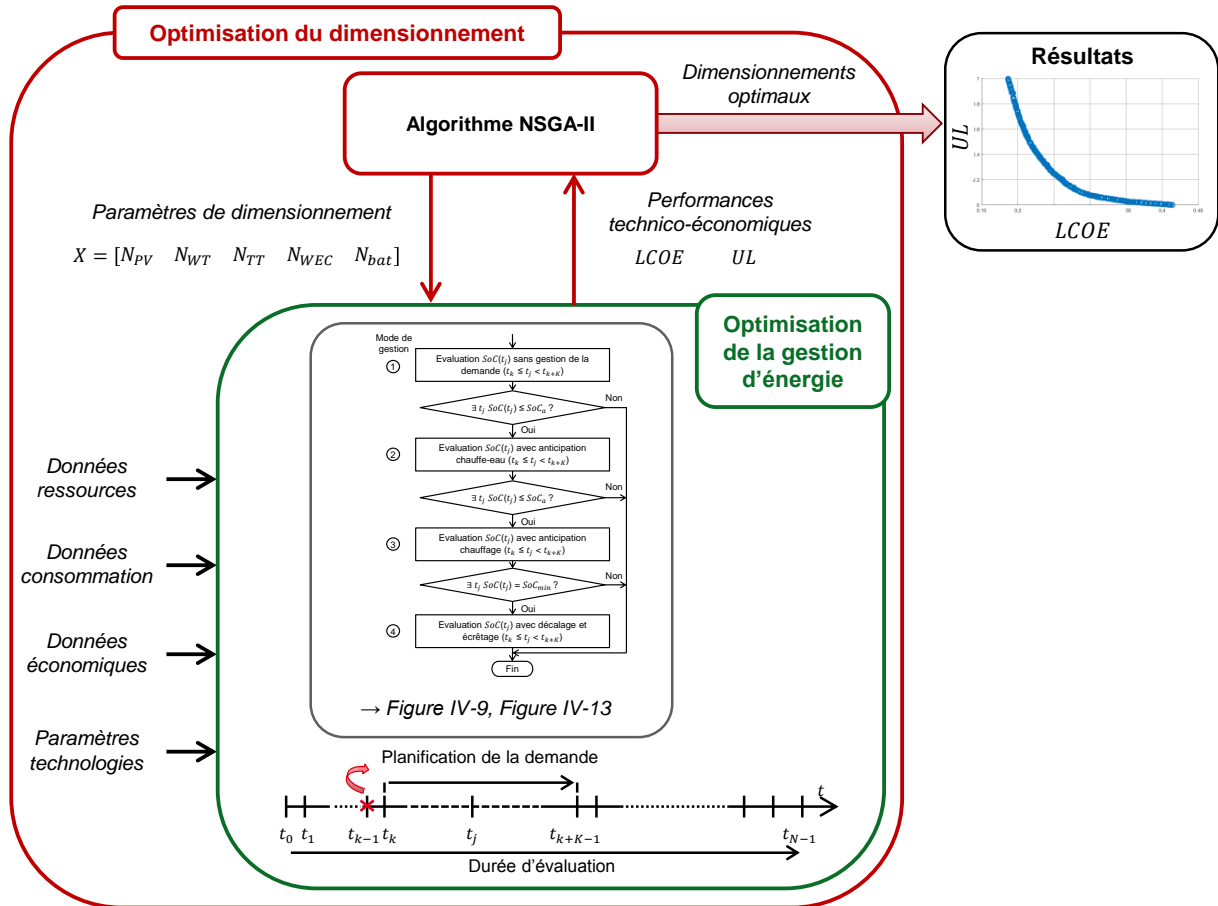


Figure IV-24 : Schéma de principe de l'optimisation du dimensionnement intégrant une optimisation de la gestion d'énergie

Tableau IV-11 : Paramètres liés à l'optimisation du dimensionnement

Paramètre	$N_{PV \min}$	$N_{PV \max}$	$N_{WT \min}$	$N_{WT \max}$	$N_{TT \min}$	$N_{TT \max}$
Valeur	0	7000	0	50	0	50
Paramètre	$N_{WEC \min}$	$N_{WEC \max}$	$N_{bat \min}$	$N_{bat \max}$	N_{gen}	N_{ind}
Valeur	0	50	0	100	200	40

Tableau IV-12 : Paramètres liés à l'algorithme de gestion de la demande

Paramètre	N	K	δ	SoC_a	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5
Valeur	43824	36	6	0.6	200	1	1000	1000	500

IV.5.2. Résultats obtenus

Les fronts de Pareto obtenus sans puis avec application de l'algorithme de gestion de la demande sont présentés sur la Figure IV-25. Au vu de ces résultats, il apparaît que l'application d'une gestion de la demande permet de diminuer les valeurs des objectifs à minimiser :

- **Pour un même taux d'insatisfaction de la demande UL , le coût de l'énergie $LCOE$ est diminué.** Ainsi, pour le point d'insatisfaction nulle ($UL = 0\%$), le coût actualisé de l'énergie passe de 0.4138 €/kWh à 0.4039 €/kWh en appliquant l'algorithme de gestion de la demande, soit une baisse de 2.4 %. Le coût total sur cycle de vie LCC pour ces deux configurations passe de 67.43 M€ à 65.82 M€, soit une baisse de 1.61 M€. Plus le taux d'insatisfaction UL augmente, plus le gain économique est significatif. Par exemple, pour $UL = 0.1\%$, le coût de l'énergie passe de 0.2869 €/kWh à 0.2279 €/kWh, soit une baisse de 20.5 %. L'application de la gestion de la demande permet donc, pour un même taux d'insatisfaction, d'obtenir un coût de production plus proche du coût de l'électricité payé par le consommateur (0.1579 €/kWh).
- **Pour un même coût $LCOE$, le taux d'insatisfaction de la demande UL est diminué.** Pour la valeur du $LCOE$ obtenue avec gestion de la demande (0.4039 €/kWh) qui permettait de satisfaire pleinement la demande ($UL = 0\%$), le taux d'insatisfaction de la demande sans application de la gestion de la demande est de 0.0043 %. Ce bénéfice augmente pour des valeurs de $LCOE$ plus faibles. Par exemple, pour un coût $LCOE$ de 0.27 €/kWh sans gestion de la demande, le taux d'insatisfaction de la demande UL est divisé par 4 lorsque la gestion de la demande est appliquée.

De plus, le dimensionnement considéré dans la partie IV.4 de ce chapitre se retrouve dominé par des solutions du front obtenu avec gestion de la demande, alors qu'il était sur le front des solutions dominantes obtenu sans application de la gestion de la demande. Ainsi, les solutions optimales sans gestion de la demande ne sont pas forcément les solutions optimales lorsqu'une gestion de la demande est appliquée. Il est donc nécessaire d'effectuer une optimisation imbriquée du dimensionnement et de la gestion d'énergie, bien que le temps de calcul soit largement allongé.

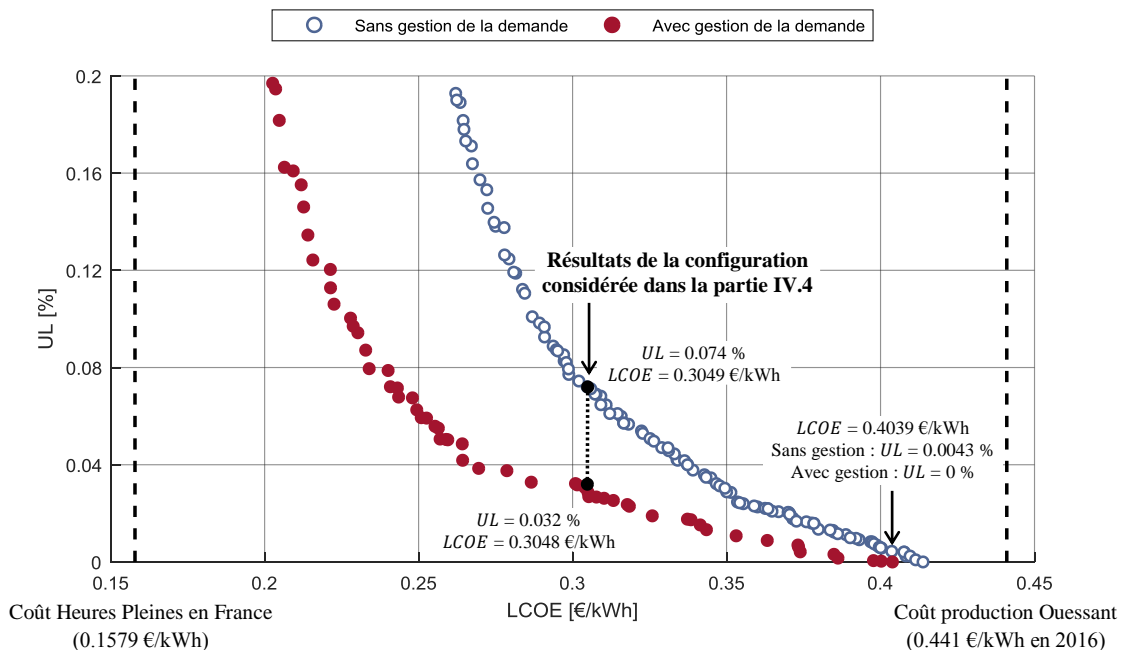


Figure IV-25 : Comparaison des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande

Comparaison des dimensionnements des solutions optimales

Les dimensionnements de chaque solution des deux fronts de Pareto sont tracés selon le coût actualisé de l'énergie *LCOE* sur la Figure IV-26, en termes de puissance installée pour les sources et de capacité de stockage. Les mêmes caractéristiques sont tracées selon le taux d'insatisfaction *UL* sur la Figure IV-27. Les tendances observées en termes de dimensionnement des composants sont différentes selon le point de vue considéré (à taux *UL* similaire ou à coût actualisé de l'énergie *LCOE* similaire). Ainsi, une synthèse des évolutions des quantités de composants est réalisée dans le Tableau IV-14. Concernant le dimensionnement des sources, il apparaît que l'application d'une gestion de la demande favorise l'utilisation des hydroliennes et des houlogénérateurs dans les solutions optimales obtenues, bien qu'un taux *UL* supérieur à 0.1 % soit caractérisé par une diminution du nombre d'hydroliennes. De plus, la quantité d'éoliennes est plus faible dans les solutions considérant la gestion de la demande, par rapport à celles sans gestion de la demande. Enfin, aucune évolution claire n'est observée concernant la quantité de panneaux solaires photovoltaïques, avec une dispersion des dimensionnements obtenus dans les deux cas (sans et avec gestion de la demande). Par ailleurs, pour un taux d'insatisfaction *UL* similaire, il apparaît que la quantité de batteries est réduite lorsque la gestion de la demande est appliquée.

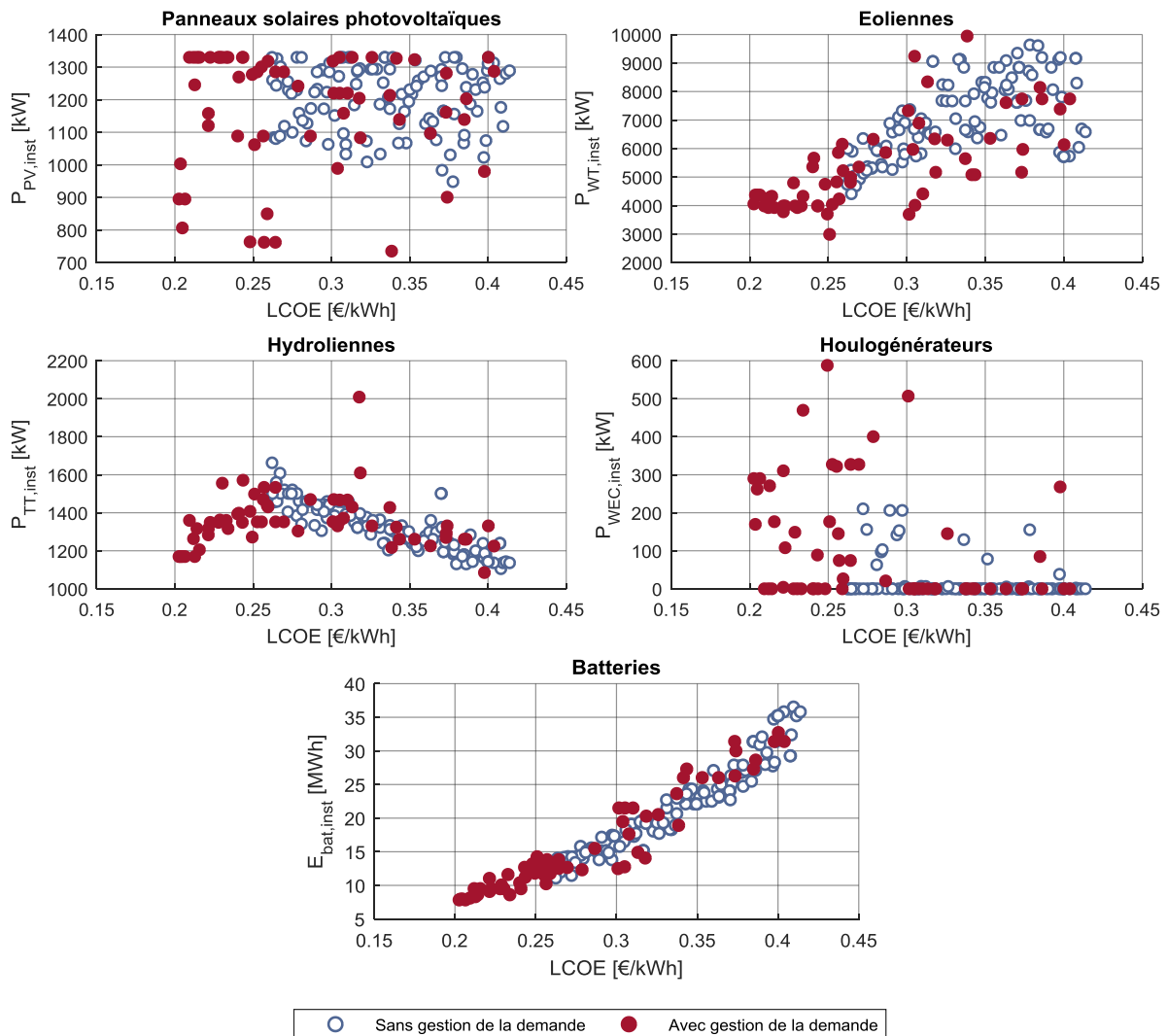


Figure IV-26 : Dimensionnement des solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le coût actualisé de l'énergie

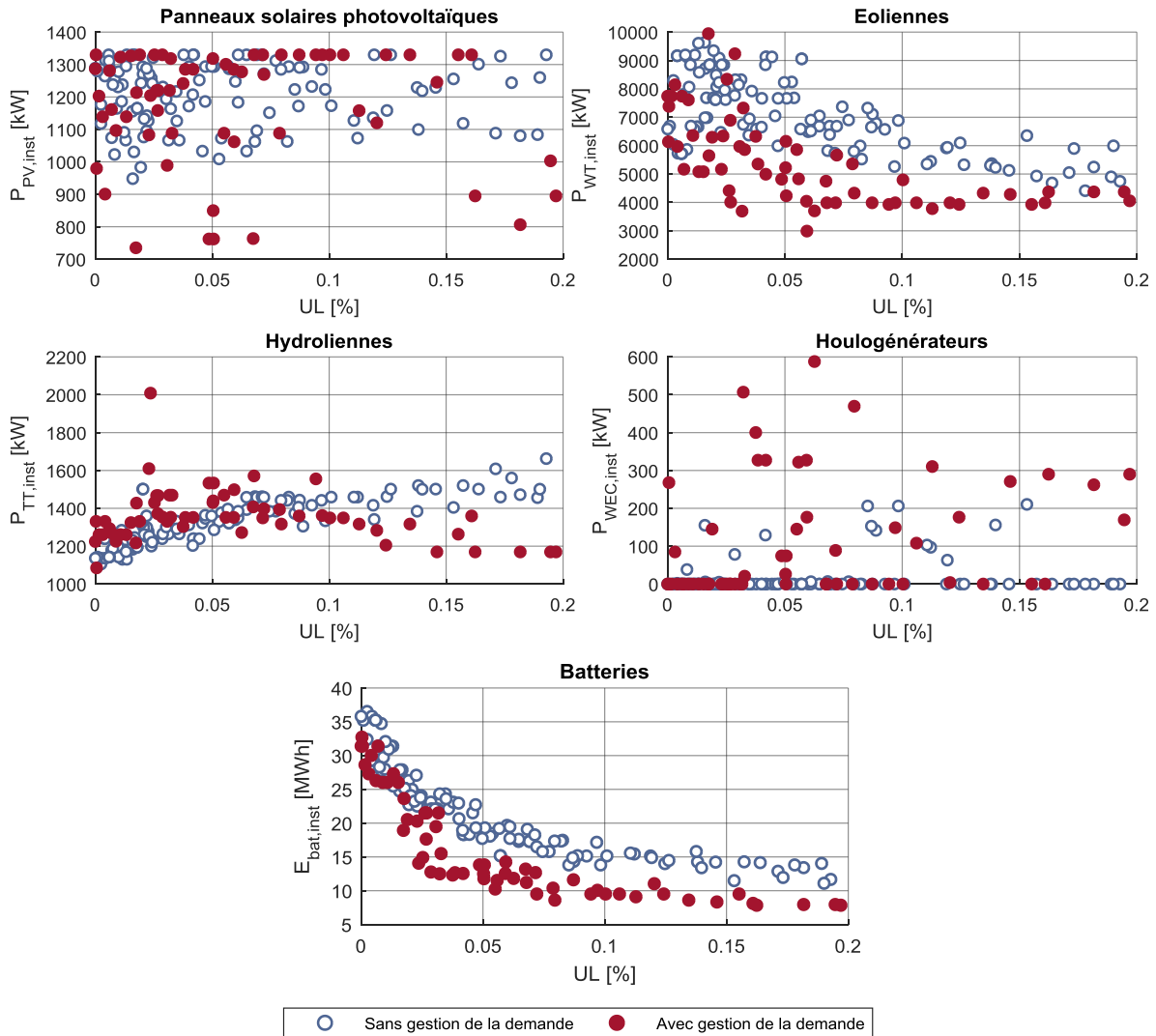


Figure IV-27 : Dimensionnement des solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le taux d'insatisfaction de la demande

Tableau IV-13 : Evolution globale des quantités des composants selon le coût de l'énergie et selon le taux d'insatisfaction de la demande

Composant	À coût <i>LCOE</i> similaire (Figure IV-26)	À taux <i>UL</i> similaire (Figure IV-27)
Panneaux solaires photovoltaïques	Aucune tendance significative	Aucune tendance significative
Éoliennes	Diminution	Diminution
Hydroliennes	Augmentation	Augmentation pour $UL < 0.1$ %, diminution pour $UL > 0.1$ %
Houlogénérateurs	Augmentation	Augmentation
Batteries	Aucune tendance significative	Diminution

Comparaison des performances des solutions optimales

L'impact de l'application d'une gestion de la demande sur les valeurs des autres critères d'évaluation est tracé selon le coût de l'énergie *LCOE* sur la Figure IV-28 et selon le taux d'insatisfaction *UL* sur la Figure IV-29.

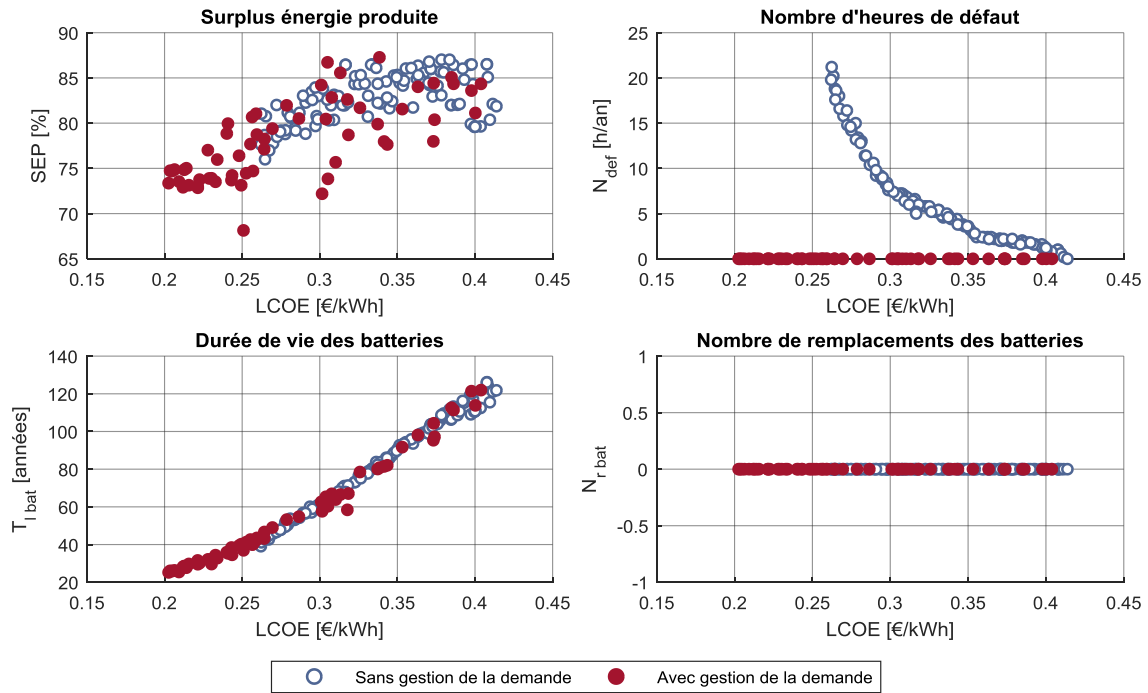


Figure IV-28 : Indicateurs de performance pour les solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le coût de l'énergie

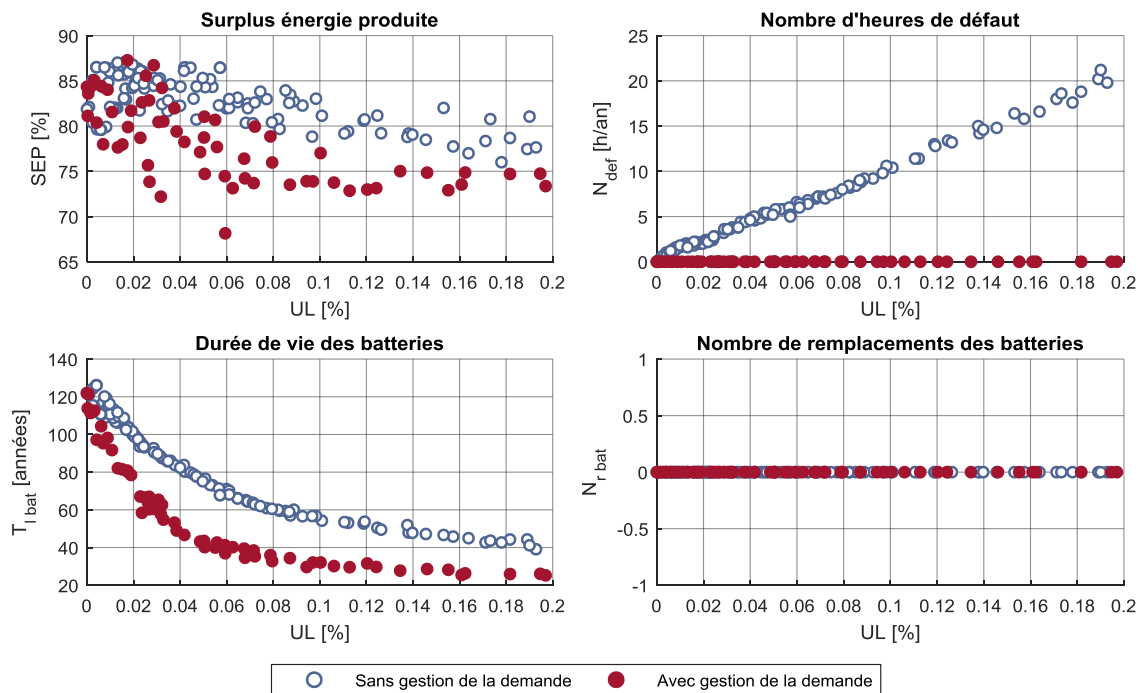


Figure IV-29 : Indicateurs de performance pour les solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le taux d'insatisfaction de la demande

Au vu de ces résultats, quelques tendances concernant l'impact d'une application d'une gestion de la demande sur les critères observés peuvent être mises en avant :

- **Excès de production** : une diminution du surplus d'énergie produite *SEP* par les sources apparaît, grâce à l'utilisation de l'énergie produite par les sources pour alimenter des consommations décalées au lieu de solliciter les batteries.

- **Défaut d'alimentation** : une disparition des situations où l'état de charge des batteries se situe au niveau minimal autorisé est observée ($N_{def} = 0$ pour toutes les solutions du front avec gestion de la demande).
- **Sollicitation des batteries** : pour des valeurs de coût de l'énergie similaires (Figure IV-28), l'application d'une gestion de la demande a peu d'impact sur la durée de vie $T_{l\ bat}$ des batteries. Cependant, pour des valeurs de UL similaires (Figure IV-29), la quantité de batteries étant réduite lorsque la gestion de la demande est appliquée, il en résulte une sollicitation plus élevée pour chacune d'entre elles et donc une durée de vie moins longue. Aucun remplacement des batteries n'est nécessaire que ce soit avec ou sans gestion de la demande.

Comparaison des performances pour les configurations permettant $UL = 0\%$

Enfin, les caractéristiques des dimensionnements permettant une entière satisfaction de la demande ($UL = 0\%$) sans et avec gestion de la demande sont présentées sur le Tableau IV-14, ainsi que les valeurs des critères d'évaluation technico-économiques.

Tableau IV-14 : Comparaison des performances pour le point $UL = 0\%$ sans et avec gestion de la demande

	Critère	Sans gestion de la demande	Avec gestion de la demande
Objectifs	UL [%]	0	0
	$LCOE$ [€/kWh]	0.4138	0.4039
Dimensionnement	$N_{PV,opt}$	6783.6	6774.2
	$P_{PV,inst}$ [MW]	1.289	1.287
	$P_{PV,inst}/P_{tot,inst}$	14.30 %	12.55 %
	$N_{WT,opt}$	8.13	9.56
	$P_{WT,inst}$ [MW]	6.585	7.743
	$P_{WT,inst}/P_{tot,inst}$	73.08 %	75.51 %
	$N_{TT,opt}$	3.79	4.08
	$P_{TT,inst}$ [MW]	1.137	1.225
	$P_{TT,inst}/P_{tot,inst}$	12.61 %	11.94 %
	$N_{WEC,opt}$	0	0
	$P_{WEC,inst}$ [MW]	0	0
	$P_{WEC,inst}/P_{tot,inst}$	0 %	0 %
Indicateurs	$N_{bat,opt}$	32.85	29.82
	$C_{bat,inst}$ [MWh]	35.811	32.504
	LCC [M€]	67.43	65.82
	SEP [%]	81.87	84.35
	N_{def} [h/an]	0	0
	$T_{l\ bat}$ [années]	121.85	121.96
	$N_{r\ bat}$	0	0

Ces résultats montrent que les quantités de panneaux solaires photovoltaïques et de houlogénérateurs sont similaires, tandis que les quantités d'éoliennes et d'hydroliennes sont augmentées dans le cas où la gestion de la demande est appliquée. La capacité de stockage est diminuée de 9.2 %. Comme évoqué précédemment, l'application de la gestion de la demande permet de diminuer le coût du système (réduction du LCC de 2.4 %). Alors que le coût de production de l'électricité sans gestion de la demande serait diminué de 6.17 % par rapport au coût actuel de production sur l'île d'Ouessant (0.441 €/kWh), l'application d'une gestion de la demande pourrait

permettre de réduire ce coût de 8.41 %. De plus, la durée de la batterie est légèrement allongée. Cependant, contrairement à la tendance générale observée sur la Figure IV-29, le surplus d'énergie produite par les sources augmente lorsque la gestion de la demande est appliquée. Une des raisons possibles est la hausse du nombre d'éoliennes, cette source présentant la plus forte puissance installée parmi les quatre sources et la meilleure productivité (voir Chapitre II).

IV.6. Conclusions

Afin d'apporter un degré de liberté dans la gestion du système multi-sources, des stratégies de gestion de la demande ont été proposées dans ce chapitre. Celles-ci sont basées sur le décalage temporel et l'écrêtage de consommations. Afin de modifier le moins possible la consommation initialement demandée par les clients, un algorithme permettant de hiérarchiser l'application de ces stratégies a été développé. Selon l'évolution de l'état de charge des batteries estimé pour les K heures à venir, les stratégies appliquées diffèrent selon le poste de consommation et selon le type d'action. Ainsi, il est proposé sous l'hypothèse que les charges puissent être contrôlées :

- Une anticipation dès que possible la consommation des chauffe-eau afin d'utiliser l'excédent de production des sources d'énergie renouvelable au moment où il survient, quelle que soit la production des sources dans le futur.
- Une anticipation de la consommation du chauffage électrique afin d'utiliser l'excédent de production des sources au moment où il survient au lieu de solliciter ultérieurement la batterie.
- Pour éviter une décharge complète des batteries, un 4^{ème} mode de gestion considérant les trois profils de consommation et l'ensemble des stratégies (décalage temporel et écrêtage) est proposé. Il consiste en un problème d'optimisation pour lequel la modification du profil de la consommation initialement demandée par les usagers doit être minimisée, tout en évitant une décharge complète de la batterie. Les différentes modifications possibles sont pénalisées selon des facteurs de pondération, pour lesquelles les valeurs sont à définir selon la priorisation des charges souhaitée mais aussi selon l'inconfort thermique accepté.

Afin d'anticiper le plus tôt possible la survenue d'une situation critique, l'algorithme de gestion de la demande est évalué selon un horizon glissant toutes les δ heures et propose une planification des consommations pour les K heures à venir. L'application de l'algorithme de gestion de la demande développé dans ce chapitre offre plusieurs avantages :

- **Diminution du taux d'insatisfaction de la demande** : le taux d'énergie initialement demandée qui ne peut être satisfaite est réduit grâce aux stratégies basées sur le décalage temporel et grâce au 4^{ème} mode de gestion.
- **Suppression des situations où les batteries seraient complètement déchargées** : le 4^{ème} mode de gestion proposé consiste à planifier les consommations de manière à ce que des situations où l'état de charge des batteries atteindrait la valeur minimale autorisée ne surviennent pas, ce qui permet d'éviter des situations de black-out partiel ou total.
- **Allongement de la durée de vie des batteries** : en profitant de l'énergie au moment où elle est produite par les sources pour alimenter des consommations décalables, les batteries sont moins sollicitées ce qui permet de ralentir leur vieillissement.
- **Diminution du surplus d'énergie produite** : la quantité d'énergie produite par les sources qui n'est pas utilisée est diminuée, grâce au décalage temporel des consommations liées au

chauffe-eau et au chauffage électrique vers des instants où la puissance produite par les sources dépasse la puissance demandée, alors que les batteries sont déjà pleinement chargées.

- **Amélioration du confort thermique** : la modification du profil de puissance lié au chauffage permet de limiter la baisse de la température intérieure des habitations, en effectuant un préchauffage avant les situations critiques (la puissance du chauffage est augmentée lorsque la production des sources est supérieure à la demande).

L'algorithme de gestion de la demande et les bénéfices apportés par son application ont fait l'objet d'une communication en conférence [157] et d'un article dans la revue Energy [158].

De plus, l'application d'une gestion de la demande a un impact sur l'optimisation du dimensionnement. Les résultats présentés dans la partie IV.5 montrent une diminution du taux d'insatisfaction de la demande et du coût de l'énergie lorsque la gestion de la demande est considérée. De plus, l'application de l'algorithme de gestion de la demande favorise l'intégration des sources d'énergie marine renouvelable (hydroliennes et houlogénérateurs) dans les dimensionnements optimaux, alors que la quantité d'éoliennes est diminuée. Pour des taux d'insatisfaction similaires, la quantité de batteries est diminuée, ce qui permet une baisse du coût de l'énergie.

Néanmoins, de nombreuses améliorations pourraient être apportées à la gestion de la demande que nous proposons dans ce chapitre. Par exemple, d'autres charges pourraient être intégrées à l'algorithme de gestion de la demande développé, à condition de disposer de données suffisantes. De plus, l'utilisation de données mesurées réelles transmises par des capteurs implantés dans les habitations permettrait d'éviter une désagrégation du profil telle qu'effectuée dans ce chapitre. Par ailleurs, une méthode permettant de définir les valeurs des facteurs de pondération w_i (4^{ème} mode de gestion) selon des scénarios « type » pourrait être étudiée, à partir des comportements du système observés au cours de la simulation effectuée sur plusieurs années.

Avant d'être appliqué sur un réseau électrique insulaire, l'algorithme de gestion de la demande développé dans ce chapitre doit être validé expérimentalement afin de confirmer sa capacité à planifier la demande dans le temps imparti. Par ailleurs, alors que l'étude menée jusqu'à présent considérait un échantillonnage au pas horaire, des fluctuations infra-horaires concernant les puissances liées aux sources et aux consommations peuvent survenir dans la réalité. De plus, aucun écrêtage des sources en cas de surplus d'énergie produite n'a été envisagé jusqu'à présent. Pour garantir le bon fonctionnement et la continuité de service du réseau, il convient d'intégrer un écrêtage des sources afin d'assurer l'équilibre énergétique à tout instant. Ces différents aspects sont étudiés dans le chapitre suivant afin de permettre une validation de l'algorithme de gestion sur un banc expérimental à échelle réduite.

CHAPITRE V

Contrôle infra-horaire du système et validation expérimentale

Chapitre V : Contrôle infra-horaire du système et validation expérimentale

Sommaire Chapitre V

V.1. INTRODUCTION	159
V.2. INTÉGRATION D'UNE COUCHE DE CONTRÔLE CORRECTIVE	160
V.2.1. <i>Objectifs associés au contrôle du micro-réseau à l'échelle infra-horaire</i>	160
V.2.2. <i>Couche de gestion corrective proposée</i>	161
V.2.2.1. Contraintes à respecter	161
V.2.2.2. Algorithme lié à la couche de gestion corrective	163
V.2.3. <i>Données considérées</i>	168
V.2.4. <i>Simulation sur une période donnée</i>	168
V.3. VALIDATION EXPÉRIMENTALE	172
V.3.1. <i>Mise à l'échelle du modèle du système multi-sources</i>	172
V.3.1.1. Identification des grandeurs du modèle	173
V.3.1.2. Analyse dimensionnelle	174
V.3.1.3. Définition des paramètres à mettre à l'échelle	175
V.3.1.4. Définition des grandeurs adimensionnelles Π	175
V.3.1.5. Définition des facteurs d'échelle	176
V.3.2. <i>Application de la méthode de réduction d'échelle en simulation</i>	177
V.3.3. <i>Résultats expérimentaux</i>	179
V.3.3.1. Test avec une batterie réelle	180
V.3.3.2. Test avec une batterie réelle et émulation des sources et de la consommation avec des amplificateurs de puissance	183
V.4. CONCLUSIONS	188

V.1. Introduction

Les travaux présentés dans les chapitres précédents ont consisté à évaluer les performances technico-économiques du système multi-sources sur une période de plusieurs années afin d'optimiser le dimensionnement, en appliquant ou non des stratégies de gestion de la demande. Un algorithme de gestion a été proposé dans le Chapitre IV, permettant de planifier les consommations pour les heures à venir selon l'évolution de l'état de charge des batteries. Des résultats obtenus par simulation ont permis de montrer l'intérêt d'une application de cet algorithme. Cependant, l'implémentation d'un algorithme de gestion sur un micro-réseau réel ne peut être effectuée sans avoir au préalable validé sur un banc de test son bon fonctionnement et sa capacité à gérer correctement un réseau en temps réel selon les données disponibles, notamment en cas de situations critiques. Afin de limiter les risques et les coûts inhérents à des tests avec des équipements réels, des tests à échelle réduite sont souvent réalisés avant des tests à pleine échelle. De plus, les équipements de test des laboratoires sont limités à des puissances de quelques dizaines de kW, donc inférieures aux puissances d'un micro-réseau isolé (plusieurs MW). La validation expérimentale avec des équipements réels à échelle réduite ou à pleine échelle est de plus en plus souvent considérée dans les travaux industriels et académiques, regroupée sous l'appellation anglophone *Power Hardware-In-the-Loop* (PHIL) [159], [160].

L'objectif de ce chapitre est de valider expérimentalement le bon fonctionnement de l'algorithme de gestion d'énergie du micro-réseau sur un système à échelle réduite. Néanmoins, de nombreuses hypothèses simplificatrices ont été considérées dans les chapitres précédents. Par exemple, une simulation avec un pas de temps horaire a été considérée jusqu'à présent, afin de limiter le temps de calcul. Cependant, durant cet intervalle d'une heure, les ressources exploitées et la demande des consommateurs ne sont pas constantes. Des variations peuvent en effet survenir. Le bon fonctionnement et la stabilité d'un réseau ne peuvent être assurés sans un contrôle adapté à l'échelle infra-horaire, permettant de prendre en compte ces fluctuations et d'assurer l'équilibre énergétique à tout instant. Un écrêtage de la puissance produite par les sources en cas de surplus de production doit être intégré, tout comme un écrêtage des consommations en cas de déficit de production.

Il est donc proposé dans ce chapitre d'appliquer sur un système à échelle réduite l'algorithme de gestion développé précédemment, tout en considérant les fluctuations des ressources et de la demande à l'échelle infra-horaire. Dans un premier temps, une couche de contrôle corrective est développée dans la section V.2 afin d'assurer l'équilibre énergétique à tout instant, en contrôlant les sources et la demande selon les fluctuations pouvant survenir à l'échelle infra-horaire. Dans la partie V.3, l'algorithme de gestion de la demande est exécuté sur un système à échelle réduite, afin de monter sa capacité à gérer un réseau en temps réel. Une étude concernant la mise à l'échelle des grandeurs y est présentée afin de conserver la dynamique du système.

Remarques :

- La modélisation basée sur une approche énergétique (flux de puissances) considérée dans les chapitres précédents est aussi appliquée dans ce chapitre.
- Le niveau de contrôle primaire (voir Chapitre I) permettant d'assurer la stabilité du réseau n'est pas étudié dans ce chapitre. Il requiert une modélisation dynamique du réseau et des éléments qui le composent, selon d'autres grandeurs électriques (courant, tension, fréquence) et un pas de temps de calcul inférieur à une seconde.
- La durée des simulations présentées dans ce chapitre est réduite à quelques jours à cause des contraintes de temps de calcul et d'expérimentation qu'impose une étude à l'échelle infra-horaire, pour laquelle le pas de temps sera d'une seconde.

V.2. Intégration d'une couche de contrôle corrective

L'algorithme de gestion de la demande développé dans le Chapitre IV consistait à planifier les trois postes de consommation pour les K heures à venir. Une simulation du fonctionnement du système multi-sources avec un pas de temps d'une heure a été considérée, en faisant l'hypothèse que la puissance produite par chacune des quatre sources et la puissance consommée étaient constantes pendant cet intervalle d'une heure. De plus, l'écrêtage de la puissance produite par les sources en cas d'excès de production n'a pas été envisagé jusqu'à présent. Il est donc nécessaire d'intégrer l'existence de fluctuations à l'échelle infra-horaire et l'écrêtage des sources dans le contrôle du micro-réseau avant d'effectuer une validation expérimentale.

Pour cela, nous proposons dans cette partie une couche de contrôle infra-horaire pour laquelle les objectifs sont présentés dans la partie V.2.1. Par la suite, un algorithme de contrôle infra-horaire est développé dans la section V.2.2, permettant d'assurer à tout instant l'équilibre énergétique entre production et consommation. Les données utilisées dans ce chapitre sont présentées dans la partie V.2.3, puis quelques résultats illustrant les performances de l'algorithme de contrôle infra-horaire sont proposés dans la partie V.2.4.

V.2.1. Objectifs associés au contrôle du micro-réseau à l'échelle infra-horaire

Le contrôle d'un micro-réseau isolé à l'échelle infra-horaire est généralement retrouvé dans la littérature sous le terme de contrôle secondaire ou encore contrôle/gestion correctif [59] (voir Chapitre I). Différents objectifs sont attribués à ce niveau de contrôle [55] :

- **Assurer à tout instant l'équilibre énergétique entre la puissance produite par l'ensemble des sources et la puissance totale consommée**, par le biais :
 - d'un écrêtage des sources de production en cas de surplus de production, c'est à dire lorsque la puissance produite par les sources est supérieure à la puissance demandée et que les moyens de stockage sont complètement chargés ;
 - d'un écrêtage des consommations en cas de déficit de production, c'est-à-dire lorsque la puissance produite par les sources est inférieure à la puissance demandée et que les moyens de stockage sont complètement déchargés.
- **Corriger les consignes émises par le niveau de contrôle tertiaire** (l'algorithme de gestion de la demande dans le cadre de cette thèse), en cas de variations entre la planification et la réalité concernant les ressources et la demande.

Il est proposé sur la Figure V-1 une vue globale du modèle du système multi-sources intégrant ce niveau de contrôle (couche de gestion corrective) ainsi que l'algorithme de gestion de la demande développé dans le Chapitre IV (couche de gestion anticipative). La couche de contrôle secondaire doit définir en temps réel les sources qui doivent être démarrées et les sources qui doivent être arrêtées [55], [161]. De plus, ce niveau de contrôle doit permettre de définir les puissances de consigne des différents postes de consommation. Ainsi deux nouvelles notations sont intégrées dans ce chapitre :

- P_i^* : la puissance de consigne souhaitée pour un élément i du système multi-sources (source ou consommation) ;
- \hat{P}_i : la puissance mesurée pour un élément i du système multi-sources (source ou consommation).

La notation P_i' est liée à la puissance planifiée par l'algorithme de gestion de la demande pour un poste de consommation i (voir Chapitre IV).

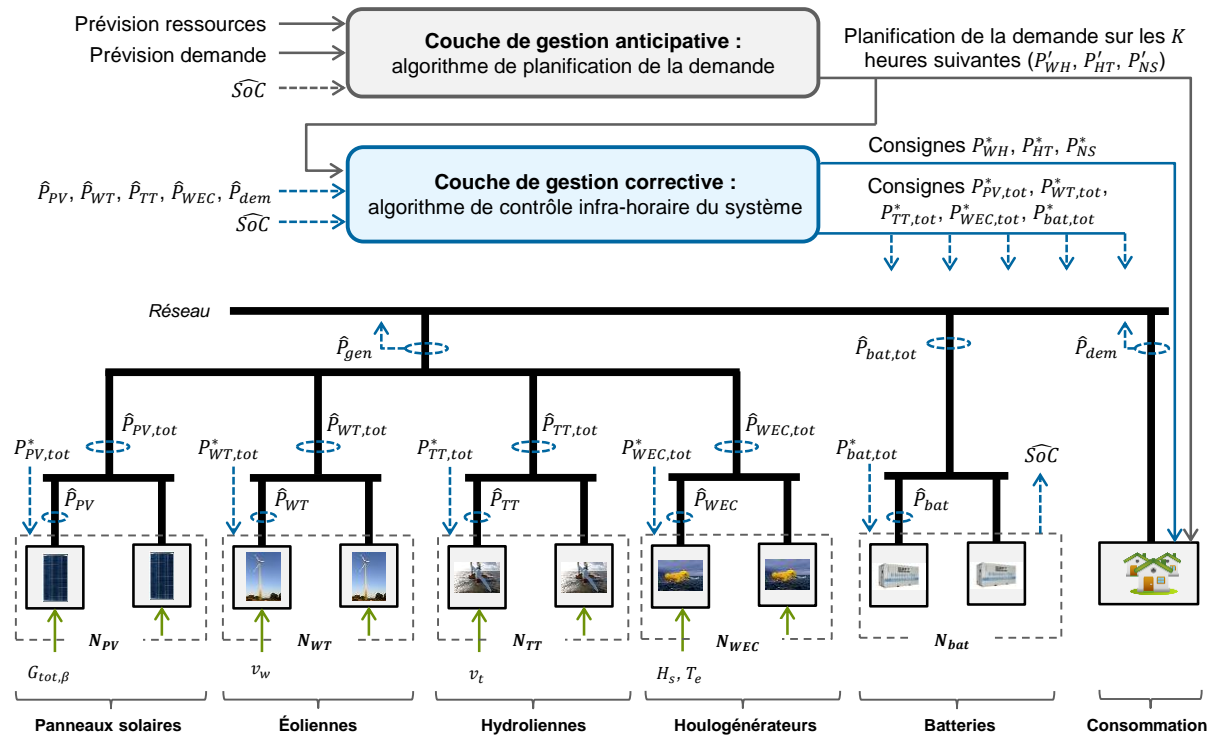


Figure V-1 : Vue globale du modèle du système multi-sources intégrant les deux niveaux de contrôle

Ainsi, la couche de gestion corrective se distingue de la couche de gestion anticipative sur plusieurs points [161], pour lesquels une comparaison est proposée dans le Tableau V-1. Il est considéré dans ces travaux que la couche de gestion corrective est exécutée toutes les secondes. Le contrôle primaire, pour lequel un pas de temps inférieur à une seconde est utilisé, n'est pas étudié dans ces travaux.

Tableau V-1 : Comparaison des deux niveaux de contrôle considérés

	Niveau de contrôle	
	Couche de gestion anticipative	Couche de gestion corrective
Objectif	Planifier les usages sur les K heures à venir selon l'évolution des ressources et de l'état de charge des batteries	Assurer l'équilibre énergétique entre production et consommation en définissant les puissances de consigne P_i^* des sources et des usages
Fréquence d'exécution	Toutes les δ heures	1 s
Horizon temporel	K heures	1 s
Temps de calcul maximum autorisé	δ heures	1 s

V.2.2. Couche de gestion corrective proposée

Le développement d'une couche de gestion corrective doit tenir compte de différentes contraintes, pour lesquelles une description est donnée dans le paragraphe V.2.2.1. L'algorithme de contrôle est ensuite présenté dans la partie V.2.2.2.

V.2.2.1. Contraintes à respecter

D'après plusieurs travaux traitant du contrôle d'un micro-réseau [55], [161]–[163], différents aspects et différentes contraintes sont à considérer pour définir les consignes P_i^* (Figure V-1) :

- **Équilibre énergétique** : le bilan de puissance doit être nul à tout instant :

$$\hat{P}_{gen}(t_k) - \hat{P}_{dem}(t_k) - \hat{P}_{bat,tot}(t_k) = 0, \quad \forall k \quad (V-1)$$

avec :

- \hat{P}_{gen} : la puissance fournie par l'ensemble des sources d'énergie renouvelable [W] ;
 - \hat{P}_{dem} : la puissance consommée par l'ensemble des usagers [W] ;
 - $\hat{P}_{bat,tot}$: la puissance de l'ensemble des batteries, avec $\hat{P}_{bat,tot} > 0$ lors de la charge des batteries et $\hat{P}_{bat,tot} < 0$ lors de la décharge des batteries [W].
- **Réponse non-instantanée à une consigne** : la réponse des sources et des consommations à la consigne émise par le gestionnaire du réseau n'est pas instantanée. Un exemple de réponse à un échelon de consigne est proposé sur la Figure V-2. Plusieurs contraintes temporelles existent [161], [163] :
 - Délai de transmission de la consigne : un délai existe entre l'instant où la consigne est envoyée par le gestionnaire de réseau et l'instant où celle-ci est reçue par l'élément concerné, à cause des moyens de communication utilisés ;
 - Temps de réponse de l'élément : selon les caractéristiques de la source ou du poste de consommation, la puissance de consigne est atteinte plus ou moins rapidement.

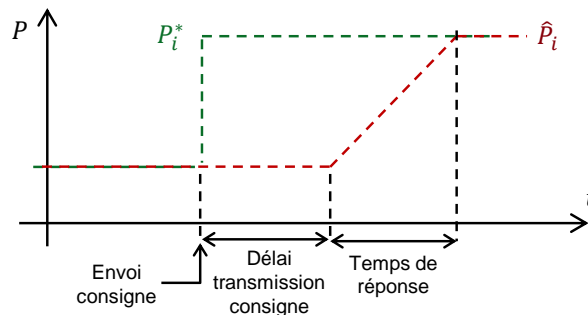


Figure V-2 : Puissance mesurée \hat{P}_i et puissance de consigne P_i^* selon les contraintes temporelles associées à l'élément i

Les valeurs liées au temps de réponse de chaque élément du système multi-sources sont proposées dans le Tableau V-2. Au vu de la périodicité d'exécution de la couche de gestion corrective (1 s) et de la rapidité des moyens de communication pouvant être utilisés, le délai de transmission sera négligé par la suite (ce délai est inférieur à une seconde). Le temps de réponse le plus rapide pour les sources est celui des panneaux solaires photovoltaïques, pour lesquels la commande est suffisamment performante et rapide pour que la puissance de consigne puisse être atteinte en moins d'une seconde. Pour les éoliennes, les hydroliennes et les houlogénérateurs, il est considéré que la puissance de consigne ne peut être atteinte qu'au bout de 10 secondes à cause des contraintes mécaniques des éléments devant être actionnés pour modifier la puissance (orientation des pales d'une éolienne par exemple). Concernant les charges, il est considéré que le temps de réponse le plus rapide est celui des chauffe-eau (les habitations sont généralement équipées d'un contacteur permettant d'activer les chauffe-eau selon un signal émis par le gestionnaire du réseau lors des heures creuses). Un temps de réponse de 30 s est appliqué pour le chauffage électrique et 60 s pour les autres consommations.

À cause de ces différentes contraintes temporelles qui ne permettent pas d'atteindre la valeur de consigne instantanément (pour les sources et les consommations), les batteries doivent assurer l'équilibre énergétique à tout instant. Au vu de l'intervalle de temps retenu pour la couche de gestion

corrective (1 s), il est considéré que les batteries lithium-ion présentent un temps de réponse suffisamment rapide pour assurer ce rôle, bien qu'en réalité d'autres technologies de stockage seraient plus adaptées (supercondensateurs par exemple [65]).

Tableau V-2 : Paramètres associés à la réponse temporelle des éléments du système multi-sources

Élément	Temps de réponse
Panneau solaire photovoltaïque	< 1 s
Éolienne	10 s
Hydrolienne	10 s
Houlogénérateur	10 s
Chauffe-eau	10 s
Chauffage électrique	30 s
Autres consommations	60 s
Batterie	< 1 s

- **Puissance de réserve** : la puissance produite par les sources d'énergie renouvelable et la puissance demandée peuvent présenter des variations dans un intervalle de temps très court, de l'ordre de quelques secondes. Ainsi, il est nécessaire de disposer à tout instant d'une marge, couramment appelée « puissance de réserve », de telle manière à ce qu'une variation imprévue de la puissance demandée puisse être supportée par les sources et/ou les batteries. Ainsi, à tout instant, l'équation suivante doit être respectée :

$$\hat{P}_{gen}(t_k) - N_{bat} P_{disch\ max} - \hat{P}_{dem}(t_k) \geq P_R(t_k) \quad (V-2)$$

avec P_R la puissance de réserve [W], définie selon une part α_R de P_{dem} :

$$P_R(t_k) = \alpha_R \hat{P}_{dem}(t_k) \quad (V-3)$$

soit :

$$\hat{P}_{gen}(t_k) - N_{bat} P_{disch\ max} \geq (1 + \alpha_R) \hat{P}_{dem}(t_k) \quad (V-4)$$

Un taux de réserve α_R de l'ordre de 10 % à 20 % de la puissance demandée est généralement trouvé dans la littérature [161], [163]. Le système multi-sources considéré dans cette thèse étant basé uniquement sur des sources d'énergie renouvelable pour lesquelles la puissance produite peut être très fluctuante, on retiendra dans ces travaux un taux de réserve $\alpha_R = 20\%$.

V.2.2.2. Algorithme lié à la couche de gestion corrective

Afin de déterminer les puissances de consigne des différents éléments du micro-réseau à un instant t_k tout en respectant les contraintes (V-1) et (V-2), un algorithme est développé dans ce paragraphe, pour lequel une vue globale est présentée sur la Figure V-3. Cet algorithme est décomposé en plusieurs étapes basées sur les calculs détaillés ci-après.

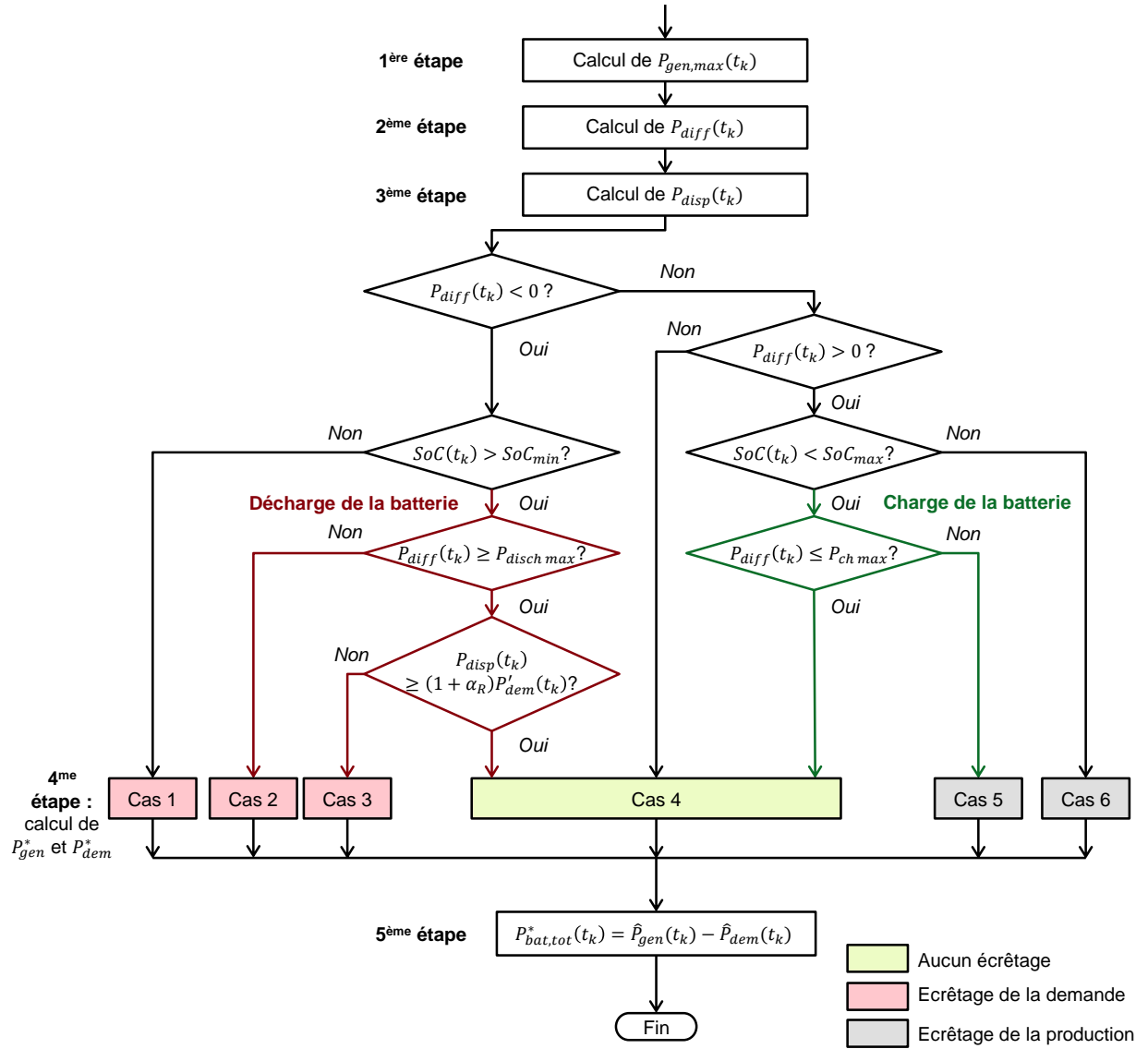


Figure V-3 : Algorithme lié à la gestion corective, permettant de déterminer à un instant t_k les puissances de consigne des sources, des consommations et des batteries

- **1^{ère} étape** : calcul de la puissance maximale $P_{gen,max}$ pouvant être produite par l'ensemble des sources selon les ressources disponibles, grâce aux modèles présentés dans le Chapitre II (Eq. II-9, Eq. II-13, Eq. II-15 et Figure II-11) :

$$P_{gen,max}(t_k) = N_{PV} \times P_{PV}(t_k) + N_{WT} \times P_{WT}(t_k) + N_{TT} \times P_{TT}(t_k) + N_{WEC} \times P_{WEC}(t_k) \quad (V-5)$$

- **2^{ème} étape** : calcul de la puissance P_{diff} à laquelle une batterie doit théoriquement être sollicitée en considérant la puissance maximale pouvant être produite par les sources et la demande planifiée par l'algorithme de gestion de la demande :

$$P_{diff}(t_k) = \frac{P_{gen,max}(t_k) - P'_{dem}(t_k)}{N_{bat}} \quad (V-6)$$

- **3^{ème} étape** : calcul de la puissance maximale P_{disp} qui pourrait être fournie par les sources et les batteries à cet instant t_k en cas de variation de la demande (lié à la notion de réserve évoquée précédemment) :

$$P_{disp}(t_k) = P_{gen,max}(t_k) - N_{bat} \times P_{disch,max} \quad (V-7)$$

- **4^{ème} étape** : différents cas se présentent selon la puissance P_{diff} à laquelle la batterie doit être sollicitée, selon l'état de charge des batteries SoC et selon la puissance P_{disp} pouvant être fournie, ce qui implique ou non un écrêtage des sources ($P_{gen,max}$) ou de la demande (P'_{dem}) :

➤ **Écrêtage de la demande :**

- **Cas 1** : l'état de charge des batteries se situe au niveau minimal autorisé SoC_{min} ;
- **Cas 2** : la puissance demandée à la batterie est inférieure à la puissance maximale autorisée $P_{disch,max}$ ($P_{disch,max} < 0$) ;
- **Cas 3** : le taux de réserve α_R ne peut pas être respecté avec la demande actuelle P'_{dem} .

➤ **Conservation de la production et de la demande :**

- **Cas 4** : les conditions liées aux grandeurs SoC , P_{diff} et P_{disp} étant respectées, aucun écrêtage de la production des sources n'est nécessaire (les sources produisent autant que le niveau de ressource disponible le permet). De plus, la demande P'_{dem} planifiée par la couche de gestion anticipative peut être satisfaite par les sources et par les batteries.

➤ **Écrêtage de la production des sources :**

- **Cas 5** : la puissance à laquelle la batterie doit être rechargée dépasse la valeur maximale autorisée $P_{ch,max}$ ($P_{ch,max} > 0$) ;
- **Cas 6** : l'état de charge des batteries se situe au niveau maximal autorisé SoC_{max} .

Les équations permettant de calculer les puissances de consigne P_{dem}^* et P_{gen}^* sont données dans les parties suivantes, selon les différents cas de l'algorithme de la Figure V-3.

Calcul de la puissance P_{dem}^*

La puissance de consigne P_{dem}^* concernant la consommation totale est définie selon les cas par :

$$P_{dem}^*(t_k) = \begin{cases} P_{gen,max}(t_k) - \alpha_R P'_{dem}(t_k) & \text{cas 1} \\ P_{disp}(t_k) - \alpha_R P'_{dem}(t_k) & \text{cas 2 et 3} \\ P'_{dem}(t_k) & \text{cas 4, 5 et 6} \end{cases} \quad (V-8)$$

Il convient de définir la puissance de consigne pour les trois postes de consommation (P_{WH}^* , P_{HT}^* et P_{NS}^*) qui doit être transmise aux consommateurs, tel que :

$$P_{dem}^*(t_k) = P_{WH}^*(t_k) + P_{HT}^*(t_k) + P_{NS}^*(t_k) \quad (V-9)$$

Ainsi, la puissance à écrêter ΔP_{dem} est définie par :

$$\Delta P_{dem}(t_k) = P'_{dem}(t_k) - P^*_{dem}(t_k) \quad (V-10)$$

L'écrêtage à appliquer est hiérarchisé selon les trois postes de consommation. La puissance des chauffe-eau est d'abord écrêtée autant que nécessaire :

$$P^*_{WH}(t_k) = \begin{cases} P'_{WH}(t_k) - \Delta P_{dem}(t_k) & \text{si } \Delta P_{dem}(t_k) < P'_{WH}(t_k) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (V-11)$$

$$\Delta P_{WH}(t_k) = P'_{WH}(t_k) - P^*_{WH}(t_k) \quad (V-12)$$

Si l'écrêtage ΔP_{WH} appliqué sur les chauffe-eau n'est pas suffisant, alors la puissance liée au chauffage électrique est écrêtée autant que nécessaire :

$$P^*_{HT}(t_k) = \begin{cases} P'_{HT}(t_k) - \Delta P_{dem}(t_k) + \Delta P_{WH}(t_k) & \text{si } \Delta P_{dem}(t_k) - \Delta P_{WH}(t_k) < P'_{HT}(t_k) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (V-13)$$

$$\Delta P_{HT}(t_k) = P'_{HT}(t_k) - P^*_{HT}(t_k) \quad (V-14)$$

Enfin, la puissance liée aux autres consommations est écrêtée en dernier recours, si l'écrêtage ΔP_{HT} du chauffage électrique n'est pas suffisant :

$$P^*_{NS}(t_k) = \begin{cases} P'_{NS}(t_k) - \Delta P_{dem}(t_k) + \Delta P_{WH}(t_k) + \Delta P_{HT}(t_k) & \text{si } \Delta P_{dem}(t_k) - \Delta P_{WH}(t_k) - \Delta P_{HT}(t_k) < P'_{NS}(t_k) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (V-15)$$

$$\Delta P_{NS}(t_k) = P'_{NS}(t_k) - P^*_{NS}(t_k) \quad (V-16)$$

Cependant, il est peu probable que l'écrêtage sur la demande décrit ici soit nécessaire, puisque l'algorithme de gestion de la demande développé dans le Chapitre IV a pour objectif de modifier la demande de manière à éviter l'apparition de situations critiques où les batteries seraient déchargées, en permettant si besoin l'écrêtage des consommations grâce au 4^{ème} mode de gestion (voir §IV.3.4).

Calcul de la puissance P_{gen}^*

En cas de surplus de production (cas 5 et 6), la puissance produite par les sources doit être écrêtée. Pour chaque source, la puissance de consigne concerne la puissance totale devant être produite par l'ensemble des unités ($P^*_{PV,tot}$, $P^*_{WT,tot}$, $P^*_{TT,tot}$ et $P^*_{WEC,tot}$), en définissant le nombre d'unités devant produire à un instant t_k . L'écrêtage considéré ici est réalisé selon une approche « on/off » : pour une source quelconque, la puissance produite par une unité (une éolienne par exemple) est soit :

- égale à la puissance que le niveau de ressource disponible permet de produire ;
- égale à zéro en cas d'écrêtage de cette unité.

Ainsi, aucune modulation de la puissance n'est considérée pour chaque unité d'une source. Les puissances de consigne pour les quatre sources sont définies par :

$$P_{PV,tot}^*(t_k) = N_{PV,on}^*(t_k) \times P_{PV}(t_k) \quad (V-17)$$

$$P_{WT,tot}^*(t_k) = N_{WT,on}^*(t_k) \times P_{WT}(t_k) \quad (V-18)$$

$$P_{TT,tot}^*(t_k) = N_{TT,on}^*(t_k) \times P_{TT}(t_k) \quad (V-19)$$

$$P_{WEC,tot}^*(t_k) = N_{WEC,on}^*(t_k) \times P_{WEC}(t_k) \quad (V-20)$$

La puissance produite par l'ensemble des sources est calculée à partir de ces consignes :

$$P_{gen}^*(t_k) = P_{PV,tot}^*(t_k) + P_{WT,tot}^*(t_k) + P_{TT,tot}^*(t_k) + P_{WEC,tot}^*(t_k) \quad (V-21)$$

Les grandeurs $N_{PV,on}^*$, $N_{WT,on}^*$, $N_{TT,on}^*$ et $N_{WEC,on}^*$ correspondent au nombre d'unités devant produire à un instant t_k (respectivement : panneaux solaires photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes et houlogénérateurs). Ces quantités diffèrent selon les cas présentés dans la Figure V-3 :

$$N_{PV,on}^*(t_k) = \begin{cases} N_{PV} & \text{cas 1, 2, 3 et 4} \\ N_{PV,opt}(t_k) & \text{cas 5 et 6} \end{cases} \quad (V-22)$$

$$N_{WT,on}^*(t_k) = \begin{cases} N_{WT} & \text{cas 1, 2, 3 et 4} \\ N_{WT,opt}(t_k) & \text{cas 5 et 6} \end{cases} \quad (V-23)$$

$$N_{TT,on}^*(t_k) = \begin{cases} N_{TT} & \text{cas 1, 2, 3 et 4} \\ N_{TT,opt}(t_k) & \text{cas 5 et 6} \end{cases} \quad (V-24)$$

$$N_{WEC,on}^*(t_k) = \begin{cases} N_{WEC} & \text{cas 1, 2, 3 et 4} \\ N_{WEC,opt}(t_k) & \text{cas 5 et 6} \end{cases} \quad (V-25)$$

avec $N_{PV,opt}$, $N_{WT,opt}$, $N_{TT,opt}$ et $N_{WEC,opt}$ les quantités optimales de sources devant produire pour les cas 5 et 6, dans lesquels un écrêtage de la production est nécessaire. Ces quantités sont définies de manière à minimiser l'écart ΔP_{gen} entre la puissance de consigne $P_{gen,the}^*$ théoriquement demandée et la puissance qui sera réellement demandée à l'ensemble des sources, tel que :

$$[N_{PV,opt}, N_{WT,opt}, N_{TT,opt}, N_{WEC,opt}] = \arg \min \Delta P_{gen}(n_{PV}, n_{WT}, n_{TT}, n_{WEC}) \quad (V-26)$$

avec :

$$\Delta P_{gen} = P_{gen,the}^*(t_k) - n_{PV}(t_k)P_{PV}(t_k) - n_{WT}(t_k)P_{WT}(t_k) - n_{TT}(t_k)P_{TT}(t_k) - n_{WEC}(t_k)P_{WEC}(t_k) \quad (V-27)$$

$$P_{gen,the}^*(t_k) = \begin{cases} P'_{dem}(t_k) + P_{ch\ max} & \text{cas 5} \\ P'_{dem}(t_k) & \text{cas 6} \end{cases} \quad (V-28)$$

$$0 \leq n_{PV} \leq N_{PV}, \quad n_{PV} \in \mathbb{N} \quad (V-29)$$

$$0 \leq n_{WT} \leq N_{WT}, \quad n_{WT} \in \mathbb{N} \quad (V-30)$$

$$0 \leq n_{TT} \leq N_{TT}, \quad n_{TT} \in \mathbb{N} \quad (V-31)$$

$$0 \leq n_{WEC} \leq N_{WEC}, \quad n_{WEC} \in \mathbb{N} \quad (V-32)$$

sous la contrainte :

$$n_{PV}(t_k)P_{PV}(t_k) + n_{WT}(t_k)P_{WT}(t_k) + n_{TT}(t_k)P_{TT}(t_k) + n_{WEC}(t_k)P_{WEC}(t_k) \leq P_{gen,the}^*(t_k) \quad (V-33)$$

La contrainte (V-33) permet d'éviter un dépassement de la puissance de consigne $P_{gen,the}^*$ théoriquement demandée. Dans le cas où un écart ΔP_{gen} non nul existerait, la puissance demandée sera satisfaite en sollicitant les batteries (voir 5^{ème} étape de l'algorithme). Ce problème d'optimisation combinatoire est résolu par un parcours exhaustif de l'ensemble des solutions possibles. En effet, le temps nécessaire pour parcourir l'espace des solutions possibles (selon les quantités présentées dans le Chapitre III) est inférieur au pas de temps considéré pour l'exécution de la couche de gestion corrective. Par ailleurs, afin d'éviter un démarrage ou un arrêt d'une même unité pour une source toutes les secondes, ce qui accélérerait leur vieillissement et pourrait être contraignant en termes de contrôle, un temps d'arrêt minimal d'une heure est imposé.

- **5^{ème} étape** : après avoir calculé et appliqué les puissances de consigne liées à la production des sources et aux consommations, la dernière étape consiste à calculer la puissance totale $P_{bat,tot}^*$ demandée aux batteries à partir des puissances mesurées \hat{P}_{gen} et \hat{P}_{dem} , afin d'assurer l'équilibre énergétique :

$$P_{bat,tot}^*(t_k) = \hat{P}_{gen}(t_k) - \hat{P}_{dem}(t_k) \quad (V-34)$$

V.2.3. Données considérées

Les données utilisées dans les chapitres précédents étaient échantillonnées au pas horaire. Dans ce chapitre, des données échantillonnées avec un pas d'une seconde sont utilisées, afin d'intégrer des variations de ressources et de consommation à l'échelle infra-horaire. Une synthèse des données considérées dans ce chapitre est proposée dans le Tableau V-3. L'échantillonnage disponible le plus rapide concerne les données de vent et de rayonnement solaire (1 minute). Pour l'ensemble des données liées aux ressources et aux consommations, une interpolation linéaire entre deux valeurs successives est réalisée afin d'obtenir une valeur à chaque seconde.

Tableau V-3 : Données considérées dans le Chapitre V

Données	Base de données	Échantillonnage disponible	Origine
Rayonnement solaire	CAMS (<i>Copernicus Atmosphere Monitoring Service Information</i>)	1 min	SoDa [131]
Vent	MERRA (<i>Modern Retrospective analysis for Research and Applications</i>)	1 min	MERRA [164]
Courants de marées	FINIS250 [132]	15 min	Fourni par la société OpenOcean SAS
Vagues	WaveWatchIII [133]	1 h	Fourni par la société OpenOcean SAS
Consommation	Relevés EDF SEI + désagrégation présentée dans le Chapitre IV	1 h	EDF SEI [130]

V.2.4. Simulation sur une période donnée

Les algorithmes développés pour la couche de gestion anticipative (Chapitre IV) et la couche de gestion corrective (Chapitre V) sont appliqués en simulation sur une période de 4 jours, en considérant les données de ressources et de consommation pour l'île d'Ouessant du 1^{er} Janvier 2011 à

0h au 5 Janvier 2011 à 0h. Le dimensionnement utilisé pour cette simulation est présenté dans le Tableau V-4, tandis que les paramètres liés à la couche de gestion anticipative sont donnés dans le Tableau V-5. La période de données et le dimensionnement considéré permettent d'obtenir des phases où la production des sources doit être écrêtée.

Tableau V-4 : Dimensionnement considéré dans la partie V.2.4

Paramètre	N_{PV}	N_{WT}	N_{TT}	N_{WEC}	N_{bat}
Valeur	2300 ($P_{inst,PV} = 437$ kW)	10 ($P_{inst,WT} = 8.1$ MW)	5 ($P_{inst,TT} = 1.5$ MW)	1 ($P_{inst,WEC} = 300$ kW)	30 ($C_{inst,bat} = 32.7$ MWh)

Tableau V-5 : Paramètres liés la couche de gestion anticipative

Paramètre	K	δ	SoC_a	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5
Valeur	36	6	0.6	200	1	1000	1000	500

Les profils temporels obtenus concernant les puissances de consigne de chaque élément (P_{dem}^* , P_{gen}^* et $P_{bat,tot}^*$) sont donnés sur la Figure V-4. La puissance de consigne liée à l'ensemble des unités de chaque source est tracée sur la Figure V-5, ainsi que la puissance maximale qui aurait pu être produite si toutes les unités d'une source avaient fonctionné en permanence. L'état de charge SoC des batteries est donné sur la Figure V-6, tandis que les différents cas rencontrés sont relevés sur la Figure V-7. Différentes observations sont à noter :

- **Écrêtage des sources** : au cours des 20 premières heures simulées, la puissance maximale pouvant être produite par les quatre sources est supérieure à la puissance demandée. De plus, les batteries sont pleinement chargées (Figure V-6). Les différentes sources sont donc écrêtées en déconnectant un nombre suffisant d'unités, selon les règles formulées dans la partie V.2.2.2 (cas 6). Le taux d'énergie perdue (énergie qui aurait pu être produite sans écrêtage) pour chaque source au cours des 96 heures simulées est donné dans le Tableau V-6. L'éolienne est la source ayant subi le plus d'écrêtage (42.65 % de l'énergie qui aurait pu être produite par les éoliennes a été écrêtée). Les trois autres sources présentent un taux d'écrêtage compris entre 10 et 20 %. Une autre phase d'écrêtage existe à la fin de la période, à partir de la 90^{ème} heure.
- **Écrêtage de la demande** : aucun écrêtage de la demande n'est effectué sur cette période (Tableau V-6) puisque le niveau d'état de charge des batteries permet de satisfaire la demande en cas de faible production des sources (entre la 24^{ème} et la 78^{ème} heure).
- **Équilibre énergétique** : le profil lié au bilan de puissance, c'est-à-dire la somme des puissances échangées sur le réseau ($\hat{P}_{gen} - \hat{P}_{dem} - \hat{P}_{bat,tot}$), est tracé sur la Figure V-8. L'équilibre entre production et consommation est respecté à tout instant (la somme des puissances est nulle), comme exprimé dans l'équation (V-1).
- **Cas rencontrés** : seuls les cas 4 et 6 distingués dans l'algorithme de la Figure V-3 sont rencontrés (Figure V-7). Il est à noter que les cas 1 et 2 (écrêtage de la consommation en cas de déficit de production) ne peuvent pas être observés en simulation puisque la couche de gestion anticipative a pour objectif de proposer une planification permettant d'éviter ce genre de situation (seule une différence avec la réalité amènerait cela). De plus, au vu de la puissance maximale de charge autorisée pour une batterie ($P_{ch\ max} = 2.2$ MW) et de la quantité élevée de batteries ($N_{bat} = 30$), le cas 5 ne peut pas être rencontré (il faudrait une puissance générée totale supérieure à $30 \times 2.2 = 66$ MW, ce qui est impossible avec le dimensionnement considéré). Pour ce cas d'étude, il est impossible que le cas 3 puisse être rencontré à cause de la puissance de décharge élevée ($P_{disch\ max} = -2.5$ MW), alors que la puissance maximale demandée est de 2 MW.

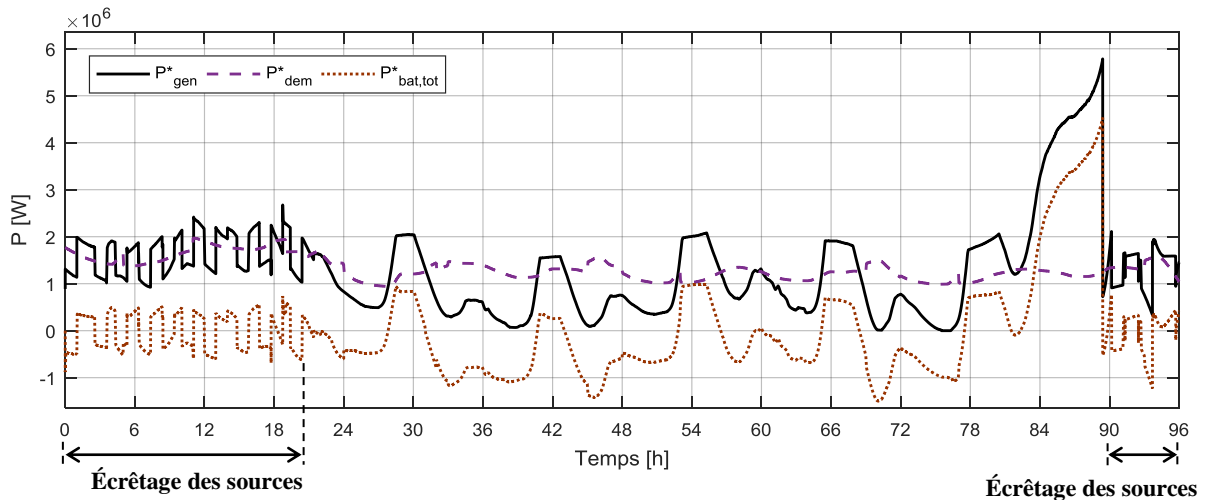


Figure V-4 : Puissances de consigne liées à la production totale des sources, à la consommation totale et aux batteries

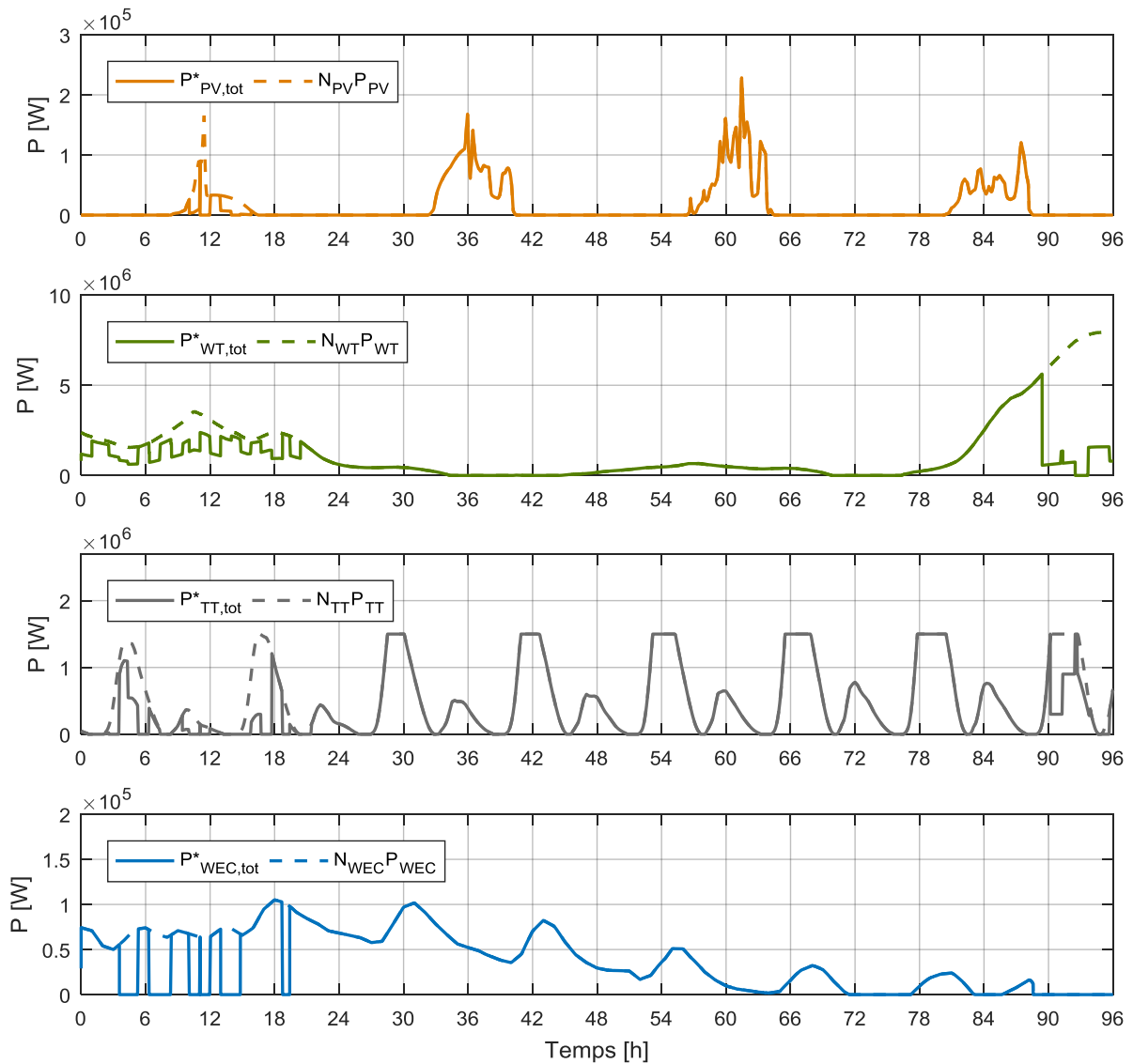


Figure V-5 : Puissance de consigne (trait plein) et puissance maximale pouvant être produite par l'ensemble des unités de chaque source (trait en pointillés)

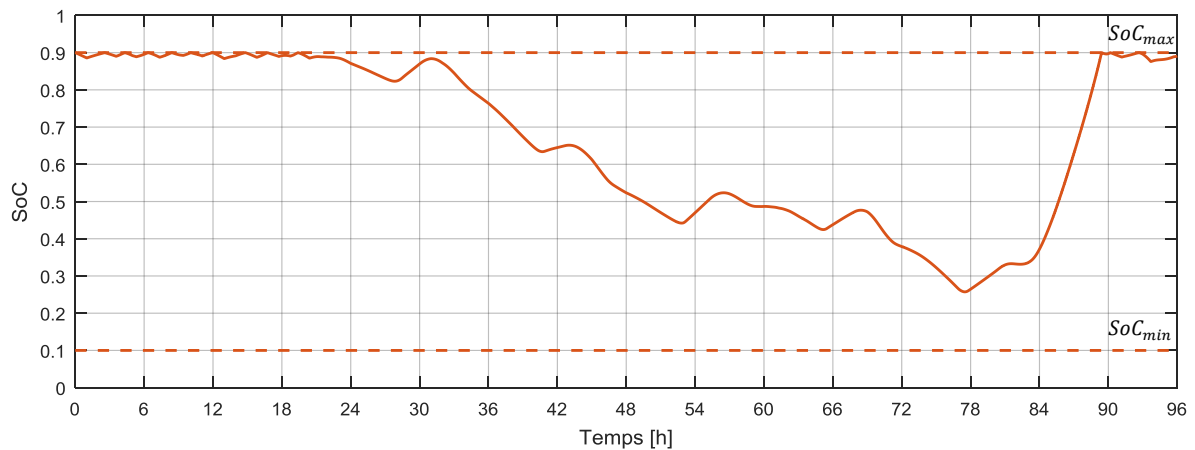


Figure V-6 : État de charge des batteries

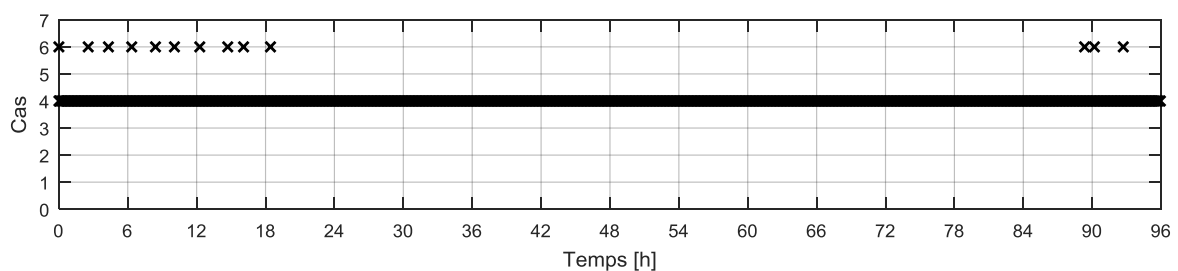


Figure V-7 : Cas rencontrés selon l'algorithme de la Figure V-3

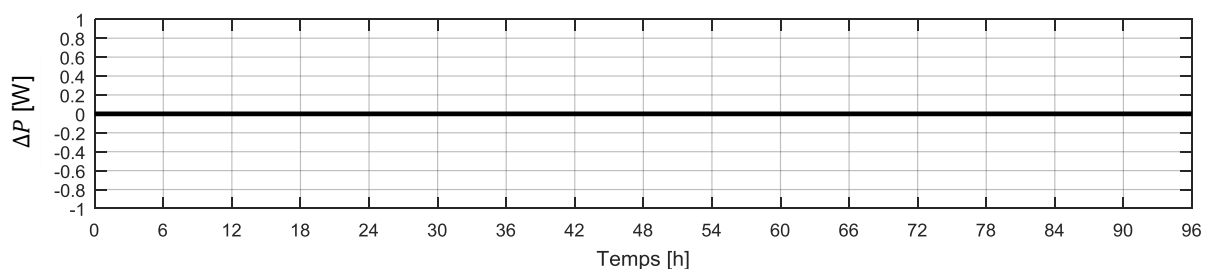


Figure V-8 : Bilan de puissance ($\Delta P = \hat{P}_{gen} - \hat{P}_{dem} - \hat{P}_{bat,tot}$)

Tableau V-6 : Taux d'énergie écartée pour chaque élément du système

Élément	Panneaux solaires photovoltaïques	Éoliennes	Hydroliennes	Houlogénérateurs	Chauffe-eau	Chauffage électrique	Autres consommations
Taux énergie écartée	10.47 %	42.65 %	17.19 %	14.81 %	0 %	0 %	0 %

Les résultats obtenus montrent que l'algorithme de la couche de gestion corrective proposée permet d'assurer l'équilibre énergétique à tout instant en écartant les sources. Le respect de l'équilibre énergétique est une condition nécessaire pour réaliser des tests avec des équipements électriques réels échangeant de l'énergie. Ainsi, nous proposons dans la partie suivante d'appliquer sur un banc de test à échelle réduite les deux niveaux de gestion développés dans le cadre de cette thèse, afin de valider leur bon fonctionnement en temps réel en présence d'éléments émulsés ou réels.

V.3. Validation expérimentale

Comme évoqué en introduction de ce chapitre, il est nécessaire de valider sur un banc de test avec des équipements à échelle réduite le bon fonctionnement des deux algorithmes de gestion proposés avant d'envisager un déploiement sur un réseau réel, afin de limiter les risques et les coûts liés à des tests avec des équipements réels (validation *HIL*). Ce type de test présente pour principaux avantages de pouvoir maîtriser les conditions d'expérimentation (choix des profils de ressources et de consommation par exemple) et de pouvoir reproduire les expériences pour les mêmes conditions expérimentales [165]. Par ailleurs, pour des raisons de fiabilité, différentes situations possibles doivent être validées expérimentalement afin de confirmer la capacité des algorithmes développés à gérer les situations les plus critiques. La durée d'expérimentation peut donc devenir conséquente si la quantité et la durée des situations à étudier sont élevées. Pour limiter la durée d'expérimentation, des tests à temps accéléré peuvent être réalisés, en expérimentant en seulement quelques heures le fonctionnement du système selon des données de ressources et de consommation liées à une période de plusieurs jours.

Ainsi, nous appliquerons dans cette partie les deux algorithmes de gestion développés sur un système à échelle réduite, comme présenté sur la Figure V-9. La puissance produite par l'ensemble des sources et la puissance totale consommée seront soit simulées soit émulées par des sources de courant, tandis qu'une batterie réelle sera utilisée, de taille réduite par rapport aux dimensionnements étudiés dans les chapitres précédents. De plus, l'expérimentation sera réalisée en considérant un temps accéléré afin de limiter la durée du test. L'objectif de ces tests étant de valider la capacité des algorithmes développés à gérer le micro-réseau selon l'état de charge des batteries estimé pour les heures suivantes, une mise à l'échelle des grandeurs physiques du modèle du micro-réseau doit néanmoins être effectuée afin de conserver la dynamique du système entre les deux échelles.

La méthodologie appliquée pour la mise à l'échelle des grandeurs est proposée dans la partie V.3.1, puis validée en simulation dans la partie V.3.2. L'architecture du banc de test ainsi que les résultats expérimentaux obtenus sont présentés dans la partie V.3.3.

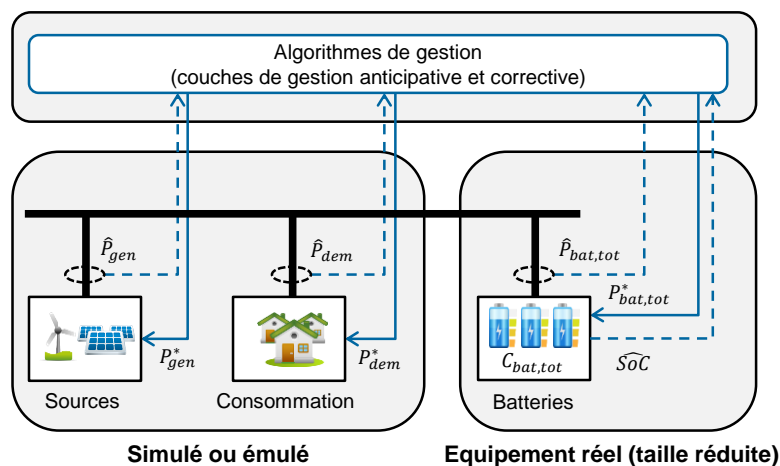


Figure V-9 : Architecture considérée pour la validation expérimentale

V.3.1. Mise à l'échelle du modèle du système multi-sources

La réduction d'échelle de modèles en vue de tests à échelle réduite a été étudiée dans de nombreuses publications scientifiques. Ces études concernent principalement le domaine des transports [166]–[168]. La méthodologie considérée dans ces différentes publications est basée sur une

analyse dimensionnelle et sur la théorie de la similitude, permettant de mettre à l'échelle les grandeurs électriques et mécaniques tout en conservant la dynamique du système entre le modèle à pleine échelle et le modèle à échelle réduite. Les travaux traitant de la mise à l'échelle des grandeurs électriques combinée à une mise à l'échelle du temps sont plus rares. Des travaux réalisés par le laboratoire LAPLACE ont été publiés depuis 2017, concernant la mise à l'échelle de modèle pour une batterie [169] et pour une éolienne [170] en vue d'effectuer des tests avec des composants réels en temps accéléré. Cependant, aucune étude scientifique n'existe concernant la mise à l'échelle d'un micro-réseau pour lequel les grandeurs électriques seraient réduites et le temps serait accéléré.

Ainsi, une méthodologie de mise à l'échelle des grandeurs électriques et temporelles du micro-réseau est présentée ci-après, basée sur une analyse dimensionnelle et sur le principe de la similitude déjà utilisés dans plusieurs publications scientifiques [167], [169], [170]. D'après le principe de la similitude et le théorème de Vaschy-Buckingham (aussi appelé théorème Pi ou théorème II), deux systèmes de même nature ont le même comportement (dans les mêmes conditions expérimentales) si leurs grandeurs adimensionnelles ont les mêmes valeurs [170], [171]. Pour un problème impliquant n grandeurs physiques caractérisées par r unités fondamentales, il existe d'après le théorème de Vaschy-Buckingham $p = n - r$ grandeurs adimensionnelles Π nécessaires pour caractériser le comportement du système [171]. Ces grandeurs sont aussi appelées Π -groupe [170]. Basée sur ce concept, la méthode de réduction d'échelle considérée par la suite est décomposée en cinq étapes [170], détaillées ci-après :

- Identification des n grandeurs physiques du modèle ;
- Identification des r unités fondamentales utilisées à partir d'une analyse dimensionnelle ;
- Définition des paramètres à mettre à l'échelle ;
- Définition des p grandeurs adimensionnelles Π ;
- Définition des facteurs d'échelle.

V.3.1.1. Identification des grandeurs du modèle

Les modèles du système multi-sources considérés pour l'étude de la réduction d'échelle sont présentés sur la Figure V-10. Les grandeurs liées au modèle à pleine échelle et à temps réel sont annotées avec un indice F (*Full scale*), tandis que les grandeurs du modèle à échelle réduite et temps accéléré sont annotées avec un indice R (*Reduced scale*). Afin de clarifier l'étude liée à la réduction d'échelle, quelques simplifications sont effectuées par rapport aux modèles présentés précédemment :

- L'ensemble des batteries est modélisé sous la forme d'une seule batterie de capacité $C_{bat,tot-F}$ ou $C_{bat,tot-R}$, sollicitée à une puissance $P_{bat,tot-F}^*$ ou $P_{bat,tot-R}^*$;
- Les sources d'énergie renouvelable sont regroupées sous une seule source, produisant une puissance \hat{P}_{gen-F} ou \hat{P}_{gen-R} .
- Les consommations sont regroupées sous une seule puissance, la puissance totale consommée \hat{P}_{dem-F} ou \hat{P}_{dem-R} .

Le modèle à pleine échelle est exécuté avec un pas de temps Δt_F (temps réel) alors que le modèle à échelle réduite est exécuté avec un pas de temps accéléré Δt_R ($\Delta t_R < \Delta t_F$).

Quelle que soit l'échelle considérée, la dynamique du modèle du système multi-sources utilisé dans ces travaux est régie selon l'équation de l'état de charge SoC des batteries, défini par :

$$SoC(t_k) = \begin{cases} SoC(t_{k-1}) + \frac{P_{bat,tot}^*(t_{k-1}) \times \Delta t \times \eta_{bat}}{C_{bat,tot}} & \text{si } P_{bat,tot}^*(t_{k-1}) > 0 \text{ (Charge)} \\ SoC(t_{k-1}) + \frac{P_{bat,tot}^*(t_{k-1}) \times \Delta t}{\eta_{bat} \times C_{bat,tot}} & \text{si } P_{bat,tot}^*(t_{k-1}) < 0 \text{ (Décharge)} \end{cases} \quad (V-35)$$

Le taux d'autodécharge journalier évoqué dans le Chapitre II est négligé dans ce modèle, à cause de sa faible valeur pour le pas de temps considéré dans cette partie (de l'ordre de la seconde). Ainsi, il existe $n = 3$ grandeurs physiques dimensionnées dans ce modèle : la puissance de consigne des batteries $P_{bat,tot}^*$, la capacité totale des batteries $C_{bat,tot}$ et le pas de temps Δt . Les grandeurs SoC et η_{bat} relatives à l'état de charge et au rendement des batteries étant adimensionnelles, elles ne sont pas concernées par un facteur de réduction d'échelle. Cependant, elles doivent être invariantes selon l'échelle pour que le comportement du système puisse être identique.

Les sections suivantes vont consister à déterminer les facteurs de réduction d'échelle des grandeurs $P_{bat,tot}^*$, $C_{bat,tot}$ et Δt permettant de conserver la dynamique du système, c'est-à-dire la même sollicitation en termes d'état de charge entre deux instants (une variation de SoC de 10 % à l'issue d'une durée Δt_F dans le modèle à pleine échelle doit aussi être obtenue à l'issue d'une durée Δt_R dans le modèle à échelle réduite).

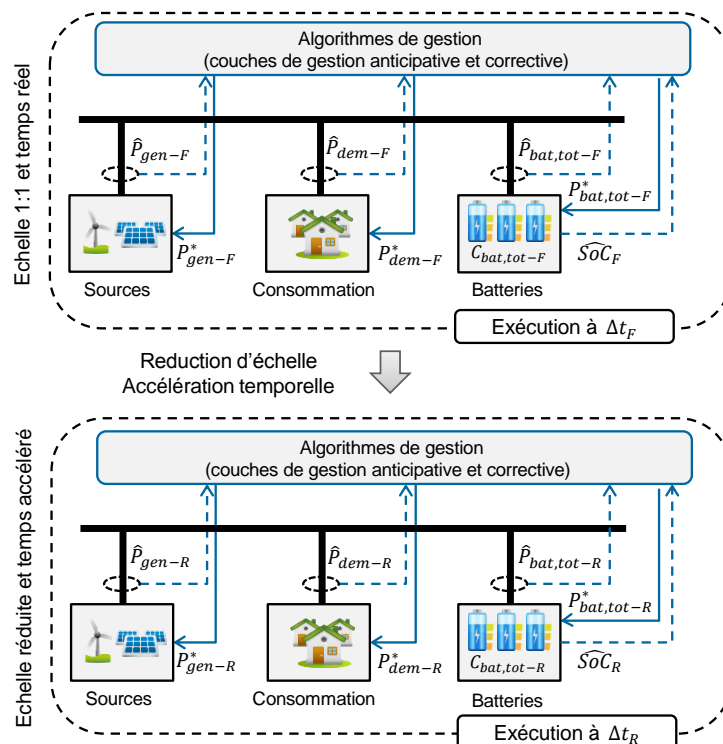


Figure V-10 : Modèles simplifiés du micro-réseau à pleine échelle et à échelle réduite

V.3.1.2. Analyse dimensionnelle

Les unités relatives aux grandeurs dimensionnées évoquées précédemment sont exprimées dans le Tableau V-7 selon le système MKSA (mètre, kilogramme, seconde, Ampère) comme suggéré dans [167], [169], [170], [172]. Au vu de cette analyse dimensionnelle, une simplification peut être réalisée. En effet, les unités « m² » et « kg » étant toujours utilisées ensemble, elles peuvent être combinées en une seule unité « m².kg », afin de réduire le nombre d'unités utilisées [167], [169].

Ainsi, le nombre d'unités fondamentales utilisées est de $r = 2$ ($m^2.kg$ et s). Le nombre p de grandeurs adimensionnelles nécessaires pour caractériser le système est de $p = n - r = 1$.

Tableau V-7 : Analyse dimensionnelle des grandeurs du système multi-sources

Grandeur	Unité SI	Unité MKSA
$C_{bat,tot}$	W.s	$m^2.kg.s^{-2}$
$P_{bat,tot}^*$	W	$m^2.kg.s^{-3}$
Δt	s	s

V.3.1.3. Définition des paramètres à mettre à l'échelle

Les grandeurs dimensionnées listées précédemment doivent être classifiées en deux catégories [167], [170] :

- **1^{ère} catégorie** : r grandeurs pour lesquelles le facteur d'échelle est choisi selon le matériel à disposition, selon d'éventuelles contraintes, etc. Ces grandeurs sont appelées « grandeurs répétées » car elles sont utilisées pour définir les facteurs d'échelle des grandeurs de la seconde catégorie.
- **2^{ème} catégorie** : p grandeurs pour lesquelles le facteur d'échelle est déduit des facteurs d'échelle des grandeurs de la 1^{ère} catégorie.

Les expérimentations considérées dans ces travaux de thèse étant basées sur l'utilisation d'une batterie réelle à échelle réduite, le facteur d'échelle lié à la capacité $C_{bat,tot}$ de la batterie est donc imposé par la capacité $C_{bat,tot-R}$ de la batterie utilisée pour les tests. De plus, les tests étant effectués selon un pas de temps accéléré Δt_R , le facteur d'échelle lié au temps est donc imposé par l'accélération temporelle choisie. Ainsi, les deux paramètres liés à la 1^{ère} catégorie sont donc la capacité de la batterie $C_{bat,tot}$ et le pas de temps Δt .

Le facteur d'échelle lié à la puissance de la batterie $P_{bat,tot}^*$ sera donc déduit des facteurs d'échelle liés à la capacité de la batterie et au pas de temps.

V.3.1.4. Définition des grandeurs adimensionnelles II

Pour que deux modèles à deux échelles différentes aient le même comportement, il est nécessaire que leurs grandeurs adimensionnelles soient invariantes selon l'échelle considérée. Comme indiqué précédemment, il existe $p = 1$ grandeur adimensionnelle permettant de caractériser le système, liée à la grandeur classifiée dans la 2^{ème} catégorie. Cette grandeur adimensionnelle concerne donc la puissance de la batterie $P_{bat,tot}^*$ et est notée $\Pi_{P_{bat,tot}^*}$. Elle est définie à partir de $P_{bat,tot}^*$ et des grandeurs de la 1^{ère} catégorie selon :

$$\Pi_{P_{bat,tot}^*} = P_{bat,tot}^* \times C_{bat,tot}^a \times \Delta t^b \quad (V-36)$$

avec a et b les coefficients permettant de rendre la grandeur $\Pi_{P_{bat,tot}^*}$ adimensionnelle. La résolution de l'équation (V-36) aux dimensions aboutit à : $a = -1$ et $b = 1$.

Les grandeurs adimensionnelles $\Pi_{P_{bat,tot-F}^*}$ et $\Pi_{P_{bat,tot-R}^*}$, respectivement associées au modèle à pleine échelle et au modèle à échelle réduite, sont définies par :

$$\Pi_{P_{bat,tot-F}^*} = P_{bat,tot-F}^* \times \frac{\Delta t_F}{C_{bat,tot-F}} \quad (V-37)$$

$$\Pi_{P_{bat,tot-R}^*} = P_{bat,tot-R}^* \times \frac{\Delta t_R}{C_{bat,tot-R}} \quad (V-38)$$

Une grandeur adimensionnelle Π étant invariante selon l'échelle considérée, il en résulte :

$$\Pi_{P_{bat,tot-F}^*} = \Pi_{P_{bat,tot-R}^*} \quad (V-39)$$

V.3.1.5. Définition des facteurs d'échelle

Un facteur d'échelle est défini par le rapport entre la grandeur mise à l'échelle et la grandeur d'origine à pleine échelle. Les facteurs d'échelle $S_{C_{bat,tot}}$, $S_{\Delta t}$ et $S_{P_{bat,tot}^*}$, liés respectivement à la capacité des batteries, au pas de temps et à la puissance des batteries, sont définis par :

$$S_{C_{bat,tot}} = \frac{C_{bat,tot-R}}{C_{bat,tot-F}} \quad (V-40)$$

$$S_{\Delta t} = \frac{\Delta t_R}{\Delta t_F} \quad (V-41)$$

$$S_{P_{bat,tot}^*} = \frac{P_{bat,tot-R}^*}{P_{bat,tot-F}^*} \quad (V-42)$$

La seule grandeur réduite qui soit inconnue est la puissance $P_{bat,tot-R}^*$ des batteries à échelle réduite (les autres grandeurs réduites sont imposées). Le facteur $S_{P_{bat,tot}^*}$ ne peut donc pas être calculé en l'état. En combinant les équations (V-37), (V-38), (V-39), (V-40) et (V-41), le facteur $S_{P_{bat,tot}^*}$ peut être réécrit sous la forme suivante :

$$S_{P_{bat,tot}^*} = \frac{S_{C_{bat,tot}}}{S_{\Delta t}} \quad (V-43)$$

Ainsi, la puissance $P_{bat,tot-R}^*$ de consigne des batteries à échelle réduite est calculée par :

$$P_{bat,tot-R}^* = P_{bat,tot-F}^* \times S_{P_{bat,tot}^*} \quad (V-44)$$

De la même manière, les puissances de consigne à échelle réduite pour les sources (P_{gen-R}^*) et la demande (P_{dem-R}^*) sont définies à partir du facteur d'échelle de la puissance des batteries, selon :

$$P_{gen-R}^* = P_{gen-F}^* \times S_{P_{bat,tot}^*} \quad (V-45)$$

$$P_{dem-R}^* = P_{dem-F}^* \times S_{P_{bat,tot}^*} \quad (V-46)$$

Au vu de ces équations, il apparaît que :

- plus le temps est accéléré (c'est-à-dire plus Δt_R est faible par rapport à Δt_F), plus les puissances à échelle réduite sont augmentées ;

- plus la capacité $C_{bat,tot-R}$ de la batterie utilisée pour les tests est faible, plus les puissances à échelle réduite sont diminuées.

Par ailleurs, les puissances limites $P_{ch\ max-R}$ et $P_{disch\ max-R}$ liées à la charge et la décharge de la batterie doivent être mises à l'échelle selon le facteur d'échelle $S_{P_{bat,tot}^*}$, sans toutefois dépasser les puissances maximales $P_{ch\ max-HIL}$ et $P_{disch\ max-HIL}$ autorisées pour la batterie à échelle réduite :

$$P_{ch\ max-R} = \min\left(P_{ch\ max-F} \times S_{P_{bat,tot}^*}, P_{ch\ max-HIL}\right) \quad (V-47)$$

$$P_{disch\ max-R} = \max\left(P_{disch\ max-F} \times S_{P_{bat,tot}^*}, P_{disch\ max-HIL}\right) \quad (V-48)$$

Dans le cas où les limites $P_{ch\ max-HIL}$ et $P_{disch\ max-HIL}$ de la batterie à échelle réduite seraient atteintes, la linéarité entre les deux modèles ne sera pas conservée et les résultats obtenus seront différents d'une échelle à une autre. Pour éviter cela, le choix de l'accélération temporelle Δt_R devrait être revu de manière à ce que les puissances limites ne soient pas atteintes.

V.3.2. Application de la méthode de réduction d'échelle en simulation

Avant d'appliquer les algorithmes de gestion sur un système à échelle réduite, il est possible de vérifier la conservation de la dynamique entre le modèle à pleine échelle et le modèle à échelle réduite par une simulation des deux modèles. Ainsi, le fonctionnement du système multi-sources est simulé en considérant le dimensionnement à pleine échelle et la période de données de 96 h utilisés dans la partie V.2.4 de ce chapitre (Tableau V-4). Les paramètres relatifs aux deux échelles sont donnés dans le Tableau V-8.

Tableau V-8 : Paramètres considérés pour la simulation du modèle selon les deux échelles

Paramètre	Échelle 1:1 / Temps réel	Échelle réduite / Temps accéléré
$C_{bat,tot}$	$C_{bat,tot-F} = 32.7$ MWh	$C_{bat,tot-R} = 18$ kWh
$P_{ch\ max}$	$P_{ch\ max-F} = 66$ MW	$P_{ch\ max-HIL} = 90$ kW
$P_{disch\ max}$	$P_{disch\ max-F} = -75$ MW	$P_{disch\ max-HIL} = -90$ kW
Δt	$\Delta t_F = 6$ s	$\Delta t_R = 1$ s
Durée évaluée	96 h	16 h

L'accélération temporelle considérée est de 1/6 : la période de données d'une durée réelle de 96 h est simulée en 16 h, tandis que le pas de temps de simulation $\Delta t_F = 6$ s à pleine échelle est réduit à $\Delta t_R = 1$ s pour le modèle à échelle réduite. Ce choix permet d'éviter que les puissances limites soient atteintes (V-47 et V-48), ce qui permet de conserver la linéarité entre les deux modèles D'un point de vue pratique, ce choix permet de réaliser l'expérimentation sur le banc de test en une nuit. Les facteurs d'échelle peuvent être déduits des valeurs du Tableau V-8 : $S_{C_{bat,tot}} = 18/32700$, $S_{\Delta t} = 1/6$ et $S_{P_{bat,tot}^*} = 9/2725$.

Les profils obtenus en simulation pour les deux échelles sont proposés sur les Figure V-11 (SoC_F et SoC_R), Figure V-12 ($P_{bat,tot-F}^*$ et $P_{bat,tot-R}^*$), Figure V-13 (P_{gen-F}^* et P_{gen-R}^*) et Figure V-14 (P_{dem-F}^* et P_{dem-R}^*). Ces différents résultats montrent que :

- La dynamique est conservée lors de la réduction d'échelle : l'état de charge des batteries suit la même allure et présente les mêmes valeurs pour les deux échelles (Figure V-11).

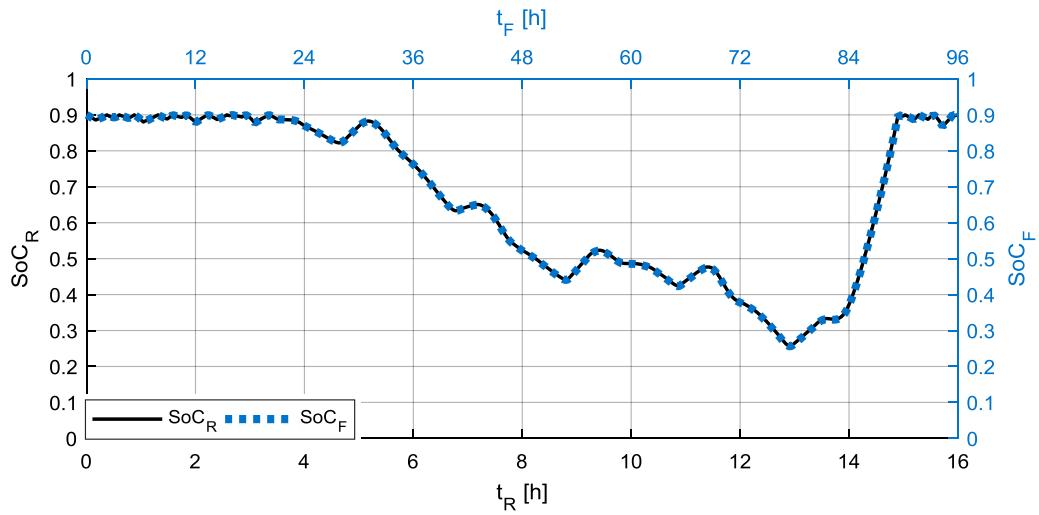


Figure V-11 : Profils d'état de charge des batteries obtenus en simulation pour les deux échelles

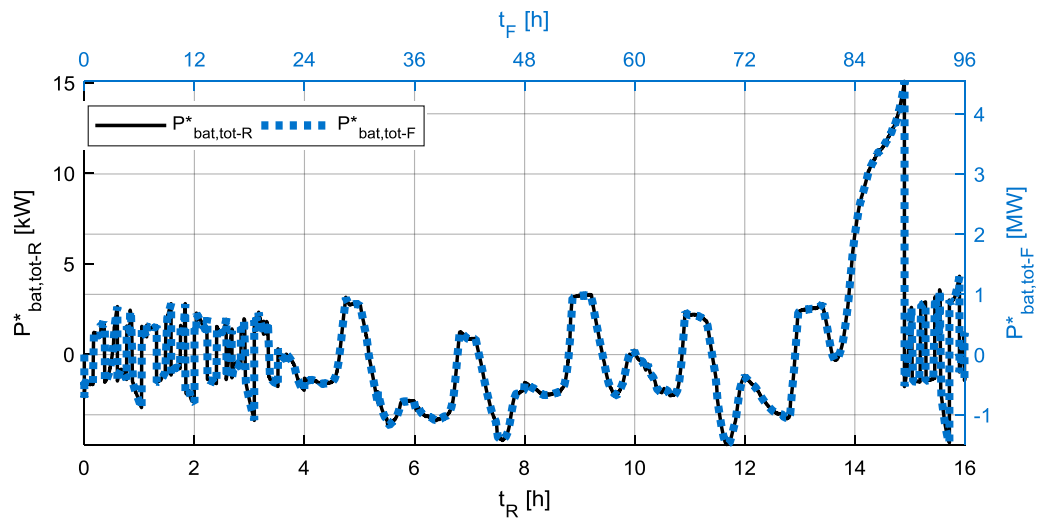


Figure V-12 : Profils des puissances de consigne des batteries obtenus en simulation pour les deux échelles

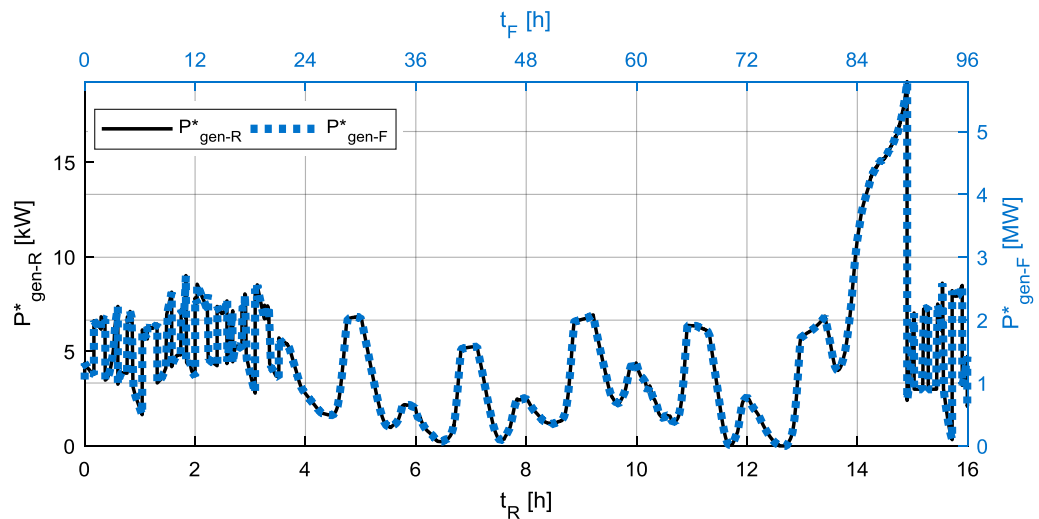


Figure V-13 : Profils des puissances de consigne des sources obtenus en simulation pour les deux échelles

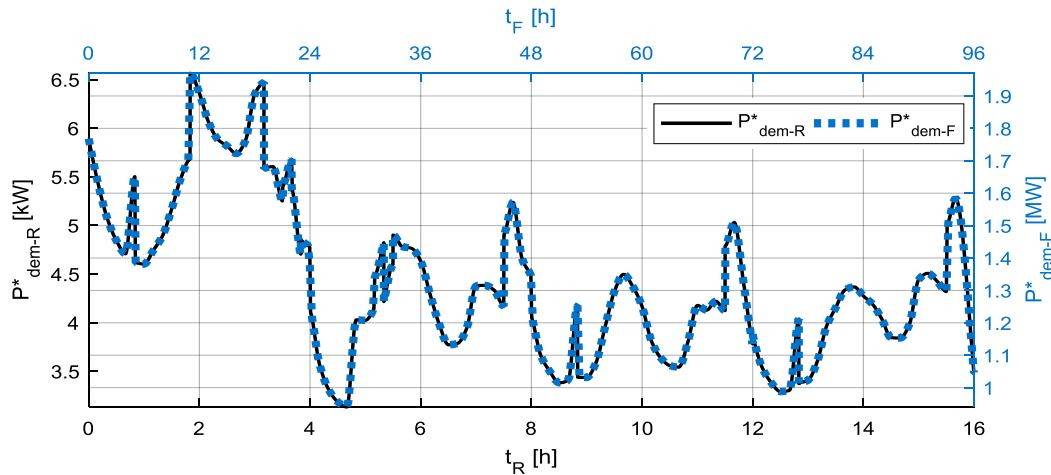


Figure V-14 : Profils des puissances de consigne pour la consommation obtenus en simulation pour les deux échelles

- Les actions issues de l'exécution des deux algorithmes de gestion développés sont identiques quelle que soit l'échelle. En effet, les profils de puissance obtenus montrent que les variations de production et de consommation ont lieu au même moment dans les deux cas. Par exemple, les sources sont écrêtées au début du profil comme observé précédemment sur la Figure V-4.
- La puissance $P_{bat,tot-R}^*$ à laquelle la batterie de taille réduite est sollicitée (Figure V-12) n'atteint pas les valeurs limites autorisées $P_{ch\ max-HIL}$ et $P_{disch\ max-HIL}$ fixées à ± 90 kW. Ainsi, la linéarité entre les deux modèles est conservée.

V.3.3. Résultats expérimentaux

Les simulations réalisées dans la section précédente ont permis de montrer que la méthode utilisée pour la réduction d'échelle du modèle permettait de conserver la dynamique du système multi-sources entre deux échelles différentes, en accélérant le temps d'expérimentation. À présent, nous proposons d'appliquer les algorithmes de gestion sur un banc de test, afin de :

- Vérifier que le temps de calcul nécessaire pour gérer le micro-réseau et planifier la demande sur les K heures suivantes ne dépasse pas la durée maximale autorisée, en exécutant les algorithmes de gestion sur une cible temps réel. Le concept de temps réel considéré ici est en réalité un « temps réel accéléré » puisque un facteur d'accélération temporel est appliqué.
- Valider le bon fonctionnement des algorithmes en présence d'équipements électriques réels ou émulsés, en échangeant des données avec ces éléments. Les équipements à échelle réduite utilisés sont connectés au simulateur temps réel via un amplificateur de puissance. Ce type de test est appelé PHIL (*Power Hardware In-the-Loop*).

Afin de valider dans un premier temps la méthode appliquée pour la réduction d'échelle, puis de reproduire au mieux le comportement d'un micro-réseau isolé, il est proposé dans les paragraphes suivants deux types de tests, dont les principales caractéristiques sont données dans le Tableau V-9. Ces tests ont été réalisés avec les équipements de la plateforme expérimentale du CEA Tech Pays de la Loire.

Dans le test n°1, une batterie réelle est utilisée tandis que les sources et la demande sont simulées. Cette batterie est pilotée selon une puissance de consigne $P_{bat,tot-R}^*$ définie par le modèle simulé et elle transmet aux algorithmes de gestion une valeur d'état de charge \widehat{SoC} . Le

dimensionnement considéré est identique à celui utilisé dans les parties V.2.4 et V.3.2 afin de comparer les résultats obtenus par simulation et par expérimentation. Ce dimensionnement permet d'obtenir une décharge de la batterie, sans toutefois atteindre le seuil d'état de charge déclenchant le 4^{ème} mode de l'algorithme de gestion de la demande. Ainsi, cela permet d'éviter des différences entre la simulation et le test qui pourraient être dues à l'utilisation de l'algorithme génétique.

Dans le test n°2, une batterie réelle est utilisée tandis que les sources et la demande sont émuloées par des amplificateurs de puissance, pilotés selon des puissances de consigne définies par le modèle simulé. Cette batterie est sollicitée selon une puissance de consigne $P_{bat,tot-R}^*$ définie par la différence entre la puissance produite et la puissance consommée. La valeur de son état de charge \widehat{SOC} est transmise aux algorithmes de gestion. Un dimensionnement différent est utilisé dans cette partie afin d'obtenir sur la période évaluée un déclenchement du 4^{ème} mode de gestion et de vérifier que le temps de calcul nécessaire à l'algorithme de gestion de la demande est acceptable.

Tableau V-9 : Caractéristiques des deux tests réalisés

	Test n°1 (§V.3.3.1)	Test n°2 (§V.3.3.2)
Batterie	Batterie réelle, $C_{bat,tot-R} = 18$ kWh	Batterie réelle, $C_{bat,tot-R} = 18$ kWh
Sources	Simulées sous MATLAB SIMULINK	Puissance P_{gen}^* émuloée par un amplificateur de puissance
Consommation	Simulée sous MATLAB SIMULINK	Puissance P_{dem}^* émuloée par un amplificateur de puissance
Dimensionnement considéré	Tableau V-4	Tableau V-11
Objectif	Valider la méthodologie utilisée pour la réduction d'échelle en comparant les résultats obtenus par simulation et par un test avec une batterie réelle	Valider la capacité des algorithmes de gestion développés à gérer un réseau en temps réel en proposant une solution qui évite une décharge complète de la batterie

V.3.3.1. Test avec une batterie réelle

L'architecture du banc de test utilisé pour cette expérimentation est présentée sur la Figure V-15. Il est composé des éléments suivants :

- **Simulateur temps-réel** : un simulateur temps réel OP5031 développé par OPAL-RT est utilisé pour exécuter en « temps réel accéléré » le modèle du système multi-sources développé sous le logiciel MATLAB SIMULINK, avec un pas de temps accéléré $\Delta t_R = 1$ s. Le solveur à pas fixe ode4 est utilisé, basé sur la méthode de Runge-Kutta.
- **Batterie lithium-ion** : une batterie lithium-ion d'une capacité de 18 kWh est utilisée. Celle-ci est commandée par une alimentation à courant continu du fabricant Kratzer (alimentation DC), selon un profil de puissance $P_{bat,tot-R}^*$ transmis par la cible temps réel. Le système de gestion de la batterie (BMS : *Battery Management System*) transmet à la cible OPAL-RT, via l'alimentation DC, les mesures de l'état de charge \widehat{SOC}_R et de la puissance $\hat{P}_{bat,tot-R}$ de la batterie. La communication avec la cible temps réel OPAL-RT s'effectue via une liaison UDP (*User Datagram Protocol*).
- **Interface utilisateur** : une interface de contrôle et de visualisation des données développée sous MATLAB SIMULINK est exécutée en temps réel, en échangeant des données avec la cible OPAL-RT via une communication TCP/IP.

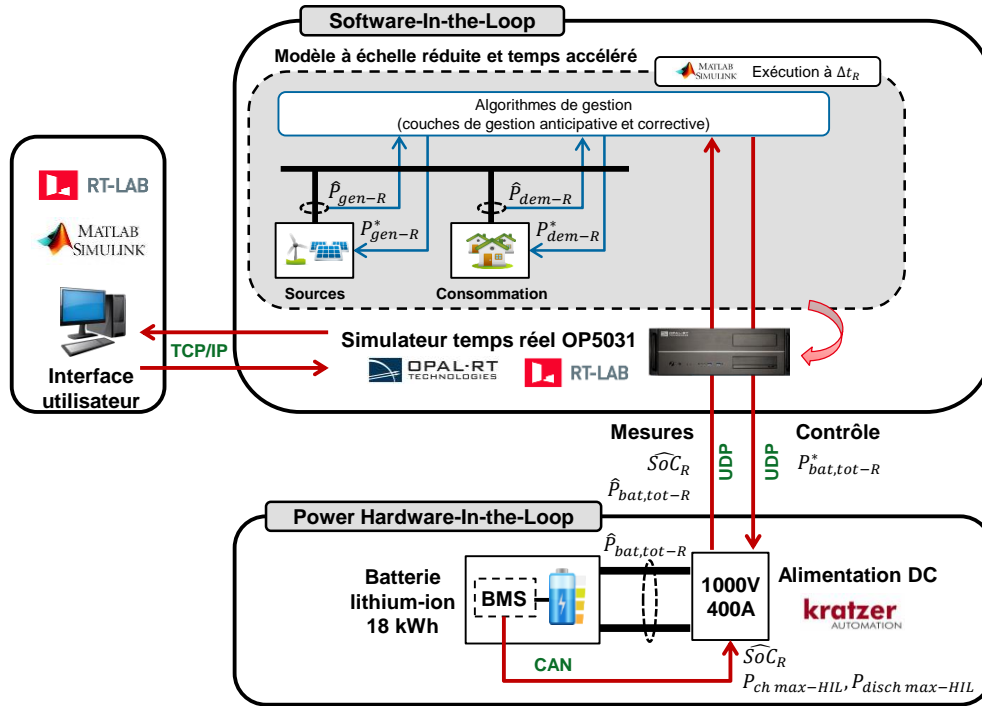


Figure V-15 : Architecture du banc de test utilisé pour la partie V.3.3.1

Le dimensionnement considéré précédemment (Tableau V-4) ainsi que les profils de ressources et de consommation sur une durée de 96 h (soit une durée de 16 h en temps accéléré) sont appliqués sur ce système. Le profil de l'état de charge \widehat{SOc}_{R-HIL} obtenu lors de ce test est présenté sur la Figure V-16, ainsi que le profil de l'état de charge \widehat{SOc}_{R-simu} obtenu lors de la simulation du modèle à échelle réduite (Figure V-11). L'écart $\Delta\widehat{SOc}_R$ entre ces deux états de charge, défini par :

$$\Delta\widehat{SOc}_R(t_k) = \widehat{SOc}_{R-HIL}(t_k) - \widehat{SOc}_{R-simu}(t_k) \quad (V-49)$$

est tracé sur la Figure V-17. Le profil de la puissance $\widehat{P}_{bat,tot-R-HIL}$ de la batterie est tracé sur la Figure V-18, ainsi que la puissance $\widehat{P}_{bat,tot-R-simu}$ obtenue lors de la simulation à échelle réduite (Figure V-12). L'écart relatif $\Delta\widehat{P}_{bat,tot-R}$ entre ces deux puissances est tracé sur la Figure V-19, celui-ci étant défini par :

$$\Delta\widehat{P}_{bat,tot-R}(t_k) = \frac{\widehat{P}_{bat,tot-R-HIL}(t_k) - \widehat{P}_{bat,tot-R-simu}(t_k)}{\widehat{P}_{bat,tot-R-HIL}(t_k)} \quad (V-50)$$

Une légère différence entre l'état de charge obtenu en simulation et l'état de charge issu du test avec la batterie réelle est observée sur la Figure V-16 et la Figure V-17, avec un écart $\Delta\widehat{SOc}_R$ compris entre -0.02 et +0.023. Cette différence a des conséquences sur les puissances échangées, notamment sur la puissance de la batterie (Figure V-18 et Figure V-19). En effet, les deux algorithmes de gestion développés calculent les consignes liées à la production des sources et la consommation selon l'état de charge des batteries à l'instant précédent. Ainsi, l'instant auquel l'écrêtage des sources est requis, par exemple lorsque la valeur SOc_{max} est atteinte (voir algorithme de la Figure V-3), peut ne pas survenir au même instant lors de la simulation et lors du test avec la batterie réelle. Cet écart peut s'expliquer par la quantification de l'estimation du SOc effectuée par le BMS, avec une quantification de 0.5 % (soit 0.005). Pour confirmer cette influence, une simulation est réalisée en arrondissant l'état de charge à 0.5 % près. L'écart $\Delta\widehat{SOc}_R$ obtenu est présenté sur la Figure V-20. Il

apparaît que la quantification de 0.5 % a une influence sur l'erreur, puisque l'écart $\Delta\widehat{SOC}_R$ est réduit lorsque l'état de charge est arrondi à 0.5 % près, avec une valeur comprise entre -0.2 et +0.015.

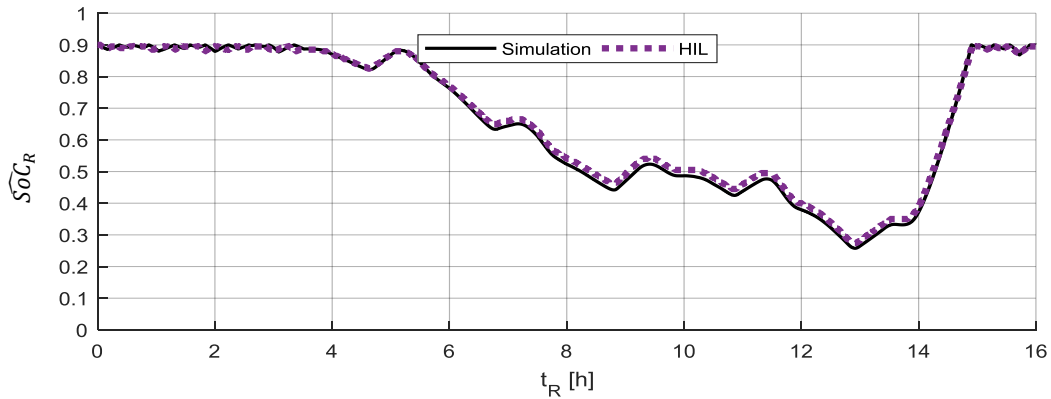


Figure V-16 : État de charge de la batterie obtenu par simulation puis par le test avec une batterie réelle

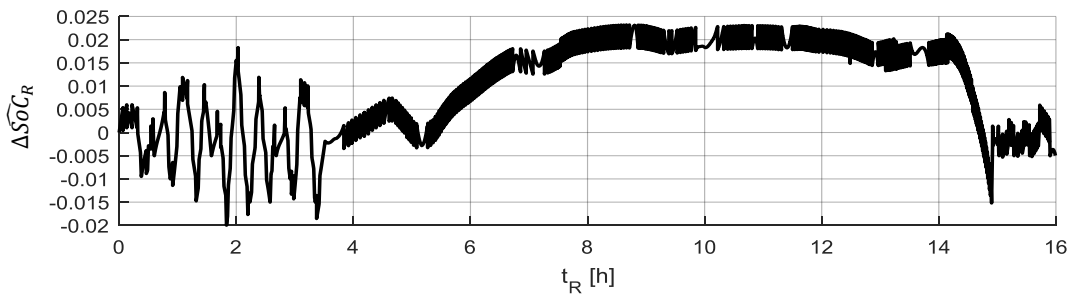


Figure V-17 : Écart entre l'état de charge obtenu par simulation et l'état de charge mesuré lors du test avec une batterie réelle

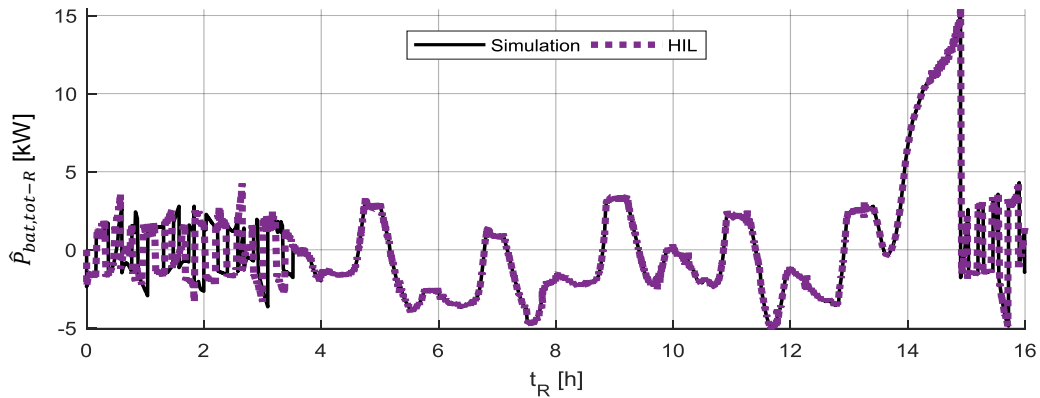


Figure V-18 : Puissance de consigne de la batterie obtenue par simulation puis par un test avec une batterie réelle

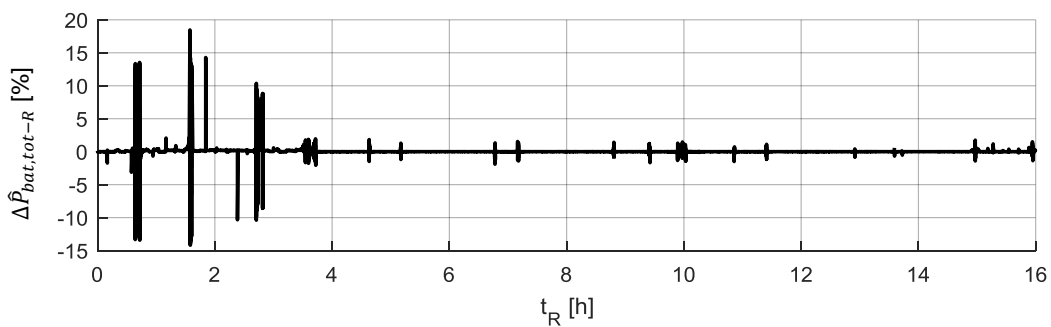


Figure V-19 : Écart relatif entre la puissance de la batterie obtenue lors du test et la puissance de la batterie obtenue par simulation

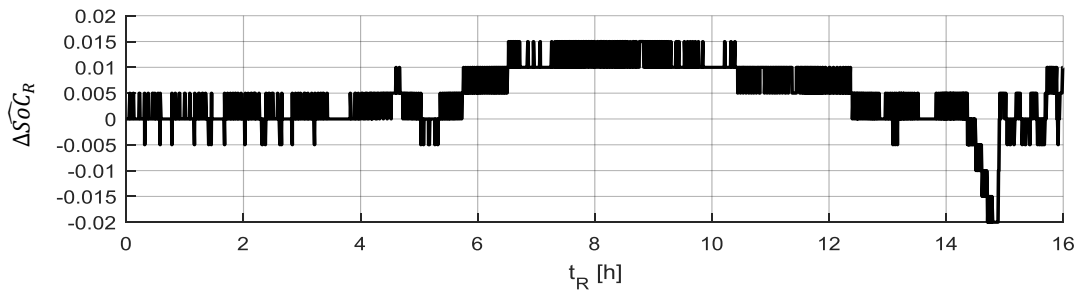


Figure V-20 : Écart entre l'état de charge obtenu par simulation en arrondissant à 0.5 % près et l'état de charge mesuré lors du test avec une batterie réelle

Par ailleurs, il est proposé de comparer l'énergie qui a été échangée par la batterie dans les différents cas considérés pour ce dimensionnement et cette période :

- simulation à pleine échelle et en temps réel ;
- simulation à échelle réduite et en temps accéléré ;
- test avec batterie réelle à échelle réduite et en temps accéléré.

Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau V-10, normalisés par rapport à la capacité totale des batteries (pleine échelle ou échelle réduite selon le cas). Les valeurs obtenues montrent que la méthode de réduction d'échelle utilisée permet d'obtenir en simulation la même sollicitation de la batterie au regard de l'énergie qui est échangée, puisque les valeurs obtenues en simulation à pleine échelle et à échelle réduite sont identiques. Cependant, des différences sont observées à échelle réduite entre la simulation et le test avec une batterie réelle. Plusieurs raisons peuvent expliquer ces différences, notamment l'influence de la quantification de la valeur du *SoC* estimée par le BMS, un écart entre les valeurs considérées dans le modèle simulé et les caractéristiques de la batterie réelle (rendement, taux d'autodécharge) ou bien encore l'influence de la température interne de la batterie lors du test.

Tableau V-10 : Comparaison de l'énergie échangée par la batterie en charge et en décharge au cours de la période évaluée

	Simulation : pleine échelle et temps réel	Simulation : échelle réduite et temps accéléré	Test HIL : échelle réduite et temps accéléré
Energie chargée	$E_{ch-F}/C_{bat,tot-F} = 1.099$	$E_{ch-R}/C_{bat,tot-R} = 1.099$	$E_{ch-R}/C_{bat,tot-R} = 1.103$
Energie déchargée	$E_{disch-F}/C_{bat,tot-F} = 1.096$	$E_{disch-R}/C_{bat,tot-R} = 1.096$	$E_{disch-R}/C_{bat,tot-R} = 1.092$

V.3.3.2. Test avec une batterie réelle et émulation des sources et de la consommation avec des amplificateurs de puissance

Afin de se rapprocher du cas d'un réseau isolé réel, il est proposé dans cette partie d'émuler les sources et la consommation par des amplificateurs de puissance. L'architecture du banc de test utilisé pour ce type de test est présentée sur la Figure V-21. Quelques différences sont à noter par rapport à la configuration du test réalisé précédemment dans la partie V.3.3.1 :

- La production de l'ensemble des sources d'énergie renouvelable et la consommation totale sont émulées par des amplificateurs de puissance triphasés fonctionnant en source de courant (matériel PM90 du fabricant Triphase) et connectés au réseau EDF. Les puissances de consigne P_{gen-R}^* et P_{dem-R}^* appliquées à ces sources de courant sont définies par les

algorithmes de gestion du système multi-sources, exécutés en « temps réel accéléré » sur la cible OPAL-RT. Néanmoins, une contrainte doit être ajoutée par rapport au test réalisé précédemment. En effet, ces consignes doivent respecter la puissance limite $P_{max-amp}$ des amplificateurs de puissance, tel que :

$$P_{gen-R}^* = \min(P_{gen-F}^* \times S_{P_{bat,tot}^*}, P_{max-amp}) \quad (V-51)$$

$$P_{dem-R}^* = \min(P_{dem-F}^* \times S_{P_{bat,tot}^*}, P_{max-amp}) \quad (V-52)$$

La puissance limite des amplificateurs de puissance est fixée à $P_{max-amp} = 90 \text{ kW}$. Si les puissances P_{gen-R}^* ou P_{dem-R}^* atteignent la valeur $P_{max-amp}$, alors il serait nécessaire d'augmenter la valeur de l'accélération temporelle Δt_R de manière à réduire la valeur de $S_{P_{bat,tot}^*}$, afin de conserver la linéarité entre les deux échelles.

- Un amplificateur de puissance triphasé fonctionnant en source de tension est utilisé pour assurer la stabilité du micro-réseau émulé (matériel PM90 du fabricant Triphase). La puissance à laquelle cette source de tension fonctionne définit la puissance de consigne $P_{bat,tot-R}^*$ à appliquer à la batterie, puisqu'elle correspond à la puissance permettant d'assurer le bon fonctionnement et la stabilité du micro-réseau en temps réel. Cette puissance $P_{bat,tot-R}^*$ est appliquée à la batterie lithium-ion utilisée lors du test précédent via une transmission en temps réel par la cible OPAL-RT.

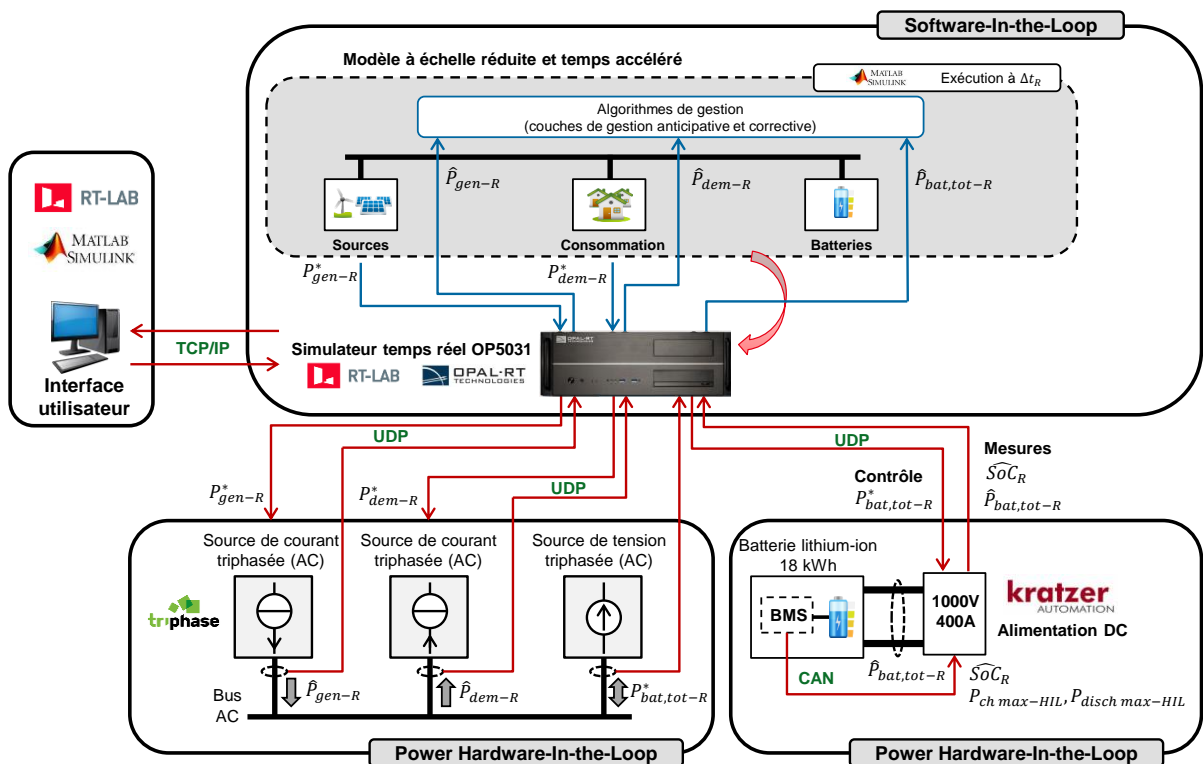


Figure V-21 : Architecture du banc de test utilisé pour la partie V.3.3.2

Le dimensionnement considéré pour ce test est présenté dans le Tableau V-11. Il correspond à la configuration permettant une pleine satisfaction de la demande lorsque la gestion de la demande est appliquée, avec $UL = 0 \%$ et $LCOE = 0.4039 \text{ €/kWh}$ (voir front de Pareto obtenu sur la Figure IV-25

dans le Chapitre IV). Ce dimensionnement permet d'obtenir une décharge complète de la batterie au cours de la période évaluée si aucune gestion de la demande n'est appliquée (la valeur SoC_{min} est atteinte). Ainsi, le test réalisé à échelle réduite pour ce dimensionnement doit confirmer que l'exécution du 4^{ème} mode de gestion de l'algorithme de gestion de la demande permet d'éviter que l'état de charge minimal autorisé soit atteint. La période de données appliquée est identique à la période de 96 h précédemment utilisée.

Tableau V-11 : Dimensionnement considéré dans la partie V.3.3.2

Paramètre	N_{PV}	N_{WT}	N_{TT}	N_{WEC}	N_{bat}
Valeur	6774 ($P_{inst,PV} = 1.287$ MW)	10 ($P_{inst,WT} = 8.1$ MW)	4 ($P_{inst,TT} = 1.2$ MW)	0 ($P_{inst,WEC} = 0$ kW)	30 ($C_{inst,bat} = 32.7$ MWh)

Les résultats obtenus pour ce test à échelle réduite et à temps accéléré sont présentés sur la Figure V-22, avec les profils liés aux différentes puissances échangées sur le banc de test. De plus, afin de montrer les bénéfices apportés par l'application de la gestion de la demande et le bon fonctionnement de l'algorithme lors du test, une comparaison de différents cas est proposée :

- simulation sans application de l'algorithme de gestion de la demande ;
- simulation avec application de l'algorithme de gestion de la demande ;
- test avec la batterie réelle en appliquant l'algorithme de gestion de la demande.

Pour ces différents cas, les grandeurs suivantes sont comparées : état de charge \widehat{SoC}_R de la batterie sur la Figure V-23, puissance $\widehat{P}_{bat,tot-R}$ à laquelle la batterie a été chargée et déchargée sur la Figure V-24 et puissance \widehat{P}_{dem-R} consommée sur la Figure V-25. Les différents résultats obtenus montrent que :

- L'application de l'algorithme de gestion de la demande permet d'éviter que l'état de charge de la batterie atteigne la valeur minimale autorisée SoC_{min} fixée à 0.1 lors de la simulation et lors du test avec la batterie, au contraire du cas simulé sans gestion de la demande (Figure V-23). Cela est possible grâce à une modification du profil de la puissance initialement demandée P_{dem-R} , comme le montre les profils tracés sur la Figure V-22 et sur la Figure V-25.
- Dans les deux cas où l'algorithme de gestion de la demande est appliqué, aucune perte d'énergie sur la demande n'est observée (le décalage temporel permet d'éviter cette perte). Le taux d'insatisfaction de la demande UL est de 0 % dans le cas où l'algorithme de gestion de la demande est appliqué, alors qu'il atteint 3.63 % lors de la simulation réalisée sans application de la gestion de la demande.
- Des différences sont observées entre la simulation avec application de l'algorithme de gestion de la demande et le test avec la batterie, au vu des profils de l'état de charge (Figure V-23), de la puissance de la batterie (Figure V-24) et de la consommation (Figure V-25). Ces différences peuvent être expliquées par plusieurs raisons :
 - **Modèle de la batterie non représentatif de la réalité** à cause de phénomènes non modélisés (thermiques, chimiques, etc.) ou négligés dans la méthode de réduction d'échelle (taux d'autodécharge), ce qui entraînerait une mauvaise évaluation de l'état de charge dans le modèle simulé ;

- **Mauvaise calibration des appareils de mesure** : la mesure des courants au niveau des amplificateurs de puissance et de la batterie peut être erronée si les appareils de mesure sont mal calibrés ;
- **Déclenchement des actions sur les sources et sur la demande selon l'état de charge de la batterie** : comme évoqué lors du test précédent, les actions résultant de l'exécution des deux algorithmes de gestion développés dépendent de la valeur de l'état de charge des batteries à l'instant où le calcul commence. Ainsi, une différence de valeur de SoC entre la simulation et le test à cet instant peut entraîner des actions différentes sur les sources et sur la demande, comme observé sur la Figure V-25.
- **Utilisation d'une méthode méta-heuristique pour planifier la demande lors des situations critiques** : l'algorithme génétique permet d'obtenir des profils liés aux trois postes de consommation pour les K heures à venir afin de minimiser la fonction objectif (voir §IV.3.4). Cet outil, classifié parmi les méthodes de résolution dites approchées, permet d'obtenir une solution minimisant la fonction objectif, ou à défaut permettant de s'approcher du minimum. Ainsi, cela peut justifier des profils de la demande différents entre la simulation et le test avec la batterie (Figure V-25).

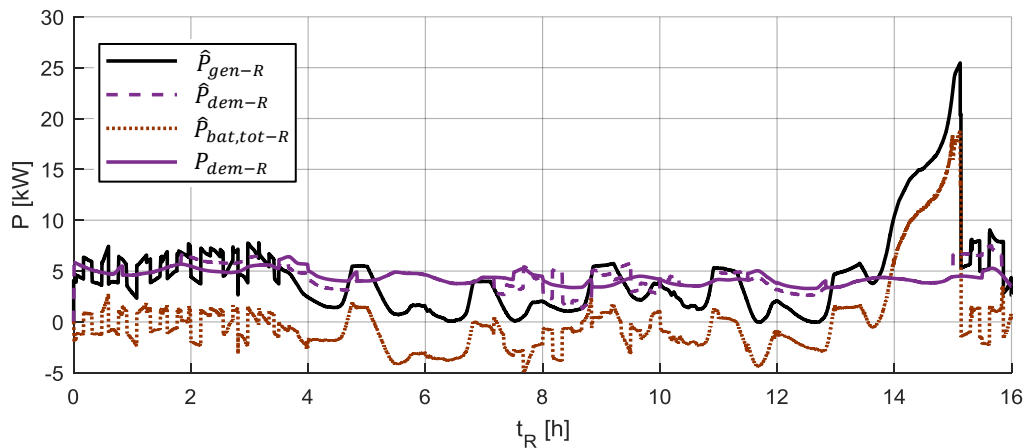


Figure V-22 : Mesures des puissances liées à la production totale des sources (\hat{P}_{gen-R}), à la consommation totale (\hat{P}_{dem-R}) et à la batterie ($\hat{P}_{bat,tot-R}$) lors du test, et puissance initialement demandée (P_{dem-R})

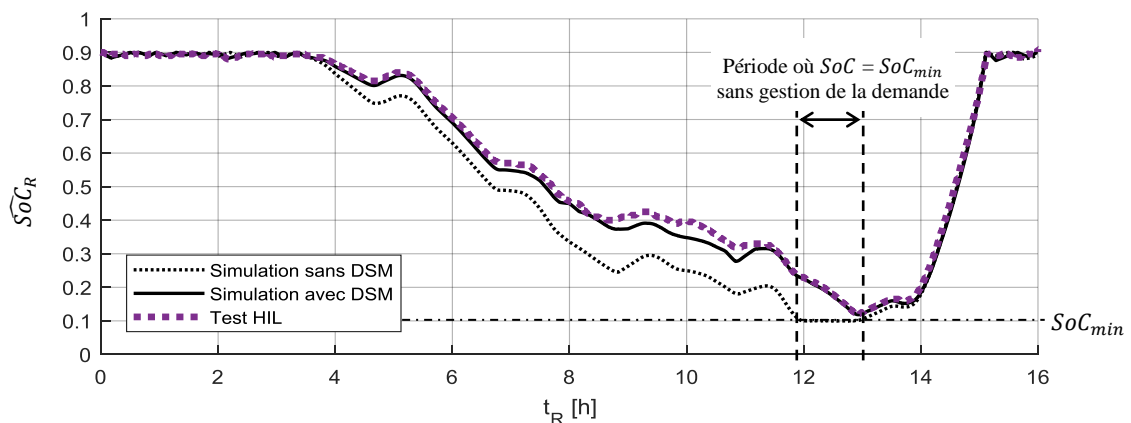


Figure V-23 : État de charge de la batterie obtenu par simulation, sans et avec gestion de la demande, puis par le test avec une batterie réelle

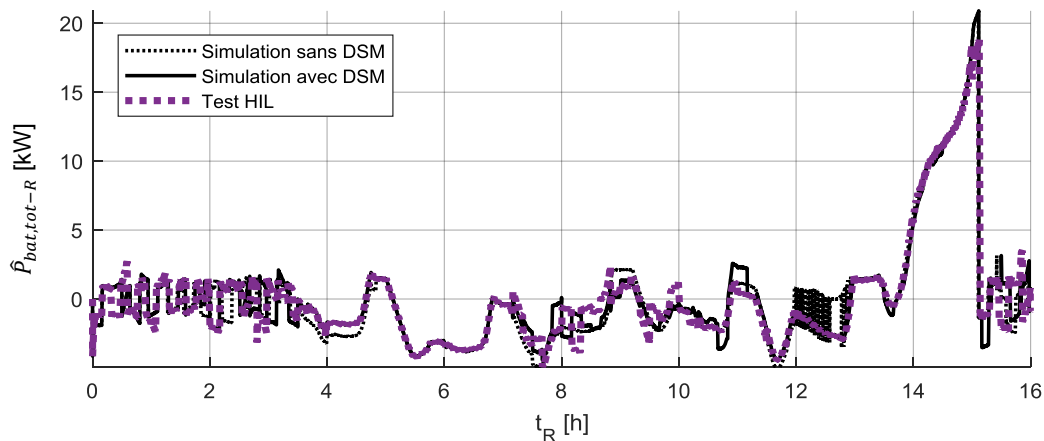


Figure V-24 : Puissance de la batterie $\hat{P}_{bat,tot-R}$ obtenue par simulation, sans et avec gestion de la demande, puis par le test avec une batterie réelle

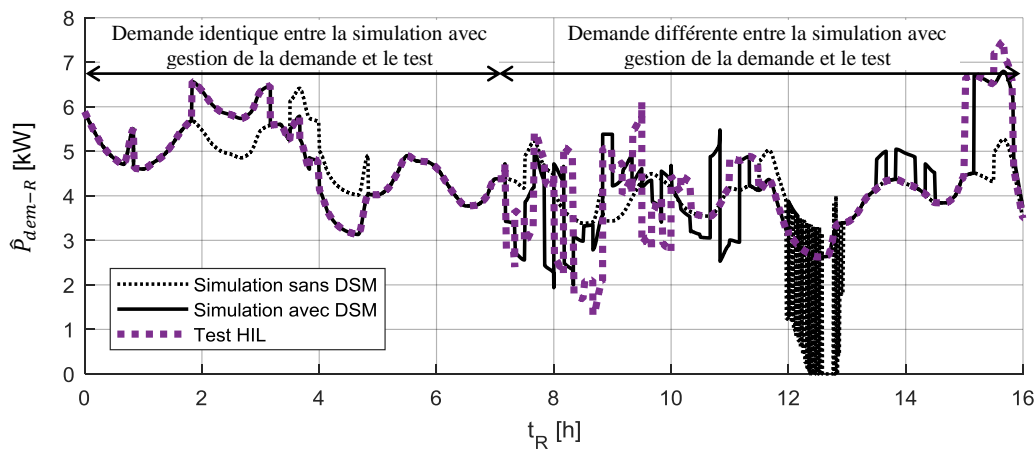


Figure V-25 : Puissance consommée \hat{P}_{dem-R} obtenue par simulation, sans et avec gestion de la demande, puis par le test avec une batterie réelle

Le 4^{ème} mode de l'algorithme de gestion de la demande est exécuté à trois reprises au cours de la période évaluée. Ce mode de gestion implique un allongement du temps de calcul (voir Chapitre IV). Ainsi, la durée nécessaire à l'exécution de l'algorithme de gestion à chaque fois que le 4^{ème} mode de gestion a été déclenché est donnée dans le Tableau V-12. Le temps de calcul moyen est de 403 s, soit une durée inférieure à la durée maximale donnée à l'algorithme de planification pour proposer une solution (1 h en temps réel, soit 3600/6 = 600 s lors du test en temps accéléré). Cette validation en temps réel accéléré montre que l'algorithme de gestion de la demande développé dans le Chapitre IV est suffisamment efficace pour pouvoir être appliqué en temps réel sur un micro-réseau.

Tableau V-12 : Temps de calcul lorsque le 4^{ème} mode de gestion a été exécuté

Exécution de l'algorithme de gestion de la demande avec le 4 ^{ème} mode de gestion	Temps de calcul [s]
n°1 (à $t_R = 7$ h)	403.1
n°2 (à $t_R = 8$ h)	402.3
n°3 (à $t_R = 9$ h)	403.7

V.4. Conclusions

Les travaux présentés dans ce chapitre ont permis d'aboutir à une validation expérimentale d'une grande partie des développements effectués dans ces travaux de thèse. Pour cela, une couche de contrôle infra-horaire a été intégrée afin d'assurer l'équilibre énergétique à tout instant, en écrêtant si besoin les sources ou la consommation. Un algorithme de contrôle a été développé afin de définir les puissances de consigne de chaque élément du système multi-sources en prenant en compte la production pouvant être fournie par les sources, la demande, l'état de charge de la batterie ainsi qu'un taux de réserve.

Par la suite, les deux algorithmes de gestion ont été appliqués sur un banc de test composé d'amplificateurs de puissance et d'une batterie, à échelle réduite par rapport au dimensionnement réel qui serait considéré pour une île. De plus, des tests ont été menés en temps accéléré afin d'évaluer le fonctionnement du système sur une plus longue période de données sans allonger le temps d'expérimentation. Une étude de la réduction d'échelle du modèle du système multi-sources a donc été effectuée afin de conserver la dynamique du système en termes d'évolution de l'état de charge de la batterie sur une période donnée. Basée sur une analyse dimensionnelle, la méthode de réduction d'échelle utilisée a permis de mettre à l'échelle les puissances selon les facteurs d'échelle considérés pour la capacité de la batterie et l'accélération temporelle.

Les tests réalisés ont permis de montrer la capacité des deux algorithmes de gestion développés (couche de gestion anticipative et couche de gestion corrective) à gérer correctement un micro-réseau à taille réduite en planifiant la demande et en écrêtant les sources. Bien que le temps ait été accéléré, la durée nécessaire au calcul de l'algorithme de gestion de la demande reste inférieure à la durée maximale autorisée. De plus, ces tests ont montré que l'algorithme de gestion de la demande développé était capable de planifier les différentes consommations de manière à éviter que l'état de charge de la batterie atteigne le niveau minimal autorisé.

Cependant, quelques différences entre les résultats obtenus expérimentalement et ceux obtenus par simulation sont apparues. Celles-ci peuvent s'expliquer de différentes manières : quantification de l'état de charge de la batterie transmise par le BMS, modélisation considérée pour la batterie différente de la réalité, taux d'autodécharge négligé dans la réduction d'échelle, prise de décision des algorithmes basées sur l'état de charge de la batterie au moment où le calcul est réalisé, etc.

La méthodologie de réduction d'échelle ainsi que les premiers résultats expérimentaux présentés ont fait l'objet d'une publication en conférence [173]. Les tests menés dans cette partie expérimentale ne sont qu'une première étape dans l'optique d'une intégration des stratégies développées sur un micro-réseau réel. En effet, l'objectif de ces tests étant de valider la capacité des algorithmes à gérer le micro-réseau selon les données échangées, de nombreuses simplifications ont été faites. Ainsi, plusieurs perspectives peuvent être envisagées afin de compléter la validation expérimentale présentée dans ce chapitre :

- Amélioration du modèle de la batterie, afin de compléter l'étude concernant l'influence des caractéristiques de la batterie réelle sur les différences observées entre les deux échelles.
- Connexion de la batterie sur le bus d'alimentation où sont raccordées les amplificateurs de puissance, afin d'obtenir un échange « réel » d'énergie entre les différents éléments (au lieu d'utiliser un amplificateur de puissance fonctionnant en source de tension, commandant indirectement la batterie).

- Intégration de modèles dynamiques concernant les sources, les consommations, la batterie et les lignes du réseau. Cela permettrait d'étudier le contrôle du micro-réseau (stabilité, régulation, etc.), notamment lors des phénomènes transitoires.
- Utilisation de prévisions météorologiques à la place des séries temporelles de données pour l'algorithme de planification de la demande, afin de valider la capacité des algorithmes à gérer correctement le micro-réseau en cas d'erreur de prévision.
- Étude des différences de vieillissement et d'autodécharge de la batterie entre les deux échelles.

Conclusions et perspectives

Conclusions et perspectives

Le développement des sources d'énergie marine renouvelable offre de nouvelles perspectives pour la production d'électricité, dans un monde où la dé-carbonisation de la production d'énergie est plus que d'actualité. Dans les travaux de thèse présentés dans ce document, l'attention a été portée sur le cas de l'alimentation en électricité des zones isolées en mer à partir de sources d'énergie renouvelable. Les travaux réalisés ont consisté d'une manière générale à proposer une méthodologie d'optimisation de la gestion d'énergie en vue d'optimiser le dimensionnement d'un micro-réseau isolé, afin de limiter le coût de l'énergie produite tout en satisfaisant au mieux la demande. Un bilan des travaux réalisés et des contributions scientifiques apportées est présenté ci-après. Quelques limites sont ensuite évoquées, permettant de proposer différentes perspectives de recherche.

Bilan des travaux réalisés

Dans le Chapitre I, une revue des différentes sources d'énergie renouvelable existantes a permis de mettre en avant quatre sources utilisables pour l'alimentation en électricité des îles, au vu des niveaux de maturité technologique et commerciale : panneaux solaires photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes et houlogénérateurs. De plus, le recours à des solutions de stockage est nécessaire pour assurer la satisfaction de la demande. L'état de l'art concernant l'optimisation du dimensionnement et de la gestion d'énergie a montré que peu de travaux se sont intéressés à l'impact d'une gestion de la demande optimisée sur l'optimisation du dimensionnement. De plus, les travaux considérant un mix énergétique avec des sources hydroliennes ou houlomotrices sont rares.

Les modèles énergétiques utilisés dans cette thèse pour les différentes sources et la batterie ont été présentés dans le Chapitre II. Malgré leur simplicité, ceux-ci permettent d'évaluer correctement la puissance produite à partir des données liées à la ressource exploitée. Le site de l'île d'Ouessant a été retenu comme cas d'étude au vu de la disponibilité des données et de l'intérêt énergétique du site, avec une productivité intéressante pour les quatre sources. L'analyse des données liées aux ressources exploitées et aux facteurs de charge de chaque source a permis de mettre en avant quelques tendances. Ainsi, la production des panneaux solaires photovoltaïques et des hydroliennes semble plus prévisible que celles des éoliennes et des houlogénérateurs, avec une intermittence infra-journalière due au positionnement des astres. Les conditions météorologiques influent sur la production des panneaux solaires photovoltaïques, des éoliennes et des houlogénérateurs. De plus, l'analyse statistique des facteurs de charge montre quelques complémentarités, favorisées par l'indépendance entre les ressources exploitées (absence de corrélation). Cependant, la relation de causalité liant les vagues au vent provoque une production d'énergie électrique de la part des éoliennes et des houlogénérateurs souvent peu complémentaire.

Une optimisation du dimensionnement a été proposée dans le Chapitre III afin d'obtenir les configurations les moins coûteuses, tout en satisfaisant au mieux la demande. Les résultats obtenus par une méthode méta-heuristique montrent que seule une augmentation conséquente de la capacité des batteries permet d'atteindre une entière satisfaction de la demande. De plus, les dimensionnements du front de Pareto obtenu présentent un coût de l'énergie supérieur au coût de vente de l'électricité en France, mais inférieur au coût de production actuel sur l'île d'Ouessant où des groupes électrogènes sont utilisés. Aussi, la diversification des sources permet de réduire le coût de l'énergie produite, les besoins en stockage et la sollicitation de la batterie par rapport à des solutions n'utilisant qu'une ou deux sources d'énergie renouvelable. L'analyse de sensibilité économique proposée a montré que le coût de l'énergie produite était très sensible au coût d'investissement des batteries.

Dans le Chapitre IV, différentes stratégies de gestion de la demande ont été intégrées, concernant plusieurs postes de consommation : chauffe-eau, chauffage électrique et autres consommations. Les stratégies proposées sont basées sur le décalage temporel et sur l'écrêtage. Afin de minimiser la modification de la demande initiale tout en évitant l'apparition de situations critiques où les batteries seraient complètement déchargées (situations aboutissant à un black-out partiel ou total), un algorithme hiérarchisant l'application de ces différentes stratégies a été développé. Grâce à cet algorithme, les consommations sont décalées vers des moments où les sources produisent plus, ce qui permet de réduire le taux d'insatisfaction de la demande et la sollicitation des batteries. Par ailleurs, l'optimisation combinée de la gestion de l'énergie et du dimensionnement a montré que l'intégration d'une gestion de la demande permettait d'améliorer la satisfaction de la demande et de réduire le coût de l'énergie produite, tout en favorisant l'utilisation des hydroliennes et des houlogénérateurs dans les dimensionnements optimaux. Les résultats obtenus ont montré que, par rapport au coût actuel de production sur l'île d'Ouessant (0.441 €/kWh), le coût de l'énergie produite permettant une pleine satisfaction de la demande serait réduit de 6.17 % sans gestion de la demande ($LCOE = 0.4138$ €/kWh) et de 8.41 % avec gestion de la demande ($LCOE = 0.4039$ €/kWh).

Enfin, dans le Chapitre V, l'algorithme de gestion de la demande a été appliqué sur un banc de test avec une batterie à échelle réduite en considérant un temps accéléré. Une couche de contrôle corrective a été développée pour assurer l'équilibre énergétique à tout instant, en écrêtant si besoin les sources et les consommations. Une méthodologie de réduction d'échelle a été présentée, afin de mettre à l'échelle les grandeurs physiques du modèle selon les équipements réels utilisés et le facteur d'accélération temporel souhaité. Selon cette méthode, la dynamique du système peut être conservée et le temps d'expérimentation peut être réduit. Les résultats expérimentaux obtenus ont montré la capacité de l'algorithme de gestion développé à gérer correctement le micro-réseau afin d'éviter une décharge complète des batteries, tout en respectant le temps de calcul maximal autorisé.

Ainsi, les différents travaux présentés dans ce document montrent que le développement de systèmes multi-sources basés uniquement sur l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de moyens de stockage implique un changement de paradigme dans la manière de dimensionner et de gérer un micro-réseau. En effet, la production d'énergie des sources étant « subie », l'intégration d'une flexibilité sur la demande apparaît nécessaire afin garantir la continuité de service du réseau lors des situations critiques. D'autres avantages technico-économiques apparaissent : diminution du coût de l'énergie, diminution de la capacité de stockage nécessaire et de sa sollicitation, etc.

Contributions scientifiques

Plusieurs contributions scientifiques peuvent être mises en avant par rapport à l'état de l'art, concernant les différents axes de travail développés dans ces travaux de thèse :

- Mise en avant de complémentarités et de non-complémentarités entre les quatre ressources exploitées dans un périmètre restreint : rayonnement solaire, vent, courants de marée et vagues ;
- Étude des bénéfices technico-économiques apportés par une diversification des sources d'énergie renouvelable utilisées, en considérant des sources d'énergie marine renouvelable (hydroliennes et houlogénérateurs) ;
- Evaluation du coût de production de l'électricité dans un système multi-sources n'intégrant pas de solutions fossiles ;

- Développement d'une méthodologie de gestion de l'énergie dans un réseau isolé où seules des sources d'énergie renouvelable et des batteries seraient utilisées (aucun groupe électrogène) ;
- Optimisation combinée du dimensionnement et de la gestion d'énergie, afin d'évaluer l'impact d'une gestion de la demande sur le dimensionnement d'un système multi-sources ;
- Validation expérimentale en temps accéléré et à échelle réduite (test de type PHIL).

Limites des travaux effectués

Les résultats obtenus dans le cadre de ces travaux de thèse sont à mettre en regard des hypothèses et du périmètre d'étude fixés pour les différentes parties. Ainsi, nous pouvons souligner plusieurs limites :

- **Une seule technologie de stockage considérée** : les batteries lithium-ion ont été choisies du fait de leur niveau de maturité technologique et commerciale, mais aussi pour le compromis qu'elles offrent concernant différents critères (capacité volumique, puissance, coûts, durée de vie, etc.). Il n'est cependant pas certain que cette technologie soit la meilleure pour l'ensemble des critères observés (coût, satisfaction de la demande, réponse en cas de fluctuation de puissance, etc.). Ainsi, d'autres alternatives pourraient être étudiées (voir les perspectives évoquées ci-après).
- **Une seule zone géographique étudiée** : au vu des contraintes à respecter lors de la recherche des données nécessaires à l'étude (disponibilité, durée, qualité, intérêt énergétique de la zone, etc.), une seule zone géographique a été étudiée (île d'Ouessant). Ainsi, la méthodologie proposée concernant l'optimisation du dimensionnement et de la gestion de l'énergie n'a pu être appliquée qu'à un seul cas d'étude. Les résultats obtenus en termes de dimensionnement doivent donc être mis en regard des spécificités de la zone géographique étudiée (vent et courants de marées favorables).
- **Utilisation de modèles énergétiques et d'un pas de temps horaire** : des modèles simplifiés ont été utilisés pour les sources, la batterie et les consommations, afin de limiter le temps de simulation en vue d'une optimisation combinée de la gestion et du dimensionnement. De plus, un pas de temps de simulation d'une heure a été considéré. Ainsi, de nombreux phénomènes n'ont pas été pris en compte, tels que le contrôle primaire, la stabilité du réseau lors de fluctuations de production ou de consommation, etc. Les aspects dynamiques généralement observés à une échelle de temps inférieure à la seconde ne peuvent pas être étudiés avec de tels modèles.
- **Prévision parfaite des données** : l'évaluation prévisionnelle du fonctionnement du système réalisée par l'algorithme de gestion de la demande a été effectuée selon une prévision « parfaite » des données liées aux ressources et à la consommation, à partir des séries temporelles disponibles et pour un horizon allant jusqu'à 48 h. Dans la réalité, une incertitude existe dans la prévision de ces données.

Prolongements et perspectives de recherche

Plusieurs questions et perspectives apparaissent au vu des travaux réalisés et des résultats obtenus dans le cadre de ces travaux de thèse, mais aussi des limites évoquées précédemment. Ces perspectives peuvent être classifiées selon plusieurs aspects et hiérarchisées selon leur mise en oeuvre (de la plus simple à la plus complexe) :

Amélioration des travaux réalisés

- **Prise en compte du vieillissement des sources d'énergie renouvelable et de la batterie** : la dégradation des performances des sources au fur et à mesure du temps n'a pas été considérée dans les travaux réalisés, à cause de la faible quantité d'informations existantes concernant cet aspect (manque d'expérience et de recul des industriels sur le vieillissement des hydroliennes et des houlogénérateurs). Par ailleurs, le modèle de vieillissement utilisé pour les batteries pourrait être amélioré en intégrant la dégradation des performances au cours du temps (vieillessement calendaire et cyclique), sous réserve que les paramètres nécessaires soient disponibles pour la technologie retenue. Un critère lié au vieillissement des sources et des solutions de stockage pourrait être intégré dans les stratégies de gestion du système, afin de limiter le vieillissement de certains éléments. De plus, une intégration du vieillissement des sources dans l'optimisation du dimensionnement permettrait d'inclure un possible coût de remplacement des sources au cours de la durée d'exploitation du système.
- **Intégration d'incertitudes sur les prévisions des données** : la capacité de prévision des ressources et des consommations pour les heures à venir n'est pas parfaite. L'ajout d'une erreur de prévision ou une utilisation de données prévisionnelles pourrait être envisagée, afin d'évaluer l'impact sur les résultats obtenus d'une incertitude sur la prévision des profils de ressources et de consommation. Néanmoins, une optimisation combinée de la gestion et du dimensionnement intégrant cette notion d'incertitude pourrait nécessiter une étude de sensibilité afin de quantifier l'influence du taux d'incertitude sur les résultats obtenus, ce qui allongerait le temps de calcul.
- **Amélioration de l'évaluation économique** : le coût de production de l'électricité a été évalué à partir des coûts d'investissement et de fonctionnement de chaque élément du micro-réseau (sources et batteries). Il apparaît nécessaire de quantifier plus précisément le coût de chaque source et des batteries en distinguant des coûts d'investissement pour chacun des éléments de leur chaîne de conversion (convertisseur, transformateur, génératrice, etc.), et en envisageant le remplacement de certains de ces éléments au cours de la durée d'exploitation du système. Par ailleurs, il apparaît judicieux d'intégrer la notion de taux de réserve (puissance disponible en cas de variation brutale de la consommation, voir Chapitre V) dans l'optimisation technico-économique du dimensionnement, ce qui aurait pour conséquence d'augmenter le coût des solutions obtenues.
- **Étude des aspects liés au contrôle-commande** : le contrôle permettant de garantir le bon fonctionnement et la stabilité du micro-réseau en cas de fluctuation des ressources ou de la consommation pourrait être étudié à l'avenir. De plus, le maintien de la tension et de la fréquence du réseau doit être étudié pour envisager le développement d'un tel réseau (*grid-forming*). L'étude du contrôle du micro-réseau nécessite l'utilisation de modèles dynamiques, basés sur une modélisation précise des différents éléments du système selon diverses grandeurs physiques (tension, courant, fréquence, etc.). Les modèles énergétiques utilisés dans cette thèse ne peuvent donc pas être utilisés pour étudier ces aspects. Les stratégies de contrôle-commande pourraient ensuite être validées expérimentalement sur le banc HIL, afin de confirmer que le réseau reste stable quelle que soit la situation.
- **Étude de l'influence d'une dispersion spatiale des sources installées** : les données de ressources utilisées dans ces travaux concernaient un même emplacement, impliquant une

installation des sources dans une zone géographique restreinte. Une analyse de la corrélation spatio-temporelle des différentes ressources sur une surface plus vaste pourrait permettre de définir s'il est plus avantageux de disperser les sources sous la forme de fermes ou d'installer des systèmes combinant plusieurs sources. Par exemple, l'utilisation d'une plateforme flottante sur laquelle seraient installées différentes sources permettrait de mutualiser les moyens (infrastructure, ancrage, etc.), mais il n'est pas garanti que la récupération d'énergie soit optimisée. Aussi, le coût d'acquisition ou de location de la surface nécessaire à l'installation des sources pourrait être quantifié.

Intégration de solutions technologiques différentes

- **Utilisation de solutions de stockage différentes** : d'autres solutions de stockage seraient-elles plus adaptées d'un point de vue technico-économique, en complément ou en remplacement des batteries lithium-ion ? Par exemple, l'utilisation d'un stockage par hydrogène ou par air comprimé pourrait être envisagée. Cependant, l'intégration d'une autre technologie de stockage en complément des batteries lithium-ion nécessiterait une évolution de l'algorithme de gestion du système, en considérant notamment la hiérarchisation de la charge et de la décharge des solutions de stockage.
- **Extension des charges considérées pour la gestion de la demande** : seules les charges liées au chauffage électrique et aux chauffe-eau ont été considérées dans cette thèse, à cause du peu d'informations disponibles. Ainsi, une distinction plus précise du profil de consommation pourrait être effectuée en intégrant d'autres usages (appareils électroménagers par exemple), pour lesquelles des actions seraient ajoutées à l'algorithme de gestion de la demande. L'interdiction de couper l'alimentation de certaines consommations (congélateurs et réfrigérateurs par exemple) ainsi qu'une limitation de l'écrêtage sur un nombre d'heures consécutives pourraient aussi être ajoutées. Par ailleurs, une utilisation de données de consommation réelles pour les différentes charges serait bénéfique en termes de précision et de fiabilité des résultats. Cependant, cela nécessite que ces informations puissent être transmises au gestionnaire du réseau par des compteurs communicants, ce qui n'est pas encore le cas sur tous les territoires insulaires.
- **Étude de l'usage du surplus d'énergie produite par les sources** : le surplus d'énergie étant très élevé (plus de 70 % de l'énergie pouvant être produite par les sources est perdue à cause de batteries déjà chargées et d'une demande satisfaite), cette énergie pourrait-elle être utilisée pour d'autres usages, non inclus dans la courbe de consommation utilisée dans ces travaux ? Par exemple, il pourrait être envisagé de produire de l'hydrogène qui servirait au transport terrestre et/ou maritime. Aussi, l'alimentation de véhicules électriques pourrait être envisagée, ce qui complexifierait néanmoins l'algorithme de gestion d'énergie (gestion de la charge et décharge des véhicules, prise en compte du caractère stochastique et de la dimension géographique, etc.). L'utilisation du surplus d'énergie produite pourrait être bénéfique d'un point de vue économique. En effet, l'étude menée dans le Chapitre III a montré que les bénéfices pouvant être obtenus par la vente du surplus d'énergie produite au montant du coût de production (*LCOE*) pouvaient atteindre le montant investi pour le système multi-sources.

Extension de l'étude réalisée

- **Intégration de la dimension environnementale** : il serait intéressant de comparer l'empreinte carbone (quantité de CO₂ émis par kWh produit) des solutions proposées dans ces travaux (quatre sources d'énergie renouvelable et batteries) avec l'empreinte carbone du réseau actuel de l'île d'Ouessant, dans lequel des groupes électrogènes sont utilisés. Aussi, une comparaison de l'empreinte carbone des quatre sources considérées pourrait être réalisée, afin de préconiser éventuellement l'implantation des solutions ayant les meilleures empreintes carbone.
- **Intégration de la dimension sociétale** : pour envisager l'application des stratégies de gestion de la demande sur un micro-réseau réel, il serait nécessaire au préalable de mener une étude de l'acceptabilité sociétale auprès des populations concernées. Celle-ci permettrait de définir quelles seraient les stratégies les mieux acceptées et les conditions d'application (durée, charges concernées, bénéfices en contrepartie pour les consommateurs, etc.). Aussi, une étude de l'acceptabilité sociétale d'une implantation de sources d'énergie renouvelable sur l'île et en mer devrait être menée, pour définir par exemple les emplacements les mieux acceptés par la population locale.
- **Extension de l'étude à d'autres zones géographiques** : seul le cas de l'île d'Ouessant a été étudié dans cette thèse, pour des raisons liées à la disponibilité des données et à l'intérêt énergétique du site. Il paraît donc pertinent d'étudier à l'avenir d'autres emplacements géographiques, afin de vérifier si les tendances observées en termes de dimensionnement et de gestion seraient semblables ou non pour d'autres endroits sur la planète. Néanmoins, la disponibilité parfois limitée des données peut rendre délicate ce genre d'étude, notamment pour les courants de marées pour lesquels les données sont plus rares que les données de vent, de vagues et de rayonnement solaire.

Ainsi, de nombreux prolongements peuvent être envisagés à l'issue de ces travaux de thèse. Les aspects liés à l'intégration de solutions de stockage différentes et à l'usage du surplus d'énergie produite semblent être des points prioritaires pour favoriser le développement de systèmes multi-sources basés sur l'utilisation de sources d'énergie renouvelable. Par ailleurs, la disponibilité des données liées à la consommation et aux ressources peut représenter un verrou pour plusieurs perspectives, telles que l'intégration de charges supplémentaires et l'extension de l'étude à d'autres zones géographiques. La méconnaissance du vieillissement des sources d'énergie marine renouvelable semble être un verrou pour envisager une intégration de cet aspect dans le dimensionnement du système.

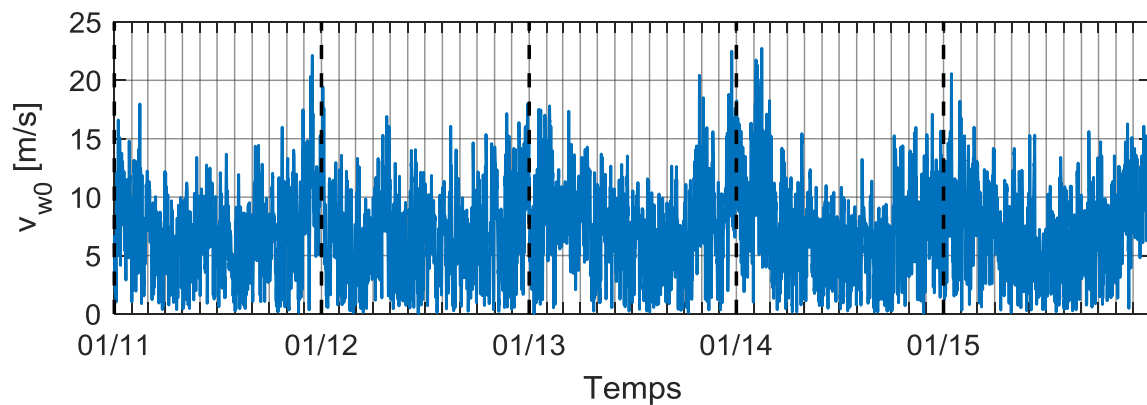
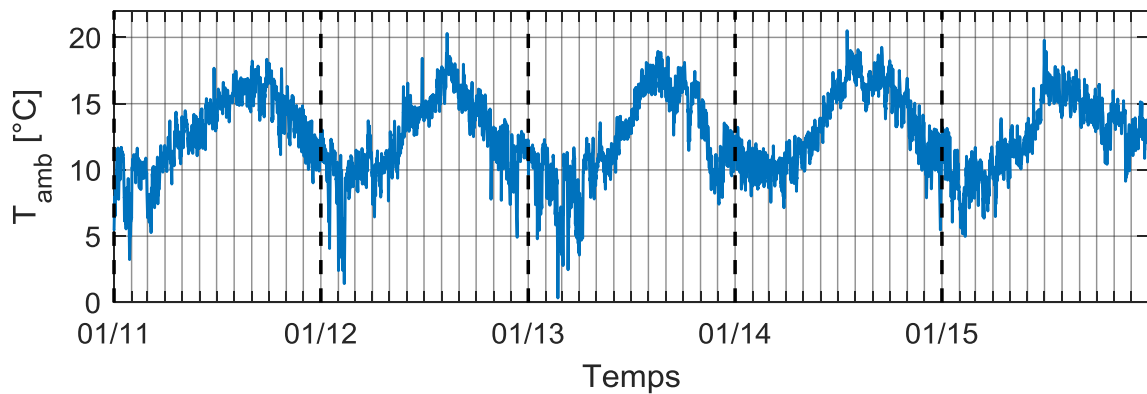
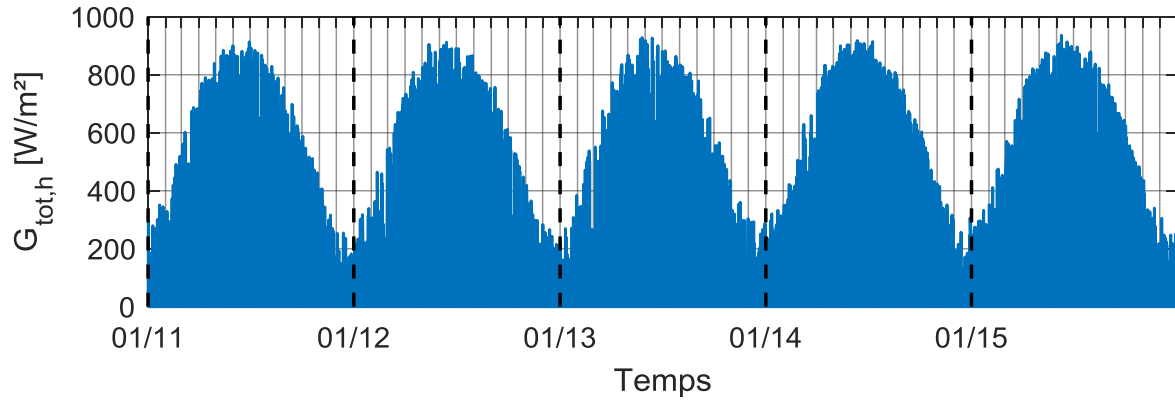
Annexes

Chapitre A : Annexes

A.1. PROFILS LIÉS AUX RESSOURCES ET À LA CONSOMMATION	201
A.2. ANALYSE DE SENSIBILITÉ ÉCONOMIQUE : IMPACT DES VARIATIONS DES COÛTS D'INVESTISSEMENT SUR LES DIMENSIONNEMENTS	203
A.2.1. <i>Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux panneaux solaires photovoltaïques</i>	204
A.2.2. <i>Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux éoliennes</i>	205
A.2.3. <i>Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux hydroliennes</i>	206
A.2.4. <i>Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux houlogénérateurs</i>	207
A.2.5. <i>Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux batteries</i>	208
A.3. EVALUATION DE LA TEMPÉRATURE INTÉRIEURE D'UNE HABITATION	209

A.1. Profils liés aux ressources et à la consommation

Les profils temporels liés aux ressources exploitées et à la consommation de l'île d'Ouessant entre le 1^{er} Janvier 2011 et le 31 Décembre 2015 sont proposés dans les figures suivantes, basés sur des données horaires.



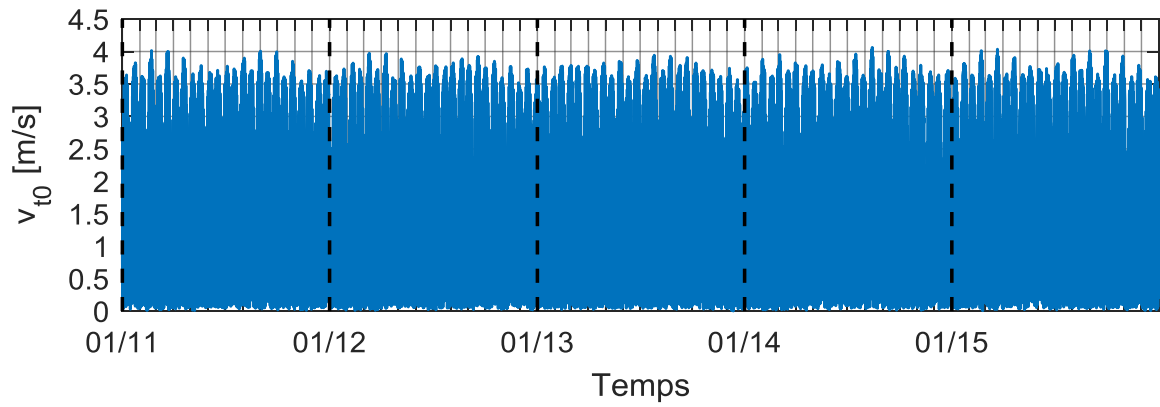


Figure A-4 : Vitesse des courants de marée v_{t0}

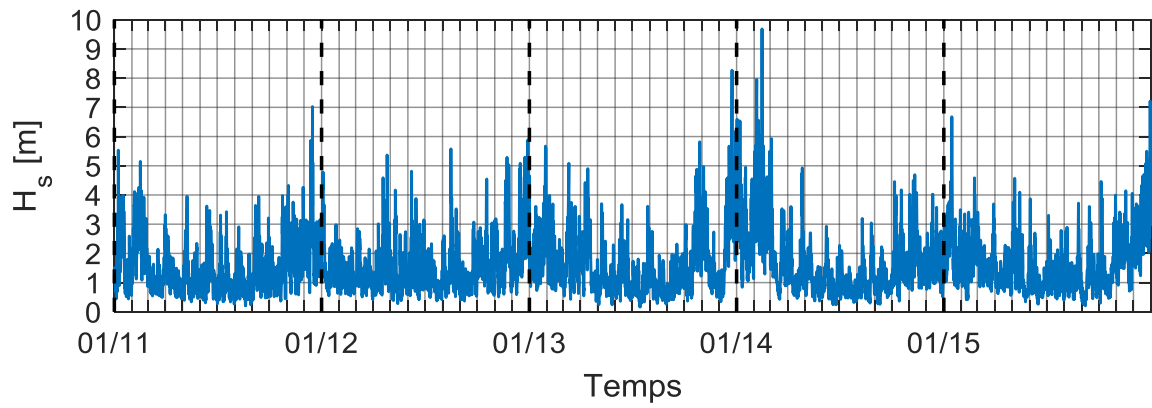


Figure A-5 : Hauteur significative des vagues H_s

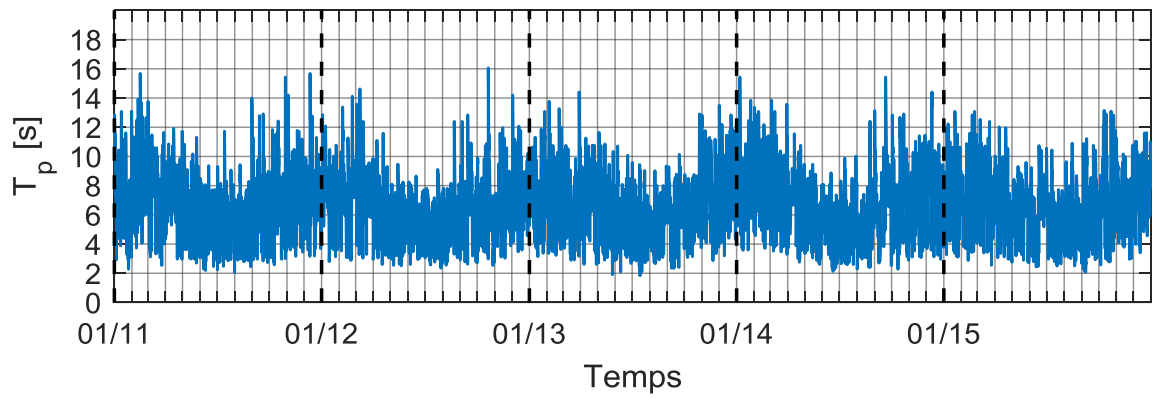


Figure A-6 : Période de pic des vagues T_p

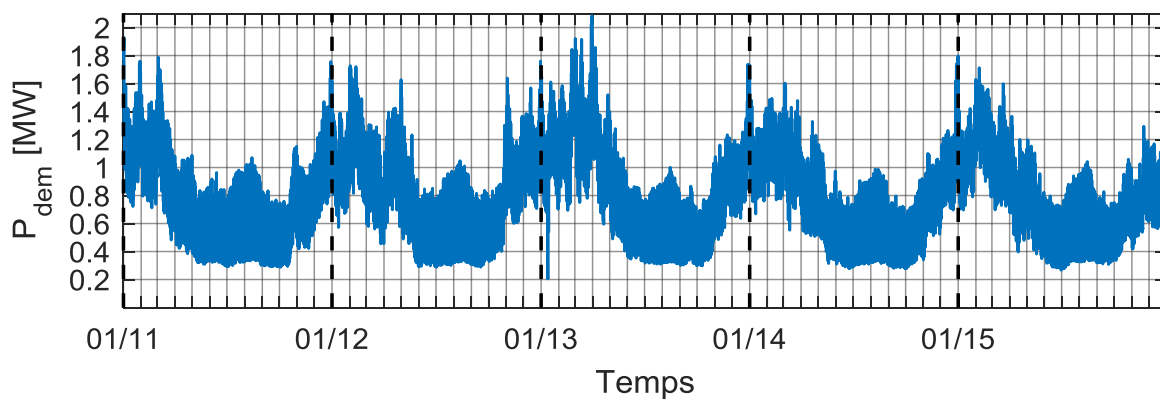


Figure A-7 : Puissance consommée P_{dem}

A.2. Analyse de sensibilité économique : impact des variations des coûts d'investissement sur les dimensionnements

Cette section apporte des résultats complémentaires à l'étude de sensibilité économique réalisée dans la partie III.4.4. Pour chaque élément du système multi-sources, l'impact d'une variation du coût d'investissement associé à cet élément sur les dimensionnements des différents éléments est évalué. Afin de clarifier les tracés, seules les variations des coûts d'investissement de +50 % et -50 % sont proposées. Pour chaque élément du système, les tracés suivants sont donnés :

- Fronts de Pareto des solutions optimales : front obtenu pour les coûts de référence, front obtenu pour une hausse de 50 % du coût d'investissement de l'élément concerné, front obtenu pour une baisse de 50 % du coût d'investissement de l'élément concerné ;
- Fronts de Pareto des solutions optimales distingués selon les dimensionnements de chacun des cinq éléments.

Les résultats obtenus sont présentés dans les pages suivantes.

A.2.1. Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux panneaux solaires photovoltaïques

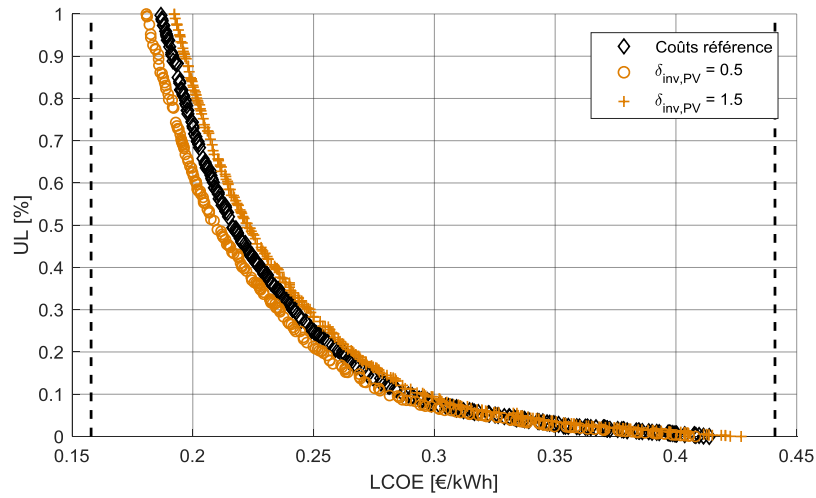


Figure A-8 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des panneaux solaires photovoltaïques de +50 % et -50 %

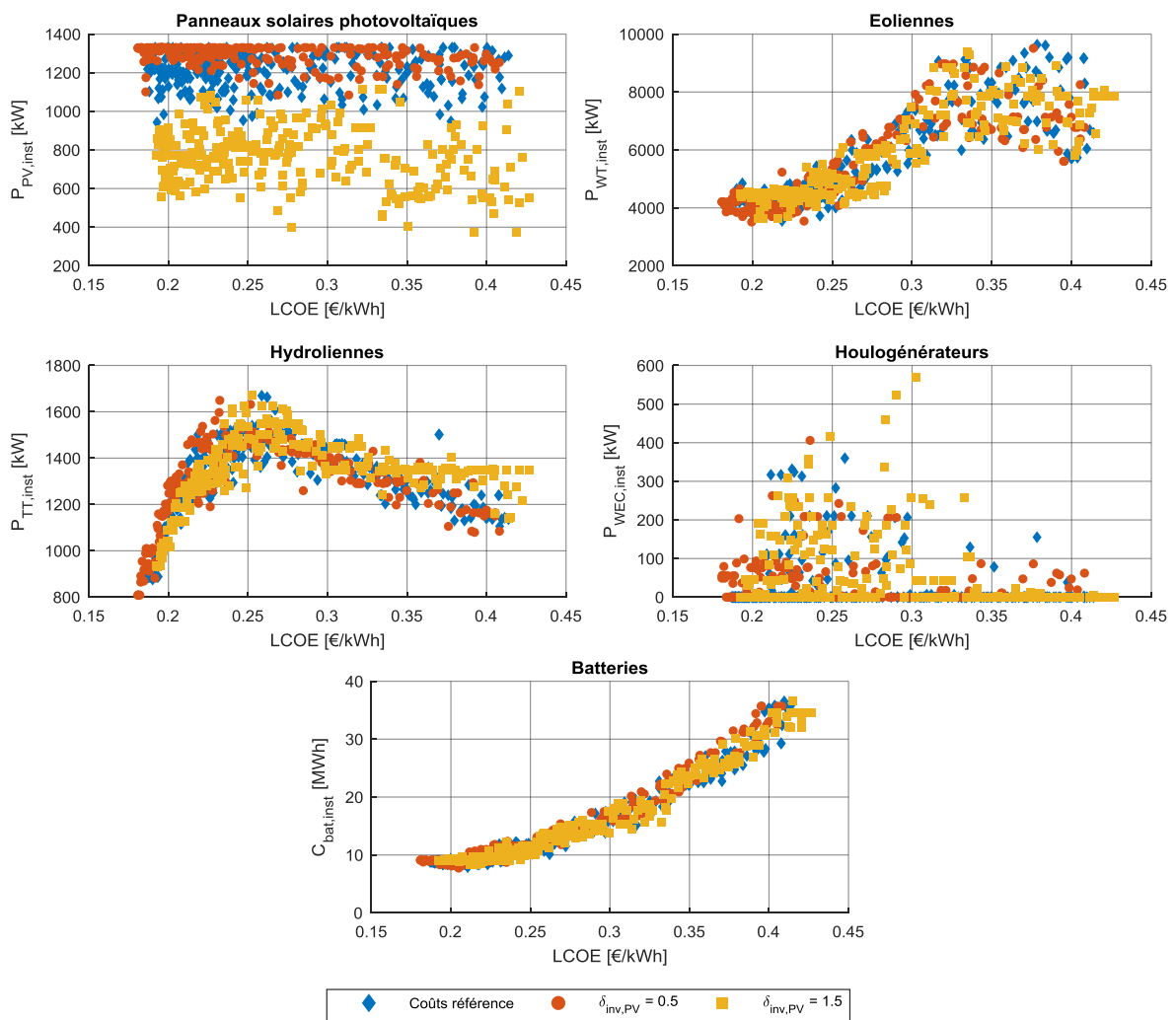


Figure A-9 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément

A.2.2. Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux éoliennes

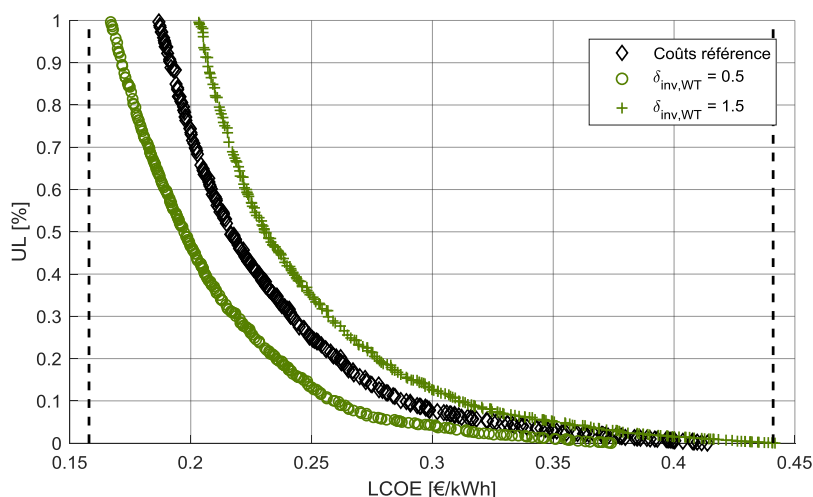


Figure A-10 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des éoliennes de +50 % et -50 %

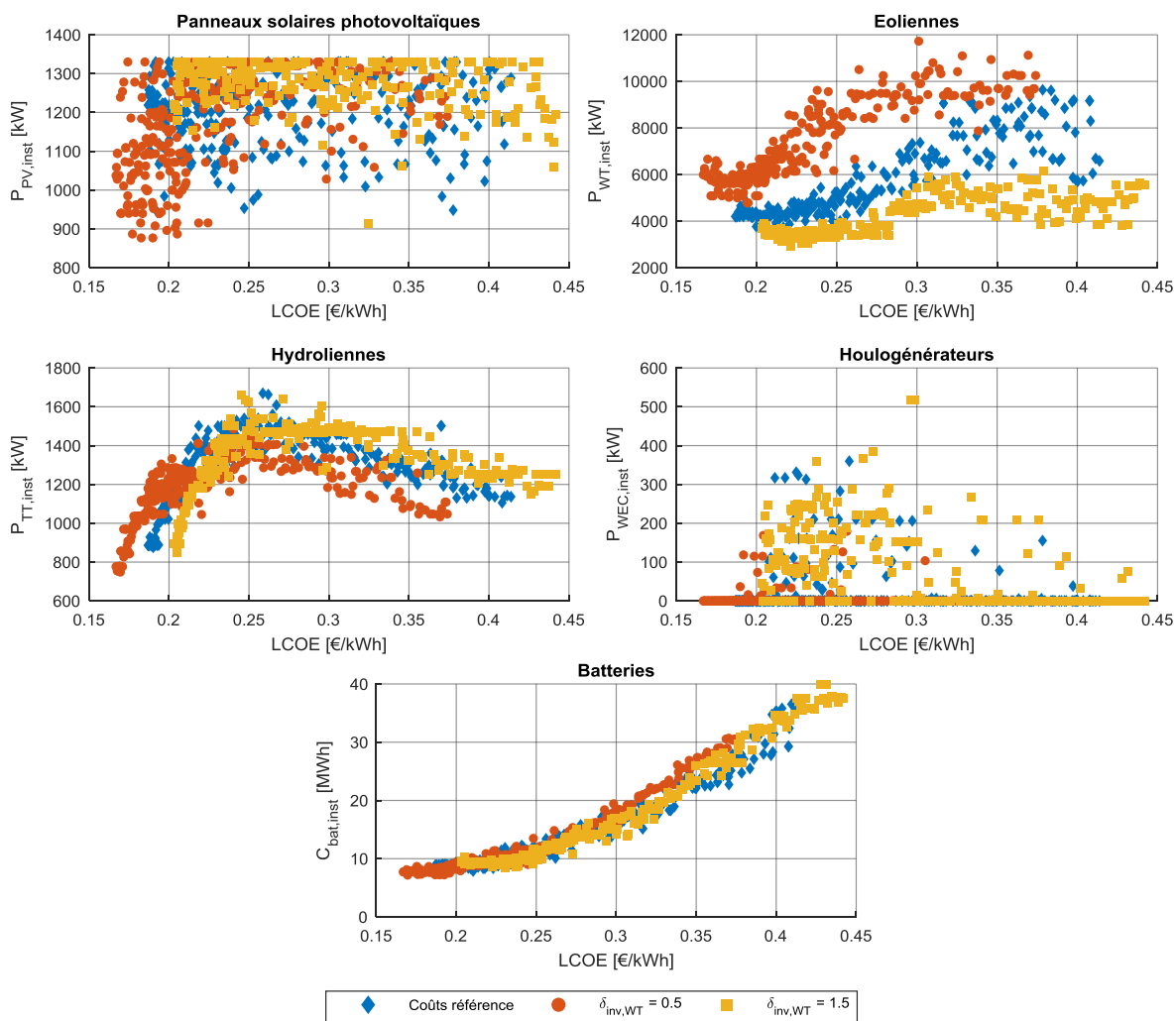


Figure A-11 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément

A.2.3. Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux hydroliennes

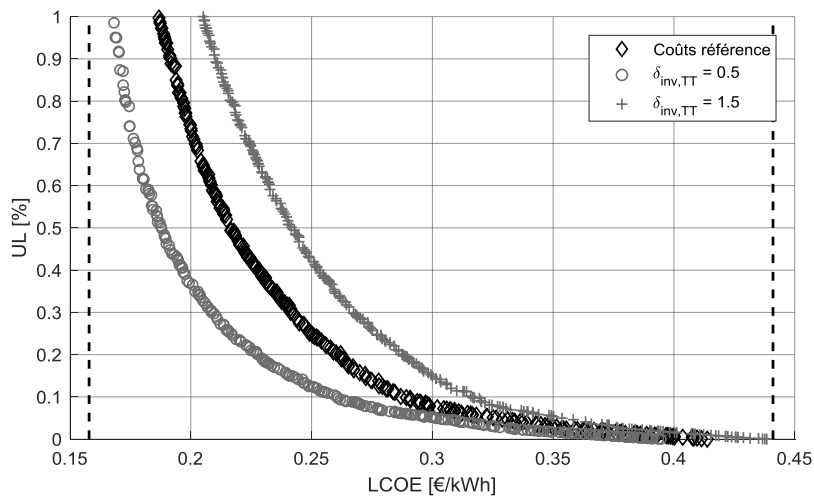


Figure A-12 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des hydroliennes de +50 % et -50 %

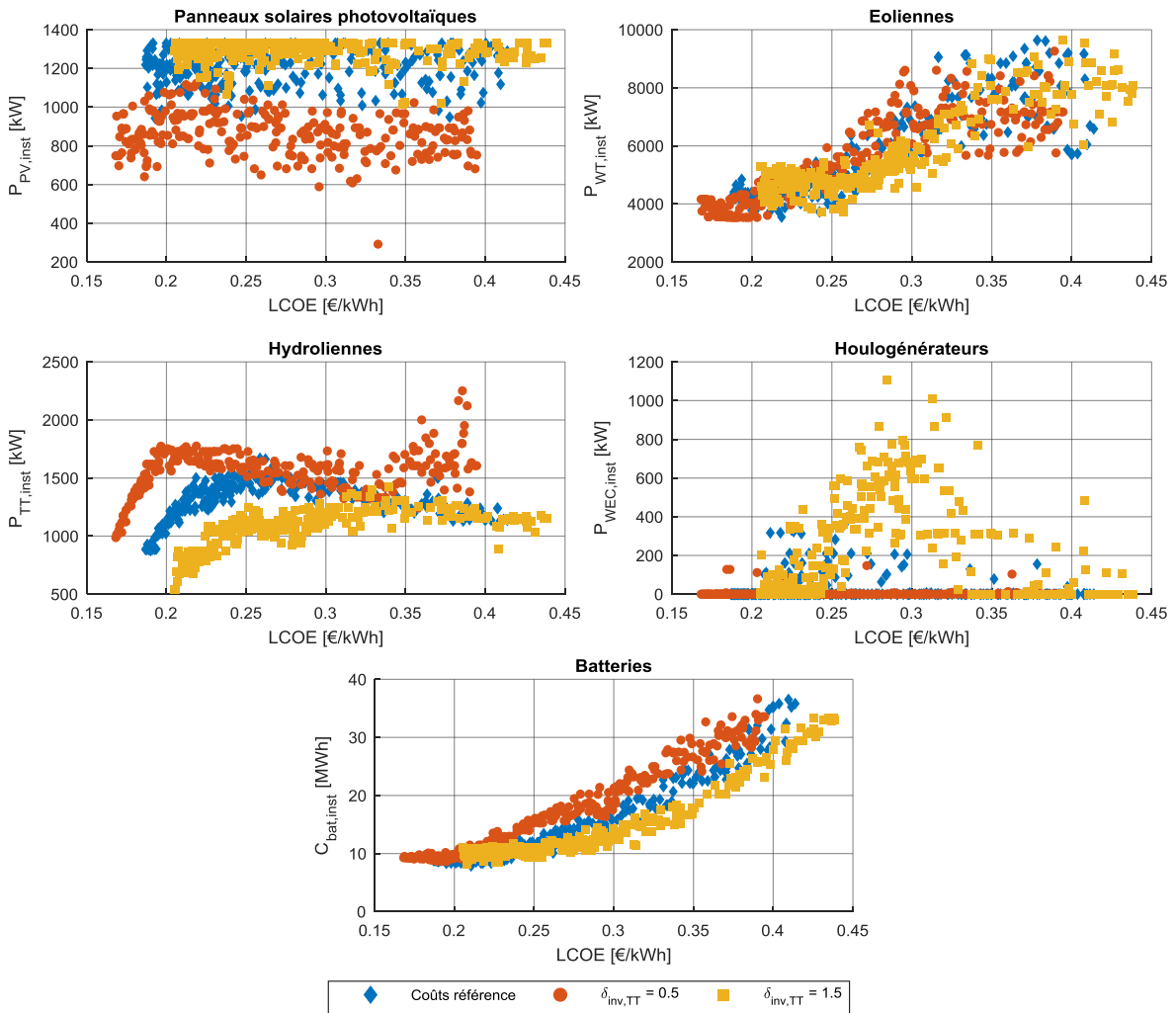


Figure A-13 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément

A.2.4. Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux houlogénérateurs

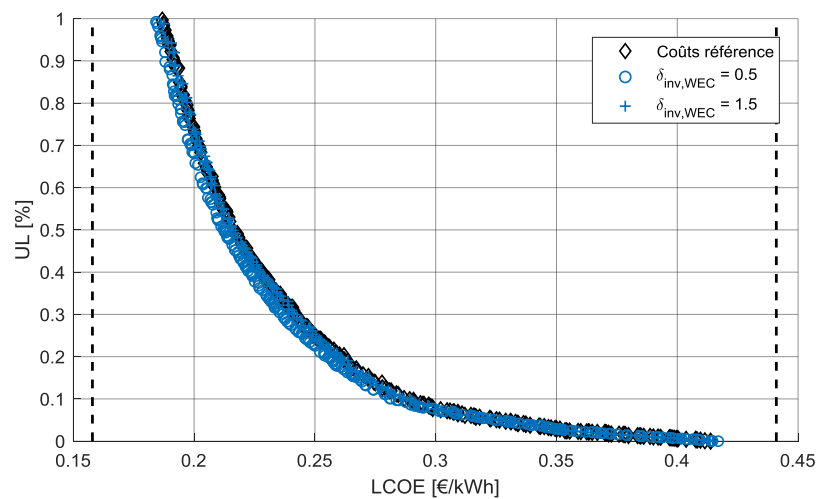


Figure A-14 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des houlogénérateurs de +50 % et -50 %

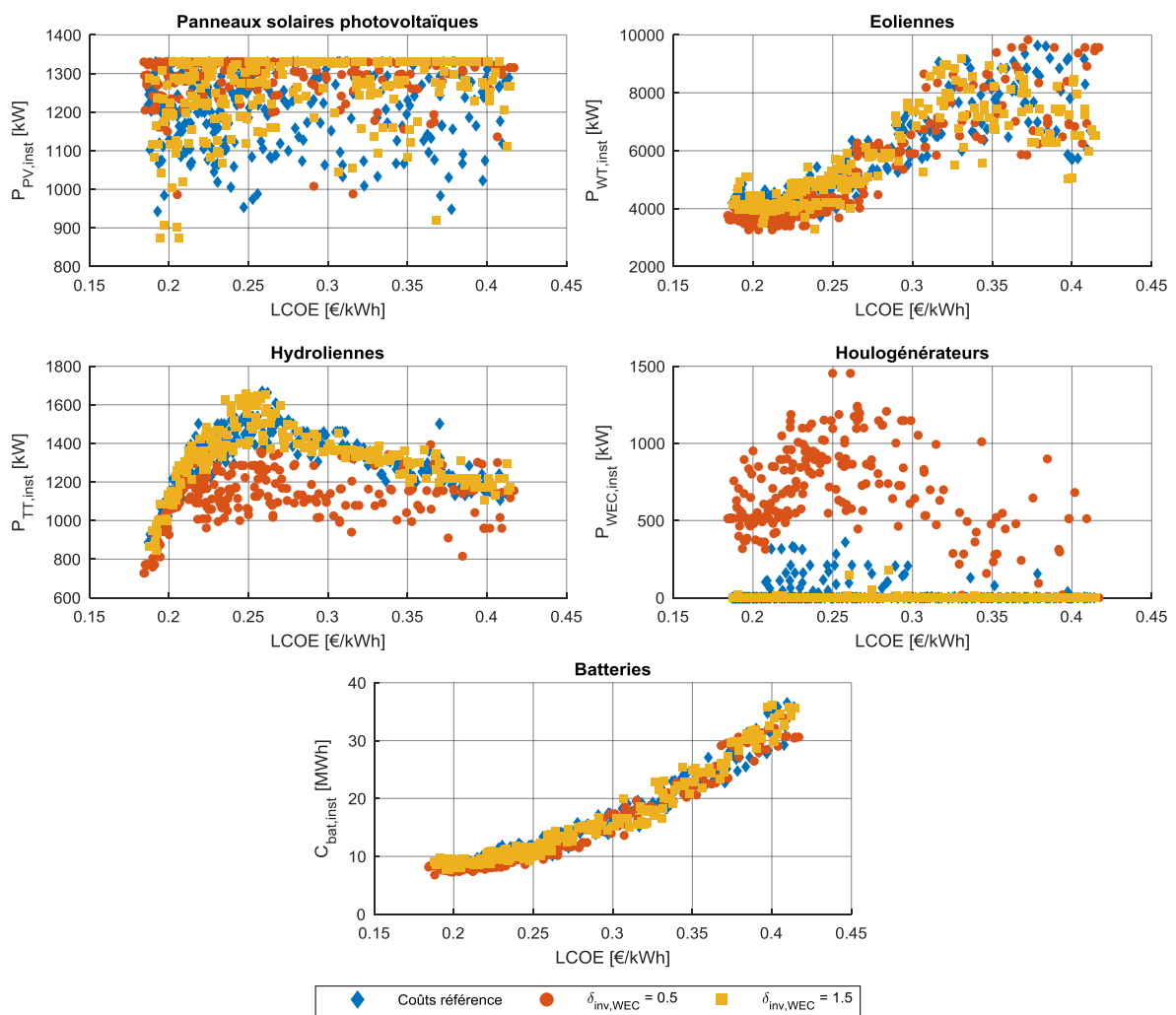


Figure A-15 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément

A.2.5. Impact d'une variation du coût d'investissement lié aux batteries

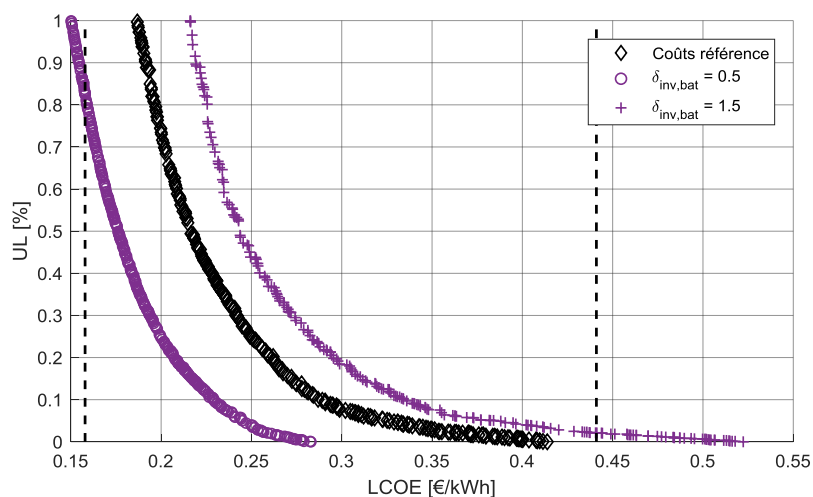


Figure A-16 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des batteries de +50 % et -50 %

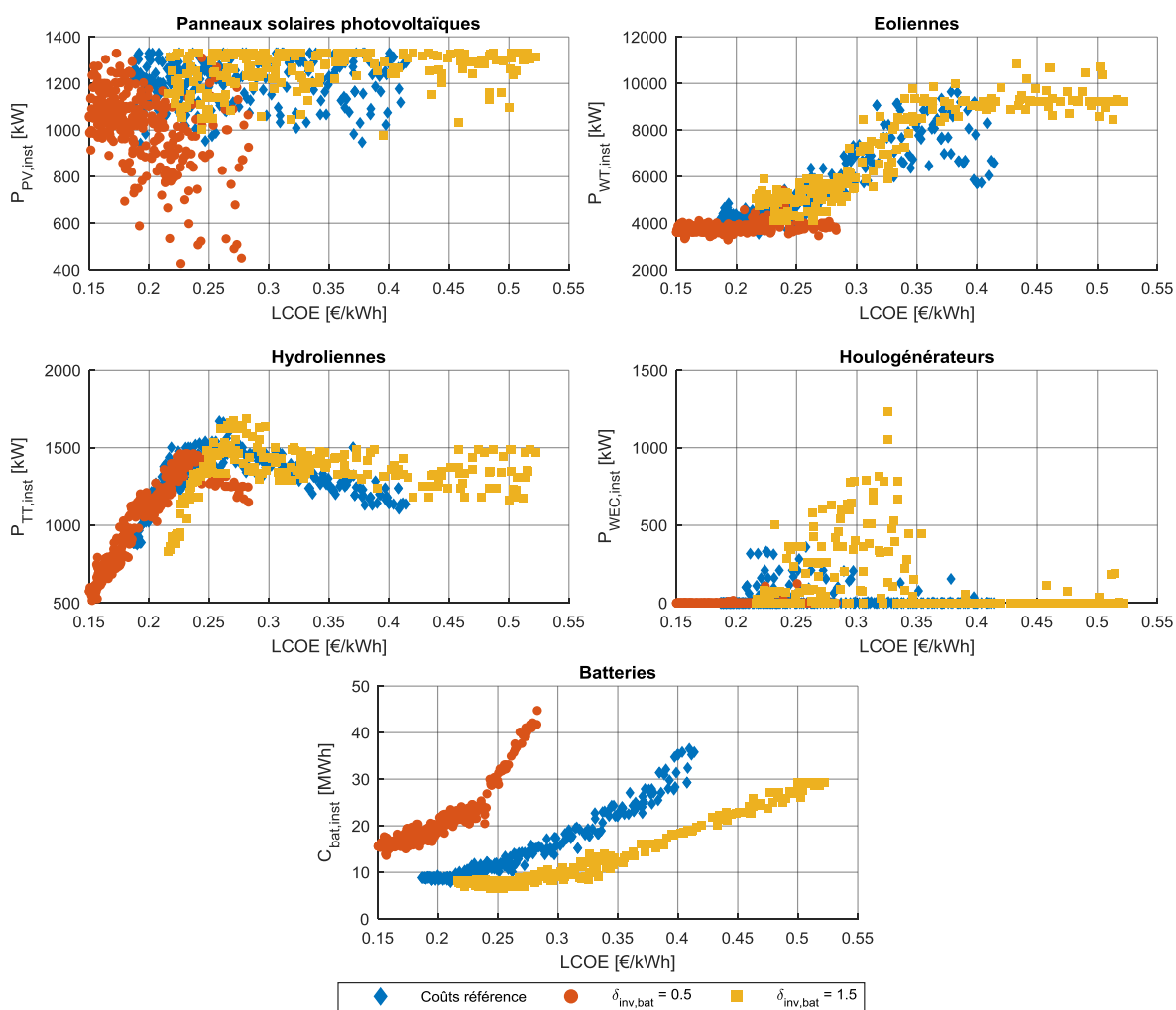


Figure A-17 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément

A.3. Evaluation de la température intérieure d'une habitation

Afin d'évaluer l'inconfort thermique engendré par la modification de la puissance du chauffage électrique, il est nécessaire de calculer la température intérieure d'une habitation. De nombreux modèles thermiques d'habitation existent dans la littérature. Le modèle le plus simple qui requiert le moins de paramètres est basé sur un modèle du 1^{er} ordre, en faisant l'analogie avec le comportement d'un circuit électrique RC [174], [175]. Ce modèle, présenté sur la Figure A-18, utilise les grandeurs suivantes :

- C_{th} la capacité thermique équivalente d'une habitation [Wh/°C] ;
- $P_{HT,hab}$ la puissance de l'ensemble des radiateurs d'une habitation [W] ;
- R_{th} la résistance thermique équivalente d'une habitation [°C/W] ;
- T_{in} la température de l'air à l'intérieur d'une habitation [°C] ;
- T_{amb} la température de l'air à l'extérieur d'une habitation [°C].

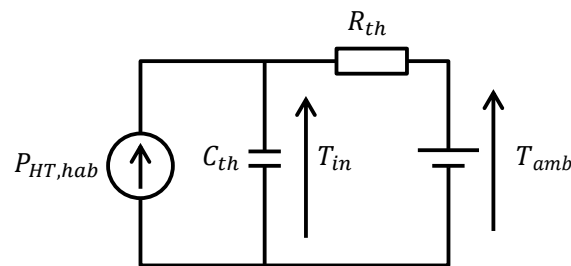


Figure A-18 : Modèle thermique d'une habitation

L'équation régissant le fonctionnement de ce circuit est définie par [174], [175] :

$$P_{HT,hab}(t) = C_{th} \frac{dT_{in}(t)}{dt} + \frac{1}{R_{th}} (T_{in}(t) - T_{amb}(t)) \quad (\text{A-1})$$

Selon cette équation différentielle, la température T_{in} à un instant t_k peut être définie par :

$$T_{in}(t_k) = \lambda T_{in}(t_{k-1}) + (1 - \lambda)(R_{th} \times P_{HT,hab}(t_{k-1}) + T_{amb}(t_{k-1})) \quad \text{avec } \lambda = e^{-\frac{\Delta t}{R_{th} \times C_{th}}} \quad (\text{A-2})$$

La puissance $P_{HT,hab}$ à un instant t_k liée à la puissance de l'ensemble des radiateurs d'une habitation doit être déterminée à partir de la puissance P_{HT} liée au chauffage pour l'ensemble des habitations de l'île et à partir du nombre d'habitations occupées. En effet, la dispersion des résultats observée dans le Chapitre IV concernant l'énergie journalière consommée montre que la fréquentation touristique a un impact sur la consommation électrique. Ainsi, les habitations de l'île sont susceptibles de ne pas être toutes occupées au cours de l'année. La puissance liée au chauffage pour une habitation $P_{HT,hab}$ ne peut donc pas être obtenue selon une division de la puissance P_{HT} par un nombre d'habitations constant.

La méthodologie présentée ci-après est considérée pour déterminer la puissance $P_{HT,hab}$ et le nombre d'habitations occupées.

1. La puissance P_{HT} liée au chauffage électrique pour l'ensemble des habitations de l'île (Chapitre IV) a été déterminée à partir de la température moyenne journalière de l'air extérieur $T_{amb,moy/j}$. Ainsi, pour chaque journée d , il peut être considéré que la valeur de cette puissance P_{HT} a permis de maintenir la température intérieure des habitations occupées à la

valeur de consigne ($T_{in}(d) = T_{in,ref}$), pour une température extérieure moyenne $T_{amb,moy/j}(d)$. En considérant ce raisonnement, la puissance de chauffage $P_{HT,hab}$ ayant permis de maintenir la température T_{in} d'une habitation à une valeur de consigne $T_{in,ref}$ peut être définie en négligeant le terme transitoire de l'équation (A-1) (il est considéré que la température T_{in} d'un jour à l'autre est égale à la température de consigne $T_{in,ref}$, ce qui annule le terme lié au régime transitoire), tel que :

$$T_{in}(d) = R_{th} \times P_{HT,hab}(d) + T_{amb,moy/j}(d) = T_{in,ref} \quad (A-3)$$

$$P_{HT,hab}(d) = \frac{T_{in,ref} - T_{amb,moy/j}(d)}{R_{th}} \quad (A-4)$$

2. Pour une journée d , le nombre N_{hab} d'habitations pour lesquelles le chauffage est activé peut être calculé à partir de la puissance P_{HT} liée au chauffage pour l'ensemble de l'île et de la puissance $P_{HT,hab}$ liée au chauffage pour une habitation, selon :

$$N_{hab}(d) = \frac{P_{HT}(d)}{P_{HT,hab}(d)} \quad (A-5)$$

Ainsi, la température intérieure d'une habitation à un instant t_k peut être définie selon la puissance P'_{HT} issue de la planification de l'algorithme de gestion de la demande, en considérant N_{hab} habitations occupées ce jour-là :

$$P'_{HT,hab}(t_k) = \frac{P'_{HT}(t_k)}{N_{hab}(t_k)} \quad (A-6)$$

$$T_{in}(t_k) = \lambda T_{in}(t_{k-1}) + (1 - \lambda)(R_{th} \times P'_{HT,hab}(t_{k-1}) + T_{amb}(t_{k-1})) \quad (A-7)$$

avec $P'_{HT,hab}$ la puissance liée au chauffage électrique d'une habitation après application de l'algorithme de gestion de la demande [W].

Les paramètres thermiques considérés dans cette thèse correspondent au cas d'une maison individuelle moyennement isolée : $C_{th} = 2200 \text{ Wh/}^\circ\text{C}$ et $R_{th} = 0.01 \text{ }^\circ\text{C/W}$ [175].

Nomenclature

Grandeur	Désignation	Unité
A	Vecteur des variables de décision liées à la modification de la consommation des chauffe-eau	-
A_i	Indice anisotropique	-
B	Vecteur des variables de décision liées à la modification de la consommation du chauffage électrique	-
C	Vecteur des variables de décision liées à la modification de la consommation des autres charges	-
C_{th}	Capacité thermique équivalente d'une habitation	Wh/°C
$C_{bat,inst}$	Capacité installée totale des batteries	Wh
$C_{bat,ref}$	Capacité nominale d'une batterie	Wh
$C_{inv,bat}$	Coût d'investissement lié aux batteries	€
$C'_{inv,bat}$	Coût d'investissement par unité de capacité installée	€/kWh
$C_{inv,i}$	Coût d'investissement d'une source i	€
$C'_{inv,i}$	Coût d'investissement d'une source i par unité de puissance installée	€/kW
$C_{O\&M,bat}$	Coût lié au fonctionnement et à la maintenance des batteries	€
$C_{O\&M,i}$	Coût de fonctionnement et de maintenance d'une source i	€
$C'_{O\&M,i}$	Coût annuel de fonctionnement et de maintenance d'une source i par unité de puissance installée	€/kW/an
$C_{p,t,max}$	Coefficient de puissance de l'hydrolienne	-
$C_{r,bat}$	Coût lié au remplacement des batteries au cours de la durée d'exploitation du système	€
c_{xx}	Coefficient d'auto-corrélation d'une grandeur x	-
c_{xy}	Coefficient d'inter-corrélation entre une grandeur x et une grandeur y	-
CRF	Facteur de récupération du capital	-
DHH	Indicateur d'inconfort thermique haut (degrés-heures)	°C.h
DHL	Indicateur d'inconfort thermique bas (degrés-heures)	°C.h
DoD	Profondeur de décharge de la batterie	-
$E_{bat,ch}$	Energie accumulée par la batterie en phase de charge	Wh
E_{dem}	Energie demandée	Wh
$E_{dem/j}$	Energie totale consommée par jour (réelle)	Wh
$E_{dem/j,est}$	Energie totale consommée par jour (estimée)	Wh
$E_{ech,max}$	Énergie maximum échangeable par la batterie au cours de sa durée de vie	Wh
E_{gen}	Energie produite par l'ensemble des sources	Wh
$E_{HT/j}$	Energie consommée par le chauffage électrique par jour (réelle)	Wh
$E_{HT/j,est}$	Energie consommée par le chauffage électrique par jour (estimée)	Wh
E_{UL}	Energie demandée insatisfaite	Wh
$E_{WH/j}$	Energie consommée par les chauffe-eau par jour	Wh
F	Vecteur des fonctions objectif du problème d'optimisation du dimensionnement	-
f	Fonction objectif du problème d'optimisation liée à la planification des charges	-
$F_{ch,x}$	Facteur de charge d'une source x	-
$f_{dif,h}$	Facteur de correction de la composante diffusée par l'horizon	-
f_p	Fréquence des vagues correspondant à la densité spectrale de puissance maximale	Hz

Grandeur	Désignation	Unité
g_c	Contrainte d'inégalité du problème d'optimisation liée à la planification des charges	-
$G_{0,h}$	Rayonnement extra-terrestre reçu par un plan horizontal correspondant au rayonnement hors atmosphère	W/m ²
$G_{dif,h}$	Rayonnement diffus reçu par un plan horizontal	W/m ²
$G_{dir,h}$	Rayonnement direct reçu par un plan horizontal	W/m ²
$G_{dif,\beta}$	Rayonnement diffus du ciel reçu par le panneau solaire photovoltaïque incliné	W/m ²
$G_{dir,\beta}$	Rayonnement direct reçu par le panneau solaire photovoltaïque incliné	W/m ²
G_{NOCT}	Rayonnement reçu par le panneau solaire photovoltaïque dans des conditions de fonctionnement normales	W/m ²
$G_{r,\beta}$	Rayonnement diffus réfléchi par le sol et reçu par le panneau solaire photovoltaïque incliné	W/m ²
$G_{tot,h}$	Rayonnement global reçu par un plan horizontal	W/m ²
$G_{tot,\beta}$	Rayonnement global reçu par le panneau solaire photovoltaïque incliné	W/m ²
H_{avg}	Hauteur moyenne des vagues sur une période donnée	m
H_m	Hauteur de vague la plus probable sur une période donnée	m
H_{max}	Hauteur la plus grande observée sur une période donnée	m
H_s	Hauteur significative des vagues sur une période donnée	m
h_t	Hauteur au-dessus du fond de l'océan considérée pour l'exploitation des courants marins	m
h_{t0}	Profondeur des fonds marins	m
h_w	Hauteur considérée pour l'exploitation du potentiel éolien	m
h_{w0}	Hauteur des instruments de mesure du vent	m
j	Instant au cours de la période planifiée	-
k	Instant au cours de la période simulée	-
K	Nombre d'heures de la période de planification	-
$LCOE$	Coût actualisé de l'énergie	€/kWh
m_n	Moment du spectre $S_w(\omega)$	-
N	Nombre d'instant simulés	-
N_{bat}	Nombre de batteries	-
$N_{cycles\ max}$	Nombre de cycles maximum que peut supporter la batterie pour une profondeur de décharge donnée	cycles
N_{def}	Nombre d'heures par an pendant lesquelles la demande ne peut être satisfaite	h/an
N_{exp}	Durée d'exploitation du système	années
N_{PV}	Nombre de panneaux solaires photovoltaïques	-
$N_{r\ bat}$	Nombre de remplacements des batteries	-
N_{TT}	Nombre d'hydroliennes	-
N_{WEC}	Nombre de houlogénérateurs	-
N_{WT}	Nombre d'éoliennes	-
P_{bat}	Puissance de consigne de la batterie	W
$P_{bat,tot}$	Puissance produite par l'ensemble des batteries	W
$P_{ch\ max}$	Puissance de consigne de la batterie en phase de charge	W
P_{def}	Puissance manquante	W
P_{dem}	Puissance totale demandée	W
P'_{dem}	Puissance totale demandée après application de l'algorithme de gestion de la demande	W
P_{diff}	Puissance à laquelle une batterie doit être théoriquement sollicitée	W

Grandeur	Désignation	Unité
P_{disp}	Puissance maximale pouvant être fournie par les sources et par les batteries	W
$P_{disch\ max}$	Puissance maximale de la batterie en phase de décharge	W
P_{exc}	Puissance excédentaire produite	W
P_{gen}	Puissance produite par l'ensemble des sources	W
$P_{i,inst}$	Puissance installée d'une source i	W
P_{HT}	Puissance liée au chauffage électrique	W
$P_{HT,hab}$	Puissance de l'ensemble des radiateurs d'une habitation	W
$P_{HT\ max}$	Puissance maximale liée au chauffage électrique	W
P'_{HT}	Puissance liée au chauffage électrique après application de l'algorithme de gestion de la demande	W
P_i^*	Puissance de consigne d'un élément i du système multi-sources (source ou consommation)	W
\hat{P}_i	Puissance mesurée pour un élément i du système multi-sources (source ou consommation)	W
P_{NS}	Puissance liée aux consommations non décalables	W
P'_{NS}	Puissance liée aux consommations non décalables après application de l'algorithme de gestion de la demande	W
P_{PV}	Puissance produite par un panneau solaire photovoltaïque	W
$P_{PV,nom}$	Puissance nominale d'un panneau solaire photovoltaïque	W
P_R	Puissance de réserve	W
P_{TT}	Puissance produite par une hydrolienne	W
$P_{TT,nom}$	Puissance nominale d'une hydrolienne	W
P_{UL}	Puissance demandée non satisfaite	W
P_{WEC}	Puissance produite par un houlogénérateur	W
$P_{WEC,nom}$	Puissance nominale d'un houlogénérateur	W
P_{WH}	Puissance liée aux chauffe-eau	W
P'_{WH}	Puissance liée aux chauffe-eau après application de l'algorithme de gestion de la demande	W
P_{WT}	Puissance produite par une éolienne	W
$P_{WT,nom}$	Puissance nominale d'une éolienne	W
R_b	Ratio entre l'angle incident et l'angle zénithal	-
R_{th}	Résistance thermique équivalente d'une habitation	°C/W
r_{bat}	Taux d'actualisation des coûts liés aux batteries	-
r_i	Taux d'actualisation des coûts d'une source i	-
$S_{C_{bat,tot}}$	Facteur de réduction d'échelle associé à la capacité totale des batteries	-
$S_{\Delta t}$	Facteur de réduction d'échelle associé au pas de temps	-
$S_{P_{bat,tot}}^*$	Facteur de réduction d'échelle associé à la puissance des batteries	-
$S_{C_{inv,i}}^{LCOE}$	Indice de sensibilité du coût de l'énergie à la variation du coût d'investissement d'un élément i	-
S_{PV}	Surface d'un panneau solaire photovoltaïque	m ²
S_{TT}	Surface balayée par les pales de l'hydrolienne	m ²
S_w	Densité spectrale associée aux vagues	m ² .s
SEP	Surplus d'énergie produite	-
SoC	État de charge de la batterie	-
SoC_{max}	État de charge maximal autorisé	-
SoC_{min}	État de charge minimal autorisé	-

Grandeur	Désignation	Unité
SoH	État de santé de la batterie	-
SoH_{min}	État de santé minimal de la batterie déclenchant son remplacement	-
T_{amb}	Température ambiante de l'air	°C
$T_{amb\ NOCT}$	Température ambiante de l'air dans des conditions de fonctionnement normales	°C
$T_{amb,moy/j}$	Température ambiante moyenne journalière	°C
$T_{amb,seuil}$	Température ambiante déclenchant l'activation du chauffage	°C
T_c	Température d'une cellule d'un panneau solaire photovoltaïque	°C
$T_{c\ ref}$	Température de la cellule photovoltaïque dans des conditions standard de référence	°C
$T_{c\ NOCT}$	Température de la cellule photovoltaïque dans des conditions de fonctionnement normales	°C
T_e	Période énergétique des vagues	s
T_{in}	Température intérieure d'une habitation	°C
$T_{l\ bat}$	Durée de vie moyenne des batteries	années
T_p	Période de pic du spectre des vagues	s
UL	Taux d'énergie insatisfaite	-
v_t	Vitesse des courants de marée à la hauteur de l'hydrolienne	m/s
v_{t0}	Vitesse des courants de marée mesurée à la surface	m/s
$v_{t,cut-in}$	Vitesse des courants de marée permettant l'enclenchement de l'hydrolienne	m/s
$v_{t,cut-out}$	Vitesse des courants de marée déclenchant l'arrêt de l'hydrolienne	m/s
$v_{t,r}$	Vitesse des courants de marée à partir de laquelle l'hydrolienne produit à sa puissance nominale	m/s
v_w	Vitesse du vent extrapolée à la hauteur du mât de l'éolienne	m/s
v_{w0}	Vitesse du vent mesurée par les instruments	m/s
$v_{w,cut-in}$	Vitesse du vent permettant l'enclenchement de l'éolienne	m/s
$v_{w,cut-out}$	Vitesse du vent déclenchant l'arrêt de l'éolienne	m/s
$v_{w,r}$	Vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne produit à sa puissance nominale	m/s
w_i	Facteur de pondération des termes de la fonction objectif du problème d'optimisation liée à la planification des charges	-
X	Vecteur des variables de décision du problème d'optimisation du dimensionnement	-
α	Variable de décision liée à la consommation des chauffe-eau	-
$\alpha_{O\&M\ bat}$	Part annuelle du coût d'investissement des batteries liée au coût de fonctionnement et de maintenance	-
α_{PV}	Coefficient de variation de la puissance produite par le panneau solaire photovoltaïque en fonction de la température	°C ⁻¹ ou K ⁻¹
α_R	Taux de réserve	-
α_t	Coefficient de la loi de puissance utilisée pour la détermination des courants de marée	-
α_w	Coefficient de rugosité du vent	-
β	Variable de décision liée à la consommation du chauffage électrique	-
β_{PV}	Angle d'inclinaison du panneau solaire photovoltaïque par rapport au sol	°
γ	Variable de décision liée à la consommation des autres charges	-
γ_{PV}	Angle d'orientation du panneau solaire photovoltaïque par rapport à l'axe Nord/Sud	°
γ_s	Angle azimut du Soleil par rapport à l'axe Nord/Sud	°
Δt	Pas de temps de simulation	h
$\delta_{inv,i}$	Variation du coût d'investissement d'un élément i	-

Grandeur	Désignation	Unité
η_{bat}	Rendement de la batterie	-
η_{PV}	Rendement global du panneau solaire photovoltaïque	-
η_{PVref}	Rendement de référence du panneau solaire photovoltaïque pour des conditions standard de référence	-
$\eta_{conv PV}$	Rendement de la chaîne de conversion associée au panneau solaire photovoltaïque	-
$\eta_{conv,TT}$	Rendement de la chaîne de conversion de l'hydrolienne	-
Π_x	Grandeur adimensionnelle associée à une grandeur x	-
θ_i	Angle d'incidence du rayonnement direct par rapport à la normal du panneau	°
θ_z	Angle zénithal correspondant à l'angle entre le Soleil et le zénith	°
ρ_{sol}	Coefficient de réflexion du sol (albédo)	-
ρ_{eau}	Densité volumique de l'eau de mer	kg/m ³
σ_{bat}	Taux d'autodécharge journalier	-

Liste des figures

Figure I-1 : Vue globale du contenu du Chapitre I	15
Figure I-2 : Niveaux de TRL [17]	16
Figure I-3 : Technologies d'éoliennes [29]	21
Figure I-4 : Amplitudes des 4 types de marées sur une période de 14 jours [31]	23
Figure I-5 : Répartition spatiale des types de marées sur la planète [31].....	23
Figure I-6 : Hydrolienne à axe horizontal [40].....	24
Figure I-7 : Hydrolienne à axe vertical, turbine Darrieus [36]	24
Figure I-8 : Hydrolienne à axe vertical, turbine Gorlov [39].....	24
Figure I-9 : Hydrolienne à ailes battantes [39]	24
Figure I-10 : Étages de conversion d'un système houlomoteur [46].....	25
Figure I-11 : Exemples de houlogénérateurs classifiés selon leur localisation, le principe de conversion hydromécanique et l'orientation du système par rapport à la houle [46].....	26
Figure I-12 : Coût de production de l'électricité dans les Zones Non-Interconnectées (ZNI) entre 2008 et 2013 [5].....	31
Figure I-13 : Classification des solutions de stockage, d'après [63], [64]	32
Figure I-14 : Solutions de stockage selon la durée de stockage et l'échelle de puissance [65]	33
Figure I-15 : Vue globale du contrôle hiérarchique sur un micro-grid de type centralisé, à bus AC (inspirée des travaux [59], [68]).....	36
Figure I-16 : Plan de la thèse	45
Figure II-1 : Vue globale du modèle du système multi-sources considéré et sections du chapitre concernées.....	50
Figure II-2 : Composantes du rayonnement solaire reçues par un panneau incliné (d'après [100], [102]).....	51
Figure II-3 : Représentation spatiale de la position du panneau par rapport au Soleil (d'après [100]).....	51
Figure II-4 : Démarche considérée pour le calcul du rayonnement global reçu par un plan incliné	52
Figure II-5 : Représentation spatiale des grandeurs utilisées pour le traitement des données liées au vent.....	54
Figure II-6 : Courbe de puissance d'une éolienne	56
Figure II-7 : Courbe de puissance interpolée (éolienne Enercon E-53/800).....	57
Figure II-8 : Représentation spatiale des grandeurs utilisées pour le traitement des données liées à la vitesse des courants de marée.....	58
Figure II-9 : Courbe de puissance d'une hydrolienne	59
Figure II-10 : Distribution de probabilité des hauteurs de vagues observées sur une période donnée.....	60
Figure II-11 : Matrice de puissance $PWEC$ [kW] du houlogénérateur Oyster [120].....	62
Figure II-12 : Coefficients d'auto-corrélation des ressources exploitées pour τ compris entre 1 h et 48 h (G_{tot}, h : rayonnement solaire, v_{w0} : vitesse du vent, v_{t0} : vitesse des courants de marées, H_s et T_p : hauteur significative et période de pic des vagues)	68
Figure II-13 : Coefficients d'inter-corrélation c_{xy} entre les ressources pour τ allant de 0 h à 48 h.....	70
Figure II-14 : Facteurs de charge horaire pour l'année 2011 (PV : panneau solaire photovoltaïque, WT : éolienne, TT : hydrolienne, WEC : houlogénérateur).....	72
Figure II-15 : Fonctions de répartition des facteurs de charge horaire des autres sources lorsque qu'une source produit peu..	73
Figure III-1 : Vue globale de la démarche d'optimisation du dimensionnement avec les sections du chapitre concernées	80
Figure III-2 : Modèle du système multi-sources.....	81
Figure III-3 : Algorithme de gestion d'énergie considéré pour l'étude du dimensionnement.....	83
Figure III-4 : Profils des différentes puissances pour la période du 01/01/2011 au 04/01/2011	90
Figure III-5 : Profils de l'état de charge des batteries pour la période du 01/01/2011 au 04/01/2011	90
Figure III-6 : Profils des facteurs de charge des sources pour la période du 01/01/2011 au 04/01/2011	90
Figure III-7 : Représentation de la notion de dominance au sens de Pareto pour une optimisation bi-objectif	93
Figure III-8 : Évolution de la population d'individus au cours de l'exécution de l'algorithme génétique NSGA-II (d'après [12], [96], [100], [144], [145])	96
Figure III-9 : Vue d'ensemble de l'optimisation du dimensionnement avec simulation du système	97
Figure III-10 : Ensemble des individus obtenus lors de l'optimisation du dimensionnement, avec le front de Pareto des solutions dominantes	98
Figure III-11 : Nombre d'unités lié aux sources pour chaque solution du front de Pareto	99
Figure III-12 : Puissance installée liée aux sources pour chaque solution du front de Pareto.....	100
Figure III-13 : Part de la puissance installée de chaque source par rapport à la puissance totale installée pour chaque solution du front de Pareto	100
Figure III-14 : Nombre de batteries pour chaque solution du front de Pareto	100
Figure III-15 : Capacité installée totale pour chaque solution du front de Pareto.....	100
Figure III-16 : Indicateurs techniques pour chaque solution du front de Pareto	102

Figure III-17 : Répartition des coûts pour les quatre configurations analysées dans le Tableau III-7	103
Figure III-18 : Coût sur cycle de vie <i>LCC</i> pour chaque solution du front de Pareto et bénéfice pouvant être obtenu par une revente du surplus d'énergie produite à la valeur du <i>LCOE</i>	103
Figure III-19 : Fronts de Pareto obtenus pour une variation des coûts d'investissement de chaque élément de +50 % et -50%	109
Figure III-20 : Variation relative du coût actualisé de l'énergie selon la variation relative du coût d'investissement pour chacun des éléments du système	111
Figure IV-1 : Vue globale de la démarche appliquée dans ce chapitre avec les sections concernées	118
Figure IV-2 : Répartition annuelle de l'énergie consommée selon les secteurs	119
Figure IV-3 : Répartition annuelle de l'énergie consommée en 2011 par usages et secteurs (d'après [129]).....	119
Figure IV-4 : Energie journalière consommée selon la température moyenne journalière	121
Figure IV-5 : Energie journalière consommée selon le jour de l'année.....	121
Figure IV-6 : Décomposition de la consommation totale selon les trois postes de consommation considérées, pour les trois premiers jours de janvier 2011	123
Figure IV-7 : Horizon temporel considéré pour la planification de la demande	124
Figure IV-8 : Modes d'action selon les seuils d'état de charge de la batterie.....	126
Figure IV-9 : Algorithme multi-niveaux de gestion de la demande	126
Figure IV-10 : Principe de fonctionnement de la stratégie basée sur l'anticipation de la consommation des chauffe-eau	129
Figure IV-11 : Algorithme lié à l'anticipation de la consommation du chauffage électrique.....	130
Figure IV-12 : Données nécessaires et données fournies pour chaque étape de l'algorithme de gestion de la demande.....	136
Figure IV-13 : Algorithme de simulation du fonctionnement du système intégrant l'algorithme de gestion de la demande .	137
Figure IV-14 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 1 ^{er} mode de gestion.....	140
Figure IV-15 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 2 ^{ème} mode de gestion.....	140
Figure IV-16 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 3 ^{ème} mode de gestion.....	140
Figure IV-17 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après évaluation du 4 ^{ème} mode de gestion.....	141
Figure IV-18 : Évolution de la température intérieure d'une habitation après évaluation du 4 ^{ème} mode de gestion.....	141
Figure IV-19 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries sans modification de la demande.....	144
Figure IV-20 : Profils des puissances et de l'état de charge des batteries après application de l'algorithme de gestion de la demande	144
Figure IV-21 : Évolution de la température intérieure d'une habitation après application de l'algorithme de gestion de la demande	145
Figure IV-22 : Influence de la durée de planification <i>K</i> et du pas d'actualisation δ sur le taux d'insatisfaction de la demande <i>UL</i>	147
Figure IV-23 : Influence du seuil d'état de charge <i>SoCa</i> et de la durée de planification <i>K</i> sur le taux d'insatisfaction de la demande <i>UL</i>	148
Figure IV-24 : Schéma de principe de l'optimisation du dimensionnement intégrant une optimisation de la gestion d'énergie	149
Figure IV-25 : Comparaison des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande	150
Figure IV-26 : Dimensionnement des solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le coût actualisé de l'énergie	151
Figure IV-27 : Dimensionnement des solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le taux d'insatisfaction de la demande	152
Figure IV-28 : Indicateurs de performance pour les solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le coût de l'énergie.....	153
Figure IV-29 : Indicateurs de performance pour les solutions des fronts de Pareto obtenus sans et avec gestion de la demande, selon le taux d'insatisfaction de la demande	153
Figure V-1 : Vue globale du modèle du système multi-sources intégrant les deux niveaux de contrôle.....	161
Figure V-2 : Puissance mesurée <i>P_i</i> et puissance de consigne <i>P_i *</i> selon les contraintes temporelles associées à l'élément <i>i</i>	162
Figure V-3 : Algorithme lié à la gestion corective, permettant de déterminer à un instant <i>tk</i> les puissances de consigne des sources, des consommations et des batteries	164
Figure V-4 : Puissances de consigne liées à la production totale des sources, à la consommation totale et aux batteries	170
Figure V-5 : Puissance de consigne (trait plein) et puissance maximale pouvant être produite par l'ensemble des unités de chaque source (trait en pointillés).....	170
Figure V-6 : État de charge des batteries.....	171
Figure V-7 : Cas rencontrés selon l'algorithme de la Figure V-3.....	171
Figure V-8 : Bilan de puissance ($\Delta P = P_{gen} - P_{dem} - P_{bat, tot}$).....	171
Figure V-9 : Architecture considérée pour la validation expérimentale	172
Figure V-10 : Modèles simplifiés du micro-réseau à pleine échelle et à échelle réduite	174

Figure V-11 : Profils d'état de charge des batteries obtenus en simulation pour les deux échelles	178
Figure V-12 : Profils des puissances de consigne des batteries obtenus en simulation pour les deux échelles	178
Figure V-13 : Profils des puissances de consigne des sources obtenus en simulation pour les deux échelles	178
Figure V-14 : Profils des puissances de consigne pour la consommation obtenus en simulation pour les deux échelles.....	179
Figure V-15 : Architecture du banc de test utilisé pour la partie V.3.3.1	181
Figure V-16 : État de charge de la batterie obtenu par simulation puis par le test avec une batterie réelle	182
Figure V-17 : Écart entre l'état de charge obtenu par simulation et l'état de charge mesuré lors du test avec une batterie réelle	182
Figure V-18 : Puissance de consigne de la batterie obtenue par simulation puis par un test avec une batterie réelle.....	182
Figure V-19 : Écart relatif entre la puissance de la batterie obtenue lors du test et la puissance de la batterie obtenue par simulation.....	182
Figure V-20 : Écart entre l'état de charge obtenu par simulation en arrondissant à 0.5 % près et l'état de charge mesuré lors du test avec une batterie réelle.....	183
Figure V-21 : Architecture du banc de test utilisé pour la partie V.3.3.2	184
Figure V-22 : Mesures des puissances liées à la production totale des sources ($P_{gen} - R$), à la consommation totale ($P_{dem} - R$) et à la batterie ($P_{bat, tot} - R$) lors du test, et puissance initialement demandée ($P_{dem} - R$).....	186
Figure V-23 : État de charge de la batterie obtenu par simulation, sans et avec gestion de la demande, puis par le test avec une batterie réelle.....	186
Figure V-24 : Puissance de la batterie $P_{bat, tot} - R$ obtenue par simulation, sans et avec gestion de la demande, puis par le test avec une batterie réelle.....	187
Figure V-25 : Puissance consommée $P_{dem} - R$ obtenue par simulation, sans et avec gestion de la demande, puis par le test avec une batterie réelle	187
Figure A-1 : Rayonnement solaire total reçu par un plan horizontal $G_{tot, h}$	201
Figure A-2 : Température de l'air T_{amb}	201
Figure A-3 : Vitesse du vent v_{w0}	201
Figure A-4 : Vitesse des courants de marée v_{t0}	202
Figure A-5 : Hauteur significative des vagues H_s	202
Figure A-6 : Période de pic des vagues T_p	202
Figure A-7 : Puissance consommée P_{dem}	202
Figure A-8 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des panneaux solaires photovoltaïques de +50 % et -50 %.....	204
Figure A-9 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément	204
Figure A-10 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des éoliennes de +50 % et -50 %	205
Figure A-11 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément	205
Figure A-12 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des hydroliennes de +50 % et -50 % ..	206
Figure A-13 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément	206
Figure A-14 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des houlogénérateurs de +50 % et -50 %	207
Figure A-15 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément	207
Figure A-16 : Impact sur le front de Pareto d'une variation du coût d'investissement des batteries de +50 % et -50 %	208
Figure A-17 : Distinction des solutions des trois fronts de Pareto selon les dimensionnements de chaque élément	208
Figure A-18 : Modèle thermique d'une habitation	209

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Comparaison des sources d'énergie renouvelable existantes.....	17
Tableau I-2 : Origines et méthodes d'évaluation des variabilités associées aux ressources	28
Tableau I-3 : Solutions de stockage utilisées selon l'utilisation et le besoin à couvrir.....	34
Tableau II-1 : Comparaison des approches de modélisation	49
Tableau II-2 : Dépendance des grandeurs liées au modèle de calcul du rayonnement reçu par un plan incliné	53
Tableau II-3 : Paramètres liés au panneau solaire photovoltaïque considéré.....	54
Tableau II-4 : Coefficient de rugosité selon la nature du terrain	55
Tableau II-5 : Paramètres liés à l'éolienne considérée	56
Tableau II-6 : Paramètres liés à l'hydrolienne considérée	59
Tableau II-7 : Paramètres liés à la batterie considérée.....	65

Tableau II-8 : Origine des données de ressources et de consommation utilisées.....	66
Tableau II-9 : Coefficients d'inter-corrélation c_{xy} pour $\tau = 0$	69
Tableau II-10 : Synthèse des complémentarités et non-complémentarités observées, d'un point de vue horaire.....	74
Tableau III-1 : Paramètres économiques liés aux sources	88
Tableau III-2 : Paramètres liés au dimensionnement évalué dans la partie III.2.3.....	88
Tableau III-3 : Résultats liés aux indicateurs techniques.....	89
Tableau III-4 : Résultats liés aux indicateurs économiques (répartition des coûts donnée en % du LCC).....	89
Tableau III-5 : Paramètres de l'algorithme NSGA-II.....	97
Tableau III-6 : Valeurs minimales et maximales des quantités de composants considérées.....	97
Tableau III-7 : Grandeurs caractéristiques liées aux quatre points identifiés sur le front de Pareto	101
Tableau III-8 : Comparaison des résultats liés au coût $LCOE$ pour $UL_{min} = 0\%$ selon le type de variable de décision (en €/kWh)	105
Tableau III-9 : Configurations possibles selon les sources utilisées	106
Tableau III-10 : Comparaison des résultats pour UL_{min} selon les sources utilisées (triés selon UL_{min} puis selon $LCOE_{UL_{min}}$	106
Tableau III-11 : Comparaison des résultats pour $UL = 0\%$, selon la variation du coût d'investissement considérée (en gras l'élément directement concerné par la variation du coût).....	109
Tableau III-12 : Indice de sensibilité du coût actualisé de l'énergie selon les coûts d'investissement, évalué pour $UL = 0\%$	111
Tableau IV-1 : Synthèse des modes de gestion proposés	135
Tableau IV-2 : Dimensionnement considéré dans la partie IV.4.....	138
Tableau IV-3 : Paramètres de l'algorithme de gestion de la demande considérés dans la partie IV.4.1	139
Tableau IV-4 : Paramètres de l'algorithme génétique mono-objectif.....	139
Tableau IV-5 : Valeurs des indicateurs obtenues à l'issue de chaque étape de l'algorithme de gestion	141
Tableau IV-6 : Reproductibilité des résultats issus de l'algorithme génétique (4 ^{ème} mode de gestion)	142
Tableau IV-7 : Influence des valeurs des coefficients de pondération de la fonction objectif (en vert les indicateurs améliorés par rapport au cas de référence de la 1 ^{ère} ligne, en rouge les indicateurs dégradés).....	143
Tableau IV-8 : Paramètres de l'algorithme de gestion de la demande considérés dans la partie IV.4.3	144
Tableau IV-9 : Comparaison des indicateurs obtenus selon les modes de gestion considérés.....	145
Tableau IV-10 : Comparaison des performances sans et avec application de l'algorithme de gestion de la demande sur la période de cinq années	146
Tableau IV-11 : Paramètres liés à l'optimisation du dimensionnement	149
Tableau IV-12 : Paramètres liés à l'algorithme de gestion de la demande	149
Tableau IV-13 : Evolution globale des quantités des composants selon le coût de l'énergie et selon le taux d'insatisfaction de la demande	152
Tableau IV-14 : Comparaison des performances pour le point $UL = 0\%$ sans et avec gestion de la demande	154
Tableau V-1 : Comparaison des deux niveaux de contrôle considérés.....	161
Tableau V-2 : Paramètres associés à la réponse temporelle des éléments du système multi-sources	163
Tableau V-3 : Données considérées dans le Chapitre V	168
Tableau V-4 : Dimensionnement considéré dans la partie V.2.4.....	169
Tableau V-5 : Paramètres liés la couche de gestion anticipative	169
Tableau V-6 : Taux d'énergie écartée pour chaque élément du système.....	171
Tableau V-7 : Analyse dimensionnelle des grandeurs du système multi-sources.....	175
Tableau V-8 : Paramètres considérés pour la simulation du modèle selon les deux échelles	177
Tableau V-9 : Caractéristiques des deux tests réalisés	180
Tableau V-10 : Comparaison de l'énergie échangée par la batterie en charge et en décharge au cours de la période évaluée.....	183
Tableau V-11 : Dimensionnement considéré dans la partie V.3.3.2.....	185
Tableau V-12 : Temps de calcul lorsque le 4 ^{ème} mode de gestion a été exécuté.....	187

Bibliographie

- [1] World Bank, « State of electricity access report 2017 », World Bank, 114841, mai 2017.
- [2] D. Surroop, P. Raghoo, F. Wolf, K. U. Shah, et P. Jeetah, « Energy access in Small Island Developing States: Status, barriers and policy measures », *Environmental Development*, vol. 27, p. 58-69, sept. 2018, doi: 10.1016/j.envdev.2018.07.003.
- [3] A. Roy, F. Auger, F. Dupriez-Robin, S. Bourguet, et Q. T. Tran, « Electrical Power Supply of Remote Maritime Areas: A Review of Hybrid Systems Based on Marine Renewable Energies », *Energies*, vol. 11, n° 7, p. 1904, juill. 2018, doi: 10.3390/en11071904.
- [4] G. Notton, « Importance of islands in renewable energy production and storage: The situation of the French islands », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, p. 260-269, juill. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.03.053.
- [5] G. Notton, J. L. Duchaud, M. L. Nivet, C. Voyant, K. Chalvatzis, et A. Fouilloy, « The electrical energy situation of French islands and focus on the Corsican situation », *Renewable Energy*, vol. 135, p. 1157-1165, mai 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.12.090.
- [6] Y. Kuang *et al.*, « A review of renewable energy utilization in islands », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, p. 504-513, juin 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.014.
- [7] Y. Liu, S. Yu, Y. Zhu, D. Wang, et J. Liu, « Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 460-470, févr. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.063.
- [8] L. Mofor, J. Goldsmith, et F. Jones, « Ocean Energy–Technology Readiness, Patents, Deployment Status and Outlook », International Renewable Energy Agency (IRENA), août 2014.
- [9] M. Melikoglu, « Current status and future of ocean energy sources: A global review », *Ocean Engineering*, vol. 148, p. 563-573, janv. 2018, doi: 10.1016/j.oceaneng.2017.11.045.
- [10] D. Magagna et A. Uihlein, « Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives », *International Journal of Marine Energy*, vol. 11, p. 84 - 104, sept. 2015, doi: 10.1016/j.ijome.2015.05.001.
- [11] A. Hussain, S. M. Arif, et M. Aslam, « Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, p. 12 - 28, mai 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.033.
- [12] O. H. Mohammed, « On optimal sizing and energy management of hybrid power generation systems based on renewables », Thèse de Doctorat, Université de Bretagne Occidentale, 2016.
- [13] IRENA, « Renewable Power Generation Costs in 2017 », International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017.
- [14] Ocean Energy Systems, « International Levelized Cost of Energy for Ocean Energy Technologies », Ocean Energy Systems, 2015.
- [15] T. T. Tran et A. D. Smith, « Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies », *Applied energy*, vol. 216, p. 157-171, 2018.
- [16] R. Kempener et F. Neumann, « Tidal energy - Technology brief », IRENA, 2014.
- [17] DGA, « Quelques explications sur l'échelle des TRL (Technology Readiness Level) », DGA, 2009.
- [18] GEPS Techno, « Le premier hybride marin combine 4 sources d'énergies – PH4S », *GEPS Techno*, 2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.geps-techno.com/ph4s/>. [Consulté le: 07-sept-2017].
- [19] J. A. Duffie et W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [20] J. Widén *et al.*, « Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, p. 356-375, avr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.019.
- [21] C. Abbezzot, « Système inertiel de stockage d'énergie couplé au générateur photovoltaïque et piloté par un simulateur temps réel », Thèse de Doctorat, Université Pascal Paoli, 2014.
- [22] P. G. V. Sampaio et M. O. A. González, « Photovoltaic solar energy: Conceptual framework », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, p. 590-601, juill. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081.
- [23] J. Kleissl, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Academic Press, 2013.
- [24] L. El Chaar, L. A. lamont, et N. El Zein, « Review of photovoltaic technologies », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 5, p. 2165-2175, juin 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.01.004.
- [25] J. Khan et M. H. Arsalan, « Solar power technologies for sustainable electricity generation – A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, p. 414 - 425, mars 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.135.

- [26] M. R. Islam, S. Mekhilef, et R. Saidur, « Progress and recent trends of wind energy technology », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, p. 456 - 468, mai 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.01.007.
- [27] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, et E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, 2011.
- [28] C. Nichita et B. Dakyo, « Conversion Systems for Offshore Wind Turbines », in *Marine Renewable Energy Handbook*, B. Multon, Éd. John Wiley & Sons, Inc., 2012, p. 123-172.
- [29] R. Aubrée, « Stratégies de commande sans capteur et de gestion de l'énergie pour les aérogénérateurs de petite puissance », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2014.
- [30] Y. Kumar *et al.*, « Wind energy: Trends and enabling technologies », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, p. 209-224, janv. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.200.
- [31] SHOM, « Marnage et les types de marées ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.shom.fr/les-activites/activites-scientifiques/maree-et-courants/marees/marnage-et-types-de-marees/>. [Consulté le: 11-mars-2019].
- [32] Z. Zhou, « Modeling and Power Control of a Marine Current Turbine System with Energy Storage Devices », Thèse de Doctorat, Université de Bretagne Occidentale, 2014.
- [33] H. Chen, N. Aït-Ahmed, E. H. Zaïm, et M. Machmoum, « Marine tidal current systems: State of the art », in *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2012, p. 1431 - 1437, doi: 10.1109/ISIE.2012.6237301.
- [34] S. Benelghali, M. E. H. Benbouzid, et J. F. Charpentier, « Generator Systems for Marine Current Turbine Applications: A Comparative Study », *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, vol. 37, n° 3, p. 554-563, juill. 2012, doi: 10.1109/JOE.2012.2196346.
- [35] M. I. Yuce et A. Muratoglu, « Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, p. 72 - 82, mars 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.037.
- [36] N. D. Laws et B. P. Epps, « Hydrokinetic energy conversion: Technology, research, and outlook », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, p. 1245 - 1259, mai 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.189.
- [37] A. Roberts, B. Thomas, P. Sewell, Z. Khan, S. Balmain, et J. Gillman, « Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas », *J. Ocean Eng. Mar. Energy*, vol. 2, n° 2, p. 227-245, mai 2016, doi: 10.1007/s40722-016-0044-8.
- [38] E. Segura, R. Morales, J. A. Somolinos, et A. López, « Techno-economic challenges of tidal energy conversion systems: Current status and trends », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, p. 536-550, sept. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.054.
- [39] J. Zhang, L. Moreau, M. Machmoum, et P. E. Guillerm, « State of the art in tidal current energy extracting technologies », in *2014 First International Conference on Green Energy ICGE 2014*, 2014, p. 1-7, doi: 10.1109/ICGE.2014.6835388.
- [40] Z. Zhou, M. Benbouzid, J.-F. Charpentier, F. Scullier, et T. Tang, « Developments in large marine current turbine technologies – A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, p. 852-858, mai 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.113.
- [41] M. Fadaeenejad, R. Shamsipour, S. D. Rokni, et C. Gomes, « New approaches in harnessing wave energy: With special attention to small islands », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, p. 345-354, janv. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.08.077.
- [42] R. Manasseh, S. Sannasiraj, K. L. McInnes, V. Sundar, et P. Jalihal, « Integration of wave energy and other marine renewable energy sources with the needs of coastal societies », *The International Journal of Ocean and Climate Systems*, vol. 8, n° 1, p. 19-36, avr. 2017, doi: 10.1177/1759313116683962.
- [43] T. Kovaltchouk, « Contributions à la co-optimisation contrôle-dimensionnement sur cycle de vie sous contrainte réseau des houlogénérateurs directs », Thèse de Doctorat, École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2015.
- [44] J. Aubry, H. Ben Ahmed, B. Multon, A. Babarit, et A. H. Clément, « Houlogénérateurs », in *Energie thermique, houlogénération et technologies de conversion et de transport des énergies marines renouvelables*, B. Multon, Éd. Lavoisier, 2012.
- [45] S. Olaya, « Contribution à la modélisation multi-physique et au contrôle optimal d'un générateur houlomoteur: application à un système "deux corps" », Thèse de Doctorat, Université de Bretagne occidentale - Brest, 2016.
- [46] I. López, J. Andreu, S. Ceballos, I. Martínez de Alegría, et I. Kortabarria, « Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, p. 413-434, nov. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.07.009.
- [47] A. A. E. Price, « New Perspectives on Wave Energy Converter Control », Thèse de Doctorat, University of Edinburgh, 2009.

- [48] M. A. Mustapa, O. B. Yaakob, Y. M. Ahmed, C.-K. Rheem, K. K. Koh, et F. A. Adnan, « Wave energy device and breakwater integration: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, p. 43 - 58, sept. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.110.
- [49] J. Aubry, « Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs : application au houlogénérateur SEAREV », Thèse de Doctorat, École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2011.
- [50] A. Babarit, *L'énergie des vagues: Ressource, technologies et performance*. iSTE, 2018.
- [51] IEA, *Variability of Wind Power and Other Renewables: Management Options and Strategies*. International Energy Agency, 2005.
- [52] P. Coker, J. Barlow, T. Cockerill, et D. Shipworth, « Measuring significant variability characteristics: An assessment of three UK renewables », *Renewable Energy*, vol. 53, p. 111 - 120, mai 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.11.013.
- [53] F. Fusco, G. Nolan, et J. V. Ringwood, « Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources – An Irish case study », *Energy*, vol. 35, n° 1, p. 314 - 325, janv. 2010, doi: 10.1016/j.energy.2009.09.023.
- [54] C. Kalogeri *et al.*, « Assessing the European offshore wind and wave energy resource for combined exploitation », *Renewable Energy*, vol. 101, n° C, p. 244 - 264, févr. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.08.010.
- [55] D. E. Olivares *et al.*, « Trends in Microgrid Control », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 4, p. 1905-1919, juill. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [56] Y. Yoldaş, A. Önen, S. M. Muyeen, A. V. Vasilakos, et İ. Alan, « Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, p. 205-214, mai 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.064.
- [57] L. Bridier, « Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente », Thèse de Doctorat, Université de La Réunion, 2016.
- [58] A. Houari, « Contribution à l'étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques », Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, 2012.
- [59] L. Meng, E. R. Sanseverino, A. Luna, T. Dragicevic, J. C. Vasquez, et J. M. Guerrero, « Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, p. 1263-1273, juill. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.03.003.
- [60] P. Kundur, N. J. Balu, et M. G. Lauby, *Power System Stability And Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [61] V. Rakotoson et J. P. Praene, « A life cycle assessment approach to the electricity generation of French overseas territories », *Journal of Cleaner Production*, vol. 168, p. 755 - 763, déc. 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.09.055.
- [62] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, et J. Salpakari, « Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, p. 785-807, mai 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [63] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, et J. Clarke, « Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation », *Applied Energy*, vol. 137, p. 511 - 536, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [64] F. A. Bhuiyan et A. Yazdani, « Energy storage technologies for grid-connected and off-grid power system applications », in *2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, 2012, p. 303 - 310, doi: 10.1109/EPEC.2012.6474970.
- [65] S. Sabihuddin, A. E. Kiprakis, et M. Mueller, « A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies », *Energies*, vol. 8, n° 1, p. 172-216, janv. 2015, doi: 10.3390/en8010172.
- [66] L. W. Chong, Y. W. Wong, R. K. Rajkumar, R. K. Rajkumar, et D. Isa, « Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-alone renewable energy power systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, p. 174-189, déc. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.07.059.
- [67] E. M. G. Rodrigues, R. Godina, S. F. Santos, A. W. Bizuayehu, J. Contreras, et J. P. S. Catalão, « Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems », *Energy*, vol. 75, p. 265-280, oct. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.07.072.
- [68] E. Unamuno et J. A. Barrena, « Hybrid ac/dc microgrids—Part II: Review and classification of control strategies », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, p. 1123 - 1134, déc. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.186.
- [69] E. Amicarelli, « Stratégies de gestion des réseaux électriques intelligents à fort taux de production renouvelable distribuée », Thèse de Doctorat, Grenoble Alpes, 2017.

- [70] F. Nejabatkhah et Y. W. Li, « Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, n° 12, p. 7072 - 7089, déc. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2384999.
- [71] Y. Zhou et C. N.-M. Ho, « A review on Microgrid architectures and control methods », in *2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, 2016, p. 3149-3156, doi: 10.1109/IPEMC.2016.7512799.
- [72] C. W. Gellings, « The concept of demand-side management for electric utilities », *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, n° 10, p. 1468-1470, oct. 1985, doi: 10.1109/PROC.1985.13318.
- [73] J. S. Vardakas, N. Zorba, et C. V. Verikoukis, « A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms », *IEEE Communications Surveys Tutorials*, vol. 17, n° 1, p. 152-178, Firstquarter 2015, doi: 10.1109/COMST.2014.2341586.
- [74] G. Strbac, « Demand side management: Benefits and challenges », *Energy Policy*, vol. 36, n° 12, p. 4419-4426, déc. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.
- [75] H. Jabir, J. Teh, D. Ishak, et H. Abunima, « Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems: A Review », *Energies*, vol. 11, avr. 2018, doi: 10.3390/en11051050.
- [76] D. M. Jadan, « Development of optimal energy management in Galapagos Islands towards Smart Grid », Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, 2017.
- [77] A. Pina, C. Silva, et P. Ferrão, « The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity », *Energy*, vol. 41, n° 1, p. 128-137, mai 2012, doi: 10.1016/j.energy.2011.06.013.
- [78] G. Zizzo *et al.*, « A feasibility study of some DSM enabling solutions in small islands: The case of Lampedusa », *Energy*, vol. 140, p. 1030-1046, déc. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.09.069.
- [79] T. El Tawil, « On sizing and control of a renewables-based hybrid power supply system for stand-alone applications in an island context », Thèse de Doctorat, Brest, 2018.
- [80] L. Van Velzen, « Optimization of Island Electricity System: Transition to a sustainable electricity supply system on islands through the implementation of a hybrid system including ocean energy technologies », Delft University of Technology, Master of Science Thesis, 2017.
- [81] A. Askarzadeh, « Electrical power generation by an optimised autonomous PV/wind/tidal/battery system », *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, n° 1, p. 152 - 164, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0194.
- [82] M. D. A. Al-falahi, S. D. G. Jayasinghe, et H. Enshaei, « A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system », *Energy Conversion and Management*, vol. 143, n° Supplement C, p. 252-274, juill. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.04.019.
- [83] Y. Shirai, S. Minamoto, K. Yonemura, et M. L. Rahman, « Output power control of hybrid off-shore-wind and tidal turbine generation system with battery storage system », in *2016 19th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 2016, p. 1-6.
- [84] M. L. Rahman, K. Nishimura, K. Motobayashi, S. Fujioka, et Y. Shirai, « Tidal Turbine Control System for Hybrid Integration and Automatic Fluctuation Compensation of Offshore-wind Turbine Generation System », *International Journal of Power and Renewable Energy Systems, International Journal of Power and Renewable Energy Systems*, vol. 1, n° 0, 2014.
- [85] C. Qin, P. Ju, F. Wu, Y. Jin, Q. Chen, et L. Sun, « A coordinated control method to smooth short-term power fluctuations of hybrid offshore renewable energy conversion system (HORECS) », in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, p. 1-5, doi: 10.1109/PTC.2015.7232758.
- [86] N. H. Samrat, N. B. Ahmad, I. A. Choudhury, et Z. B. Taha, « Modeling, Control, and Simulation of Battery Storage Photovoltaic-Wave Energy Hybrid Renewable Power Generation Systems for Island Electrification in Malaysia », *The Scientific World Journal*, 2014, doi: 10.1155/2014/436376.
- [87] H. Clénot, « Etude de l'intégration des systèmes houlomoteurs au réseau électrique : Développement d'un modèle de la vague au réseau électrique », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Nantes (ECN); Université Bretagne Loire, 2017.
- [88] L. Wang, Q. S. Vo, et A. V. Prokhorov, « Dynamic Stability Analysis of a Hybrid Wave and Photovoltaic Power Generation System Integrated Into a Distribution Power Grid », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, n° 1, p. 404-413, janv. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2602370.
- [89] D. K. Critz, S. Busche, et S. Connors, « Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii », *Energy Conversion and Management*, vol. 76, p. 609-619, déc. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.07.056.
- [90] D. Friedrich et G. Lavidas, « Evaluation of the effect of flexible demand and wave energy converters on the design of hybrid energy systems », *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, n° 9, p. 1113-1119, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0955.
- [91] D.-L. Ha, « Un système avancé de gestion d'énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation », Thèse de Doctorat, Grenoble INPG, 2007.

- [92] K. Le, « Gestion optimale des consommations d'énergie dans les bâtiments », Thèse de Doctorat, Grenoble INPG, 2008.
- [93] D. Boëda, « Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques », Thèse de Doctorat, Grenoble INPG, 2009.
- [94] R. Rigo-Mariani, « Méthodes de conception intégrée "dimensionnement-gestion" par optimisation d'un micro-réseau avec stockage », Thèse de Doctorat, Toulouse, INPT, 2014.
- [95] P. Haessig, « Dimensionnement et gestion d'un stockage d'énergie pour l'atténuation des incertitudes de production éolienne », Thèse de Doctorat, Cachan, Ecole normale supérieure, 2014.
- [96] Y. Thiaux, « Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides - Evaluation de la technologie Li-ion », Thèse de Doctorat, École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2010.
- [97] P. Rullo, L. Braccia, P. Luppi, D. Zumoffen, et D. Feroldi, « Integration of sizing and energy management based on economic predictive control for standalone hybrid renewable energy systems », *Renewable Energy*, vol. 140, p. 436-451, sept. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.03.074.
- [98] B. Li, R. Roche, et A. Miraoui, « Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment », *Applied Energy*, vol. 188, p. 547-562, févr. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.12.038.
- [99] J. Zhang *et al.*, « A Bi-Level Program for the Planning of an Islanded Microgrid Including CAES », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, n° 4, p. 2768 - 2777, juill. 2016, doi: 10.1109/TIA.2016.2539246.
- [100] A. Bouabdallah, « Méthodologie de dimensionnement et d'optimisation de systèmes multi-sources à énergies renouvelables pour l'habitat », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2014.
- [101] G. C. Semassou, « Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du Bénin », Thèse de Doctorat, Université de Bordeaux 1, 2011.
- [102] L. Stoyanov, « Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables », Thèse de Doctorat, Université Pascal Paoli, 2011.
- [103] D. Abbes, « Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome », Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, 2012.
- [104] B. Jourdir, « Ressource éolienne en France métropolitaine : méthodes d'évaluation du potentiel, variabilité et tendances », Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale Polytechnique, 2015.
- [105] V. Thapar, G. Agnihotri, et V. K. Sethi, « Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines », *Renewable Energy*, vol. 36, n° 11, p. 3166 - 3177, nov. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.03.016.
- [106] C. Carrillo, A. F. Obando Montaña, J. Cidrás, et E. Díaz-Dorado, « Review of power curve modelling for wind turbines », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, n° C, p. 572-581, mai 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.01.012.
- [107] Enercon GmbH, « ENERCON product overview ». juin-2015.
- [108] J. Zhang, « Optimization design and control strategies of a double stator permanent magnet generator for tidal current energy application », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2015.
- [109] H. Chen, « Modeling and control of a marine current energy conversion system using a doubly salient permanent magnet generator », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2014.
- [110] C. Legrand, « Assessment of Tidal Energy Resource. Marine Renewable Energy Guides », Black & Veatch Ltd, 2009.
- [111] M. Benbouzid *et al.*, « Concepts, Modélisation et Commandes des Hydroliennes », in *Energies Marines Renouvelables*, Hermes Science Publications, 2011, p. 265-328.
- [112] Tocardo B.V., « Tocardo T500 ». 2012.
- [113] B. Molin, *Hydrodynamique des structures offshore*. Editions TECHNIP, 2002.
- [114] S. Barstow, G. Mørk, D. Mollison, et J. Cruz, « The Wave Energy Resource », in *Ocean Wave Energy*, Springer, Berlin, Heidelberg, 2008, p. 93-132.
- [115] J. Aubry, H. B. Ahmed, B. Multon, A. Babarit, et A. Clément, « Wave Energy Converters », in *Marine Renewable Energy Handbook*, John Wiley & Sons, Inc., 2012, p. 323-366.
- [116] J. Pastor et Y. Liu, « Wave Climate Resource Analysis Based on a Revised Gamma Spectrum for Wave Energy Conversion Technology », *Sustainability*, vol. 8, n° 12, p. 1321, déc. 2016, doi: 10.3390/su8121321.
- [117] J. P. Sierra, A. White, C. Möso, et M. Mestres, « Assessment of the intra-annual and inter-annual variability of the wave energy resource in the Bay of Biscay (France) », *Energy*, vol. 141, p. 853-868, déc. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.09.112.
- [118] A. M. Cornett, « A Global Wave Energy Resource Assessment », présenté à The Eighteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, 2008.

- [119] N. Guillou et G. Chapalain, « Annual and seasonal variabilities in the performances of wave energy converters », *Energy*, vol. 165, p. 812-823, 2018.
- [120] D. Silva, E. Rusu, et C. G. Soares, « Evaluation of Various Technologies for Wave Energy Conversion in the Portuguese Nearshore », *Energies*, vol. 6, n° 3, p. 1344-1364, mars 2013, doi: 10.3390/en6031344.
- [121] N. A. Luu, « Control and management strategies for a microgrid », Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2014.
- [122] A. Saez de Ibarra Martinez de Contrasta, « Optimal sizing and control of energy storage systems for the electricity markets participation of intelligent photovoltaic power plants », Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [123] B. Bhandari, K.-T. Lee, G.-Y. Lee, Y.-M. Cho, et S.-H. Ahn, « Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review », *Int. J. of Precis. Eng. and Manuf.-Green Tech.*, vol. 2, n° 1, p. 99-112, janv. 2015, doi: 10.1007/s40684-015-0013-z.
- [124] B. Guinot, « Evaluation multicritère des technologies de stockage couplées aux énergies renouvelables : conception et réalisation de la plateforme de simulation ODYSSEY pour l'optimisation du dimensionnement et de la gestion énergétique », Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, 2013.
- [125] Y. Riffonneau, « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau : application à l'habitat », Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier (Grenoble), 2009.
- [126] Saft, « Intensium® Max, the megawatt energy storage system », *Saft Batteries*, 19-mai-2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.saftbatteries.com/products-solutions/products/intensium%C2%AE-max-megawatt-energy-storage-system>. [Consulté le: 25-avr-2019].
- [127] X. Li *et al.*, « Modeling and control strategy of battery energy storage system for primary frequency regulation », in *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014, p. 543-549, doi: 10.1109/POWERCON.2014.6993760.
- [128] Sabella, « Sabella », *Sabella*. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.sabella.bzh/fr>. [Consulté le: 10-mai-2019].
- [129] Les îles du Ponant, « Les îles du Finistère : Lancement opérationnel de la transition énergétique », PPE, 2017.
- [130] EDF SEI, « Open Data EDF îles du Ponant ». [En ligne]. Disponible sur: <https://opendata-iles-ponant.edf.fr/explore/dataset/conso-3-iles-final/>. [Consulté le: 14-mars-2018].
- [131] « CAMS radiation service - www.soda-pro.com ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.soda-pro.com/fr/web-services/radiation/cams-radiation-service>. [Consulté le: 07-nov-2017].
- [132] F. Lecornu, J. Paillet, et H. Ravenel, « PREVIMER – Coastal Observations & Forecasts - Summary of 2 years demonstration and future perspectives », présenté à SeaTechWeek 2008, Coastal Operational Oceanography, 2008.
- [133] E. Boudière, C. Maisondieu, F. Arduin, M. Accensi, L. Pineau-Guillou, et J. Lapesqueur, « A suitable metocean hindcast database for the design of Marine energy converters », *International Journal of Marine Energy*, vol. 3-4, p. e40-e52, déc. 2013, doi: 10.1016/j.ijome.2013.11.010.
- [134] N. Guillou, G. Chapalain, et S. P. Neill, « The influence of waves on the tidal kinetic energy resource at a tidal stream energy site », *Applied Energy*, vol. 180, p. 402 - 415, oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.070.
- [135] A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, et Q. T. Tran, « Intégration d'énergies marines renouvelables dans un système multi-sources », in *Symposium de Génie Electrique (SGE)*, Nancy, 2018.
- [136] T. Tezer, R. Yaman, et G. Yaman, « Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, n° Supplement C, p. 840-853, juin 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.118.
- [137] R. Siddaiah et R. P. Saini, « A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, p. 376-396, mai 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.281.
- [138] J. Dulout, « Optimal sizing and energy management of storage systems for renewable sources deployment, design of a LVDC microgrid », Thèse de Doctorat, Toulouse, INPT, 2017.
- [139] ADEME, « Coûts des énergies renouvelables en France », ADEME, 2016.
- [140] IRENA, « Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030 ».
- [141] B. Zakeri et S. Syri, « Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, p. 569 - 596, févr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [142] P. Gardner, F. Jones, M. Rowe, A. Nouri, et H. van de Vegte, « E-storage: Shifting from cost to value: Wind and solar applications », 2016.
- [143] EDF, « EDF ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.edf.fr/>. [Consulté le: 24-mai-2019].

- [144] X. Roboam, *Conception systémique pour la conversion d'énergie électrique 2 : approche intégrée par optimisation*. Lavoisier, 2012.
- [145] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, et T. Meyarivan, « A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II - IEEE Journals & Magazine », *IEEE transactions on evolutionary computation*, vol. 6, n° 2, p. 182-197, 2002.
- [146] S. Lin, « A NSGA-II Program in Matlab », Aerospace Structural Dynamics Research Laboratory, 2011.
- [147] R. Rohrer et M. Sobral, « Sensitivity considerations in optimal system design », *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 10, n° 1, p. 43-48, janv. 1965, doi: 10.1109/TAC.1965.1098073.
- [148] ENEDIS, « Production électrique annuelle par filière à la maille IRIS ». [En ligne]. Disponible sur: <https://data.enedis.fr/explore/dataset/production-electrique-par-filiere-a-la-maille-iris/>. [Consulté le: 23-févr-2018].
- [149] Programmation Pluriannuelle de l'Energie, « Volet relatif aux îles du Ponant », 2017.
- [150] Ö. Özkizilkaya, « Thermosensibilité de la demande électrique : identification de la part non linéaire par couplage d'une modélisation bottom-up et de l'approche bayésienne », Thèse de Doctorat, Paris, ENMP, 2014.
- [151] T. Logenthiran, D. Srinivasan, et T. Z. Shun, « Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization », *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n° 3, p. 1244 - 1252, sept. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2195686.
- [152] G. Graditi, M. L. D. Silvestre, R. Gallea, et E. R. Sanseverino, « Heuristic-Based Shiftable Loads Optimal Management in Smart Micro-Grids », *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, n° 1, p. 271-280, févr. 2015, doi: 10.1109/TII.2014.2331000.
- [153] S. Rahim *et al.*, « Exploiting heuristic algorithms to efficiently utilize energy management controllers with renewable energy sources », *Energy and Buildings*, vol. 129, p. 452 - 470, oct. 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.08.008.
- [154] S. S. Reddy, « Optimizing energy and demand response programs using multi-objective optimization », *Electr Eng*, vol. 99, n° 1, p. 397-406, mars 2017, doi: 10.1007/s00202-016-0438-6.
- [155] C. R. Houck, J. A. Joines, et M. G. Kay, « A Genetic Algorithm for Function Optimization: A Matlab Implementation », 1996.
- [156] D. D. Silva, B. Duplessis, et J. Adnot, « A methodology for evaluating the energy, peak load and comfort effects of demand response control strategies for electric heating », présenté à ECEEE 2011 Summer Study « Energy efficiency first: The foundation of a low-carbon society », 2011.
- [157] A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, et Q. T. Tran, « Benefits of Demand Side Management strategies for an island supplied by marine renewable energies », in *2018 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Paris, 2018.
- [158] A. Roy, F. Auger, F. Dupriez-Robin, S. Bourguet, et Q. T. Tran, « A multi-level Demand-Side Management algorithm for offgrid multi-source systems », *Energy*, vol. 191, p. 116536, janv. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116536.
- [159] A. S. Vijay, S. Doolla, et M. C. Chandorkar, « Real-Time Testing Approaches for Microgrids », *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, n° 3, p. 1356-1376, sept. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2695486.
- [160] M. Panwar, B. Lundstrom, J. Langston, S. Suryanarayanan, et S. Chakraborty, « An overview of real time hardware-in-the-loop capabilities in digital simulation for electric microgrids », in *2013 North American Power Symposium (NAPS)*, 2013, p. 1-6, doi: 10.1109/NAPS.2013.6666861.
- [161] G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou, et S. A. Papathanassiou, « Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration », *Renewable Energy*, vol. 115, p. 338-352, janv. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.050.
- [162] M. Rossi, G. Viganò, D. Moneta, D. Clerici, et C. Carlini, « Analysis of active power curtailment strategies for renewable distributed generation », in *2016 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2016, p. 1-6, doi: 10.23919/AEIT.2016.7892744.
- [163] T. Logenthiran et D. Srinivasan, « Short term generation scheduling of a Microgrid », in *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, 2009, p. 1-6, doi: 10.1109/TENCON.2009.5396184.
- [164] « MERRA-2 », 2015. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra/info>. [Consulté le: 29-juill-2019].
- [165] A. Varais, « Modèles à échelle réduite en similitude pour l'ingénierie système et l'expérimentation simulée "temps compacté" : application à un microréseau incluant un stockage électrochimique. », Thèse de Doctorat, Toulouse, INPT, 2019.
- [166] A. Allegre, A. Bouscayrol, J. Verhille, P. Delarue, E. Chattot, et S. El-Fassi, « Reduced-Scale-Power Hardware-in-the-Loop Simulation of an Innovative Subway », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, n° 4, p. 1175-1185, avr. 2010, doi: 10.1109/TIE.2009.2029519.

- [167] M. D. Petersheim et S. N. Brennan, « Scaling of hybrid-electric vehicle powertrain components for Hardware-in-the-loop simulation », *Mechatronics*, vol. 19, n° 7, p. 1078 - 1090, oct. 2009, doi: 10.1016/j.mechatronics.2009.08.001.
- [168] C. P. Coutinho, A. J. Baptista, et J. Dias Rodrigues, « Reduced scale models based on similitude theory: A review up to 2015 », *Engineering Structures*, vol. 119, p. 81 - 94, juill. 2016, doi: 10.1016/j.engstruct.2016.04.016.
- [169] J. M. Cabello, X. Roboam, S. Junco, E. Bru, et F. Lacressonniere, « Scaling Electrochemical Battery Models for Time-Accelerated and Size-Scaled Experiments on Test-Benches », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n° 6, p. 4233-4240, nov. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2683398.
- [170] A. Varais *et al.*, « Scaling of wind energy conversion system for time-accelerated and size-scaled experiments », *Mathematics and Computers in Simulation*, juin 2018, doi: 10.1016/j.matcom.2018.05.015.
- [171] E. Buckingham, « On Physically Similar Systems; Illustrations of the Use of Dimensional Equations », *Phys. Rev.*, vol. 4, n° 4, p. 345-376, oct. 1914, doi: 10.1103/PhysRev.4.345.
- [172] N. N. Rao, « Dimensional analysis », *Resonance*, vol. 1, n° 11, p. 29 - 41, nov. 1996, doi: 10.1007/BF02835211.
- [173] A. Roy, F. Dupriez-Robin, F. Auger, S. Bourguet, et Q. T. Tran, « Accelerated-time and reduced-scale Hardware-In-the-Loop tests of an islanded microgrid », in *2019-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, Lisbonne, 2019.
- [174] S. Lefebvre et C. Desbiens, « Residential load modeling for predicting distribution transformer load behavior, feeder load and cold load pickup », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 24, n° 4, p. 285-293, mai 2002, doi: 10.1016/S0142-0615(01)00040-0.
- [175] N. Saker, « Contribution au pilotage de la charge pour accroître la flexibilité du système électrique. », Thèse de Doctorat, Supélec, 2013.

Titre : Gestion optimale d'un système multi-sources pour un site isolé en mer

Mots clés : Gestion d'énergie, dimensionnement, site isolé, micro-réseau, sources d'énergie renouvelable, énergies marines renouvelables, Power Hardware-In-the-Loop

Résumé : La production d'énergie électrique dans les zones isolées en mer doit faire face à de nombreuses contraintes technico-économiques, liées à la satisfaction de la demande et à l'importation coûteuse du combustible nécessaire aux moyens de production à partir d'énergies fossiles. Avec le récent développement des sources d'énergie marine renouvelable, de nouvelles perspectives apparaissent pour l'alimentation des sites isolés en mer, dans une optique de dé-carbonisation de la production d'énergie. Ainsi, il est proposé dans ces travaux de thèse d'étudier le dimensionnement et la gestion d'un micro-réseau insulaire composé de panneaux solaires photovoltaïques, d'éoliennes, d'hydroliennes, de houlogénérateurs et de batteries. Une analyse préalable des ressources exploitées permet de mettre en avant quelques complémentarités et

non-complémentarités. Afin de minimiser l'insatisfaction de la demande et le coût de l'énergie produite, une optimisation combinée du dimensionnement et de la gestion de l'énergie est proposée. Différentes stratégies de gestion de la demande sont appliquées de manière hiérarchique sur plusieurs charges, pour éviter l'apparition de situations critiques. Les résultats obtenus montrent que l'application d'une gestion de la demande permet de réduire le coût de production de l'électricité en diminuant la quantité de stockage nécessaire. Par ailleurs, la diversification des sources utilisées offre de nombreux avantages. Enfin, la capacité des algorithmes développés à gérer correctement un micro-réseau en temps réel est validée sur un banc expérimental.

Title : Optimal energy management of a multi-source system for a remote maritime area

Keywords : Energy management, sizing, remote areas, micro-grid, renewable energy sources, marine renewable energies, Power Hardware-In-the-Loop

Abstract: The electrical power generation in remote maritime areas must face many technical-economic constraints related to the load satisfaction and the expensive fuel import for fossil based sources. Thanks to the recent development of marine renewable energies, new perspectives appear for the electrical power supply of maritime remote areas, so as to decarbonize the electrical power generation. In this thesis, it is proposed to study the sizing and the energy management of an islanded microgrid made of solar photovoltaic panels, wind turbines, tidal turbines, wave energy converters and batteries. A preliminary analysis of the harnessed resources allows some complementarities and non-complementarities

to be highlighted. In order to reduce the unmet load demand and the cost of energy, a combined sizing and energy management optimization is proposed. Several demand-side management strategies are hierarchically applied on several loads, in order to avoid the occurrence of critical situations. The obtained results show that demand-side management allows the cost of energy to be reduced by decreasing the amount of required storage. Also, the diversification of the sources brings many benefits. Finally, the ability of the developed algorithms to correctly manage the micro-grid in real time is validated on an experimental test bench.