HAL
open science

Développement d'algorithmes de gestion optimale des systèmes de stockage énergétique basés sur des modèles adaptatifs

Eiko Krüger

▶ **To cite this version:**

Eiko Krüger. Développement d'algorithmes de gestion optimale des systèmes de stockage énergétique basés sur des modèles adaptatifs. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2016. Français. NNT : 2016GREAT096 . tel-01557499

HAL Id: tel-01557499

https://theses.hal.science/tel-01557499

Submitted on 6 Jul 2017

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

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

Communauté UNIVERSITÉ Grenoble Alpes

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Génie électrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Eiko KRÜGER

Thèse dirigée par **Quoc Tuan TRAN**

préparée au sein du **CEA-INES – Laboratoire des Systèmes Electriques Intelligents**
dans **l'École Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique et Traitement du Signal (EEATS)**

Développement d'algorithmes de gestion optimale des systèmes de stockage énergétique basés sur des modèles adaptatifs

Thèse soutenue publiquement le **21 novembre 2016**,
devant le jury composé de :

M. Quoc Tuan TRAN
Directeur de recherche, CEA-INES, Directeur de thèse

M. Seddik BACHA
Professeur, Université Université Grenoble Alpes, Président

M. Mohamed BENBOUZID
Professeur, Université de Bretagne Occidentale, Rapporteur

M. Marc PETIT
Professeur adjoint, Centrale Supélec, Rapporteur

M. Bruno FRANCOIS
Professeur, L2EP – Ecole Centrale de Lille, Examinateur

M. Franck AL SHAKARCHI
Ingénieur, CEA-INES / LSEI, Examinateur

ABREGE

Les limites des ressources d'énergies fossiles et la perspective imminente du changement climatique ont mené les pays de l'Union Européenne à engager une restructuration du secteur électrique vers un approvisionnement en énergie fiable, économique et durable. Dans cette optique de transition énergétique, les systèmes de stockage d'énergie peuvent faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Ils permettent de stocker l'énergie produite par les sources renouvelables pour décaler sa fourniture aux réseaux électriques et compenser les fluctuations aléatoires de la puissance. Par ce lissage de la production des sources intermittentes, les systèmes de stockage transforment ces dernières en centrales mieux contrôlables et plus prévisibles ce qui leur permet de participer aux marchés d'électricité et aux services systèmes.

Afin de garantir le respect des plans de production et des engagements pris envers le gestionnaire du réseau, les centrales de production renouvelables équipées d'un système de stockage ont recours à un système de gestion d'énergie. Alors que le contrôle rapproché assure le respect de la consigne instantanée de production, la gestion d'énergie utilise des méthodes d'optimisation sous contraintes issues de la recherche opérationnelle pour planifier le fonctionnement des systèmes de stockage. Le plus souvent, un arbitrage est nécessaire entre les exigences du fonctionnement et la complexité du modèle utilisé. Les modèles de batterie, qui présentent un comportement non-linéaire, doivent être simplifiés en vue de les intégrer dans les algorithmes d'optimisation les plus courants. De plus, les modèles précis et particulièrement ceux qui sont basés sur une modélisation physico-chimique de la batterie exigent des tests de caractérisation chronophages réalisés dans des conditions contrôlées. Finalement, le comportement électrique de la batterie évolue avec son âge ce qui impose un recalage périodique du modèle en fonction du temps.

Cette thèse présente une méthodologie d'identification de modèles de batterie en cours de fonctionnement et d'utilisation de ces modèles adaptatifs dans la gestion optimale d'une centrale de production électrique avec stockage. Après un rappel des modèles de batteries, des méthodes d'identification en temps réel issues de la théorie du contrôle sont développées dans le cas d'un modèle des circuits électriques équivalents. L'extraction d'un modèle simplifié pour la gestion d'énergie est décrite et juxtaposée à une analyse de régression directe des données de fonctionnement. Les méthodes d'identification sont testées pour un système de stockage réel de taille industrielle, associé à une centrale photovoltaïque installée sur l'île de La Réunion. L'identification du modèle dans le cadre d'une étude de vieillissement préalablement effectuée au sein du CEA, met en évidence le suivi de l'état de santé de la batterie.

En vue de l'intégration des modèles adaptatifs dans la gestion, la formulation des problèmes d'optimisation rencontrés dans la planification d'une centrale photovoltaïque associée à un système de stockage est développée. Des implémentations en programmation linéaire-mixte et en programmation dynamique sont réalisées dans des cas d'études basés sur la participation aux marchés d'électricité ou dans le cadre d'une tarification réglementée, ainsi que la participation aux services système. Afin d'évaluer les performances de ces solutions, une architecture de contrôle pour la centrale est détaillée, et le fonctionnement de la centrale est simulé. Plusieurs configurations du système de gestion sont testées, y compris l'utilisation de modèles fixes ou variables ainsi que la prise en compte ou non du vieillissement de la batterie. Une analyse statistique des résultats obtenus pour différents cas de production photovoltaïque et d'erreurs de prévision montre que l'utilisation des modèles variables présente des avantages.

ABSTRACT

Limited fossil energy resources and the prospect of impending climate change have led the European Union to engage in a restructuring of the electricity sector towards a sustainable, economical and reliable power supply. Energy storage systems have the potential of an enabling technology for the integration of renewable energy sources, which underlies this transition. They allow the delivery of energy produced by a local source to the electric grid to be shifted in time and can compensate random fluctuations in power output. Through such smoothing and levelling, energy storage systems can make the production of variable renewable sources predictable and amenable to control.

In order to observe scheduled production and their commitments toward the grid operator, renewable power plants equipped with storage systems make use of an energy management system. While direct control ensures tracking of the current production setpoint, energy management employs constrained optimization methods from operations research to organize the usage of the storage systems. The complexity of the storage system model used in optimization must frequently be adapted to the specific application. Batteries show non-linear state-dependent behavior. Their model must be simplified for use in the most common optimization algorithms. Moreover, precise battery models based on physical modelling require time-consuming controlled testing for parameterization. Lastly, the electrical behavior of a battery evolves with aging which calls for regular recalibration of the model.

This thesis presents a methodology for on-line battery model identification and the use of such adaptive models in optimal management of an electrical plant with energy storage. After a summary of battery models, observer methods for on-line identification based on control theory are developed for the case of an equivalent circuit model. The extraction of a simplified model for energy management is described and compared to direct regression analysis of the operational data. The identification methods are tested for a real industrial-sized storage system operated in a photovoltaic power plant on the island of La Réunion. Model identification applied to data from an earlier battery aging study shows the use of the method for tracking the state-of-health.

The formulation of optimization problems encountered in the production scheduling of a photovoltaic power plant with energy storage is developed incorporating the adaptive battery models. Mixed-integer linear programming and dynamic programming implementations are used in case studies based on market integration of the plant or regulated feed-in tariffs. A simulation model based on the outline of the plant control architecture is used to simulate the operation and evaluate the solutions. Different configurations of the management system are tested, including static and variable battery models and the integration of battery aging. A statistical analysis of the results obtained for multiple cases of photovoltaic production and forecast error shows the advantage of using variable battery models in the study case.

AVANT-PROPOS

L'avenir de notre espèce dépendra de l'usage que nous ferons de nos ressources d'énergie. Assurer que nos enfants et nos petits-enfants partageront encore notre privilège d'un approvisionnement en énergie fiable et abordable est d'abord notre défi humain collectif, autant qu'étendre ce privilège aux enfants et petits-enfants de ceux qui n'en profitent pas encore aujourd'hui. Nul ne peut espérer plus qu'apporter une humble contribution à ce projet majeur.

Le présent travail est le fruit d'un long voyage personnel qui a commencé par cette prise de conscience il y plus de dix ans. Il est aussi le produit des idées et des inspirations que nombreuses personnes m'ont offertes ou créées avec moi sur le chemin. Finalement, il est le fruit d'une coopération européenne, voire mondiale, à l'Institut National de l'Energie Solaire (INES), où une équipe, qui compte souvent autant de langues maternelles que de visages autour d'une table, m'a accueilli pendant plus de trois ans avec enthousiasme, encouragement et chaleur amicale ; en bref, un lieu qui me convainc que l'inventivité et la curiosité humaine surmonteront les crises auxquelles notre génération fait face.

J'adresse d'abord mes remerciements les plus respectueux à mon directeur de thèse Quoc Tuan Tran sans qui cette thèse n'aurait jamais été possible dans sa forme présente. Je remercie également Franck Al Shakarchi et Kelli Mamadou, qui m'ont accompagné et guidé, chacun pour une partie du chemin, et qui ne se sont pas lassés de m'encourager, aussi dans les moments de challenge. Je n'oublierai jamais le sérieux et la sérénité avec lesquels ils ont encadré et fait évoluer à différents moments mes travaux de recherche.

Mes remerciements les plus respectueux au professeur Seddik Bacha d'avoir accepté de présider le jury, au professeur François d'examiner ce travail et en particulier au professeur Benbouzid et au professeur Petit d'avoir accepté d'être les rapporteurs de cette thèse.

J'offre toute ma gratitude à mes collègues qui ont contribué directement ou indirectement au travail de cette thèse. En particulier, je remercie mon cher ami Ayman Al Rahal Al Orabi, qui a longtemps été la bonne âme de notre équipe et qui m'a fait le cadeau de me faire part de ses travaux sur le vieillissement des batteries, lesquels ont permis la réalisation d'une partie de cette thèse.

Les sentiments de ma gratitude la plus profonde s'adressent à Benoît Richard, Frédéric Gautard, Audrey Wantier et Thai-Phuong Do, qui – hormis le fait d'être des amis et des collègues, on ne trouve pas meilleurs – ont sacrifié leur temps libre pour transformer mes atteintes à la grande langue qu'est le français en vraies tournures françaises. Le présent texte leur doit toute orthographe et style corrects, les éventuelles erreurs restantes venant de ma part. De même, je n'oublie pas de remercier Kangkana Bharadwaj de mettre souvent sa maîtrise de la langue anglaise à mon service.

Je pense avec reconnaissance à mes amis, Elvira Amicarelli, avec qui j'ai passé beaucoup d'heures fructueuses à discuter de nos projets de thèse, et Gabin Koucoï. Je les ai connus comme co-auteurs assidus, qui ont su rendre notre travail agréable encore la veille des dates butoirs par leurs natures sereines, et je leur souhaite une bonne continuation dans leurs recherches. Mon ami Farouk Bouaziz mérite une mention chaleureuse pour le bon voisinage de bureau, les bons moments passés ensemble et d'innombrables petits services.

Enfin, je remercie toute l'équipe du LSEI et du S3E pour les centaines de discussions et échanges intéressants. J'ai beaucoup profité de la compétence d'Hervé Guillou, Yacine Gaoua, Duy Long Ha et Franck Bourry en matière d'optimisation et de simulation des systèmes de

stockage. Tony Delaplagne m'a à plusieurs reprises donné des impulsions importantes pour l'application de mes algorithmes sur des systèmes réels. Maxime Montaru, Rémy Christin et Fathia Karoui m'ont offert leur expertise dans la modélisation des batteries. Je n'oublie pas non plus l'aide de notre équipe de techniciens, en particulier Marc Jung et Baptiste Jammet qui étaient disponibles pour donner des conseils ou des coups de main quand j'effectuais des tests de batterie. On ne mentionne pas assez souvent le travail de Pascale Brusini sur qui j'ai pu compter pour organiser mes participations aux congrès avec ou sans le délai nécessaire. Je n'oublierai pas les bons instants passés dans les salles de réunion et autour des cafés avec tous les autres membres de nos équipes, y compris les anciens du LSE. Votre esprit de solidarité et d'entraide fait de cet endroit un si bon environnement de travail. La direction par Nicolas Martin et Marion Perrin, qui m'ont aidé personnellement, y est pour quelque chose.

Je tiens à reconnaître l'apport important de l'entreprise ALBIOMA, producteur indépendant d'énergie, qui m'a donné accès aux données opérationnelles de sa centrale photovoltaïque. J'aimerais mettre en avant l'aide que m'a apporté personnellement Vincent Eudier, qui a été disponible pour discuter et répondre à mes questions bien au-delà de notre accord et de mes attentes.

Cette thèse a bénéficié d'une aide de l'Etat au titre du programme d'Investissements d'avenir portant la référence (ANR-10-ITE-0003) et je reconnais aussi l'apport financier de l'Agence Martiniquaise de l'Energie à l'étude de vieillissement présenté dans [Alr15].

La liste des personnes qui m'ont inspiré à poursuivre mon chemin dans le secteur du renouvelable est trop longue, mais j'aimerais toutefois évoquer Markus Graebig et Thomas Pollok en tant que mentors de jadis. Finalement, je suis infiniment reconnaissant de l'appui de mes parents, mes frères, ma copine et mes amis, qui ont toujours été à mes côtés avec loyauté et réconfort.

TABLE DES MATIERES

ABREGE II

ABSTRACT III

AVANT-PROPOS IV

TABLE DES ILLUSTRATIONS XI

A. INTRODUCTION 1

I. Contexte.....2

I.1. Développement des énergies renouvelables..... 4

I.1.1. Développement des énergies renouvelables dans le monde 6

I.1.2. Transition énergétique en Europe 6

I.2. Rôle de l'énergie photovoltaïque dans la transition énergétique 7

I.3. Rôle du stockage d'énergie dans le développement des énergies renouvelables 7

I.3.1. Report de la production intermittente..... 8

I.3.2. Intégration dans le réseau d'électricité 8

I.3.3. Intégration dans les marchés de l'électricité..... 9

I.3.4. Intégration aux services systèmes 10

I.3.5. Agrégateurs et centrales virtuelles 10

II. Objectifs de la thèse 11

B. MODELISATION DES SYTEMES DE STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE 12

I. Principe du stockage électrochimique 13

I.1. Transport de charge..... 14

I.2. Transport de masse 16

II. Technologies de stockage électrochimique 16

II.1. Batteries Li-Ion 16

II.2. Batteries haute-température 18

II.3. Batteries au plomb 19

II.4. Batteries redox-flow..... 20

III. Concepts de la modélisation des batteries 20

III.1. Etat de charge..... 21

III.1.1. Protocole du cycle nominal 23
III.1.2. Capacité de la batterie 24
III.2. Tension à circuit ouvert (OCV) 25
III.3. Impédance interne 25
III.4. Contenu énergétique 26
III.4.1. Energie disponible et énergie recevable 26
III.4.2. Energie nominale 26
III.4.3. Etat d'énergie 27
III.4.4. Rendement énergétique 27
III.5. Vieillissement 28
III.5.1. Vieillissement calendaire et vieillissement en cyclage 29
III.5.2. Perte de capacité 29
III.5.3. Evolution de la résistance interne 30
III.5.4. Prévision de l'état de santé et capacité énergétique 31
IV. Modèles de l'accumulateur électrochimique 31
IV.1. Modèle énergétique 32
IV.2. Circuit électrique équivalent 33
IV.3. Autres modèles 34
V. Modèle du système de stockage 34
V.1. Architecture du système de stockage 35
V.2. Convertisseur électronique de puissance 36
V.3. Transformateur 39
V.4. Auxiliaires 39
VI. Indicateurs de performance du système de stockage 40
VI.1. Pertes énergétiques 40
VI.2. Puissance disponible 40
VI.3. Vieillissement 44
C. IDENTIFICATION DU MODELE DE BATTERIE 45
I. Tests en laboratoire 45
I.1. Mesure de la capacité nominale 45
I.2. Mesure de la tension à vide 46
I.3. Mesure d'impédance 46
I.3.1. Impulsions de courant 46
I.3.2. Spectroscopie d'impédance 47

II. Identification en cours de fonctionnement 47
II.1. Estimation de l'état de charge 48
II.2. Méthodes d'observateur 48
II.2.1. Représentation d'état de la batterie 49
II.2.2. Filtre de Kálmán 50
II.2.3. Filtre récursif des moindres carrés (RLS) 51
II.2.4. Filtre des moindres carrés moyennés (NLMS) 53
II.2.5. Co-estimation par méthodes de gradient (COEST) 54
II.2.6. Cas d'étude 57
II.3. Régression linéaire 63
III. Mise-à-jour du modèle 67
III.1. Estimation de la capacité 67
III.2. Cas d'étude : étude de vieillissement 68
III.3. Cas d'étude : opération industrielle 74
IV. Transformation des modèles 77
D. GESTION DU SYSTEME DE STOCKAGE 79
I. Architecture du système de gestion 79
II. Contrôle-commande de l'électronique de puissance 83
III. Gestion de la puissance 96
IV. Gestion d'énergie 99
IV.1. Planification de la participation aux marchés d'énergie 100
IV.2. Planification de la participation aux services système 102
IV.3. Planification de la production dans le cadre d'un appel d'offres de la CRE 103
IV.4. Planification infra-journalière et prévisions 104
E. OPTIMISATION DE LA GESTION 105
I. Méthodes d'optimisation 105
I.1. Problème général d'optimisation 105
I.2. Programmation linéaire 107
I.3. Programmation linéaire-mixte à nombres entiers 108
I.4. Programmation dynamique 110
II. Objectifs et contraintes de la gestion optimale 113
II.1. Participation aux marchés d'électricité 114
II.2. Participation aux services système 115

II.3. Autoconsommation et autoproduction 117
II.4. Minimisation de l'impact sur le réseau et suivi d'un profil de production 118
II.5. Déviation du plan de production..... 121
II.6. Vieillissement et coût d'investissement..... 122
III. Modèles du système de stockage dans les problèmes d'optimisation 125
III.1. Modèle non-linéaire..... 125
III.2. Modèle électrique statique 126
III.3. Modèle énergétique linéarisé 127
III.4. Prise en compte de l'incertitude du plan d'utilisation 129
III.5. Modèle du vieillissement 130
IV. Répartition instantanée optimal de puissance d'un système multi-stockage.....132
IV.1. Problème d'optimisation 132
IV.2. Méthode d'optimisation..... 133
IV.3. Cas d'étude..... 133
IV.4. Résultats..... 134
V. Planification optimale du système unitaire en programmation linéaire 138
V.1. Formulation du problème d'optimisation 138
V.2. Méthode d'optimisation..... 140
V.3. Cas d'étude 140
V.4. Résultats..... 142
VI. Mise à jour de la planification et suivi optimal du plan de production 143
VI.1. Formulation du problème d'optimisation 144
VI.2. Cas d'étude..... 144
VI.3. Résultats..... 146
VII. Evaluation des stratégies d'optimisation du rendement 147
VIII. Stratégies d'opération pour un vieillissement minimal 153
VIII.1. Formulation du problème d'optimisation 153
VIII.2. Cas d'étude..... 154
VIII.3. Résultats..... 154
IX. Planification d'un système hybride Diesel-PV avec stockage 156

F. CONCLUSION ET PERSPECTIVES 161

COMMUNICATIONS SCIENTIFIQUES 163

BIBLIOGRAPHIE 164

ANNEXE A 179

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1. Répartition de la génération mondiale d'électricité en fonction des sources d'énergie en 2013 (source : IEA [IEA15]). * « Autres » inclut les énergies renouvelables. 2
Figure 2. Portée des réserves de sources d'énergies fossiles en termes de ratio des réserves prouvées sur la production annuelle (basé sur les données publiées dans la série « BP Statistical Review of World Energy » entre 2002 et 2016 [BP16]). Les données récentes incluent les réserves non-conventionnelles, par exemple les sables bitumineux. Données pour les réserves de charbon n'étaient pas disponibles pour toutes les années. 3
Figure 3. Évolution du prix moyen des modules photovoltaïque et de la capacité installée entre 2010 et 2015 (source : IRENA [@IREA]). 4
Figure 4. Tendances d'évolution du coût actualisé de l'électricité pour les énergies renouvelables entre 2010 et 2015 (source : IRENA [@IREA]). 5
Figure 5. Evolution de la capacité installée de génération renouvelable (sans hydraulique et énergie houlomotrice) selon la source (source : EIA et REN21 [@EIA] [REN16]). 5
Figure 6. Génération nette d'électricité dans l'Union Européenne (28 pays) et évolution des parts des sources énergétiques (source : Eurostat [EUST]). 6
Figure 7. Schéma simplifié de l'action du réglage de fréquence [UCT07]. 9
Figure 8. Schéma simplifié des modèles économiques dans le secteur électrique. 10
Figure 9. Schéma conceptuel de la modélisation pour la gestion. 12
Figure 10. Schéma d'un élément électrochimique 14
Figure 11. Schéma du transfert d'ions Li^+ entre l'anode en graphite et la cathode en $LiCoO_2$ d'une batterie Li-ion, basé sur [Lin01]. 17
Figure 12. Schéma d'une batterie Na/NiCl, basé sur [Sul06][Wan01]. 19
Figure 13. Schéma d'une batterie redox vanadium. 19
Figure 14. Cycle nominal d'une batterie Li-ion avec une charge CC-CV et une décharge CC. : (a) courant, (b) tension. 23
Figure 15. Tension à vide d'un élément Li-ion et approximation logarithmique. 25
Figure 16. Circuit de Randles. 25
Figure 17. Modèle énergétique d'une batterie. 32
Figure 18. Modèle des deux électrodes avec deux circuits de Randles. 33
Figure 19. Substitution d'un élément ZARC par des éléments R||C. 33
Figure 20. Circuit équivalent obtenu par simplification du modèle de Randles [Mon09]. 33
Figure 21. Circuit équivalent obtenu par simplification du modèle de Randles [Bul02]. 33
Figure 22. Circuit équivalent dynamique d'une batterie 34
Figure 23. Circuit équivalent statique d'une batterie. 34
Figure 24. Schéma unifilaire d'une centrale photovoltaïque intégrant des systèmes de stockage en architecture hybride AC. 35
Figure 25. Schéma unifilaire d'une centrale photovoltaïque intégrant des systèmes de stockage en architecture hybride DC. 35
Figure 26. Circuit équivalent des topologies élémentaires de convertisseur. 36
Figure 27. Circuit équivalent des topologies buck-boost en cascade. 37
Figure 28. Circuit équivalent du convertisseur buck-boost bidirectionnel 37
Figure 29. Circuit équivalent des topologies d'onduleur. 38
Figure 30. Circuit équivalent de la chaine de conversion avec un convertisseur boost. 38
Figure 31. Circuit équivalent de la chaine de conversion avec un convertisseur buck-boost. 38
Figure 32. Rendement d'un convertisseur AC/DC pour un système photovoltaïque de taille industrielle. 39
Figure 33. Circuit équivalent transformateur. 39

Figure 34. Modèle simplifié des limites de fonctionnement d'un convertisseur. 41
Figure 35. Calcul des limites de puissance d'un système de stockage : (a) tension à vide, tensions aux limites d'intensité et limites de tension, (b) limites supérieures de puissance (décharge) dues au convertisseur, à la tension minimale et au courant maximal, (c) limites inférieures de puissance (charge). 43
Figure 36. Représentation d'états d'un système linéaire invariant 48
Figure 37. Circuit électrique équivalent dynamique de batterie composé d'une source contrôlée et d'un circuit linéaire. 49
Figure 38. Architecture sérielle pour l'estimation d'états et de paramètres d'un système linéaire. 50
Figure 39. Architecture parallèle pour la coestimation d'états et de paramètres. 50
Figure 40. Deux représentations équivalentes du filtre à réponse impulsionnelle infinie 51
Figure 41. Séries temporelles des résultats de l'identification par observateur avec une estimation initiale linéaire de la tension à vide : (a) courant de batterie, (b) tension de batterie et estimations, (c) erreur relative des estimations de tension, (d) estimation de la tension à vide, (e) corrections à l'estimation à priori de la tension à vide, (f) résistance interne totale estimée. 58
Figure 42. Résultats agrégés de l'identification par observateur avec une estimation initiale linéaire de la tension à vide : (a) courbe de tension à vide initiale, estimations et courbe de référence, (b) erreurs de la tension à vide par rapport à la référence, (c) courbes estimées de la résistance interne totale. 60
Figure 43. Séries temporelles des résultats de l'identification par observateur avec avec la courbe initiale de référence de la tension à vide : (a) courant de batterie, (b) tension de batterie et estimations, (c) erreur relative des estimations de tension, (d) estimation de la tension à vide, (e) corrections à l'estimation à priori de la tension à vide, (f) résistance interne totale estimée. 61
Figure 44. Résultats agrégés de l'identification par observateur avec la courbe initiale de référence de la tension à vide : (a) courbe de tension à vide initiale, estimations et courbe de référence, (b) erreurs de la tension à vide par rapport à la référence, (c) courbes estimées de la résistance interne totale. 62
Figure 45. Échantillons de la tension de batterie en nuages de points sur la charge nette contenue dans la batterie. En haut : échantillons bruts avec un rendement de 100 %. Au milieu : échantilllons repartis par plage de tension après recalcul de la charge nette par la première régression. En bas : échantillons repartis par plage de charge nette avec la courbe linéaire par morceaux issue de la régression. 66
Figure 46. Algorithme de mise à jour du modèle de batterie par régression linéaire. 67
Figure 47. Principe du recalage de la capacité de batterie par l'ajustement de la courbe de tension à vide à la courbe initiale 68
Figure 48. Dix heures de sollicitation en puissance de la batterie pendant la phase d'opération de l'étude de vieillissement. 69
Figure 49. Cycle de contrôle dans l'étude de vieillissement : (a) tension de batterie, (b) courant de batterie, (c) puissance de batterie. 69
Figure 50. Courbes de tension à vide de toutes les itérations de l'étude de vieillissement. (a) valeurs mesurées lors des cycles de contrôle, (b) mises à l'échelle de la première itération, (c) courbes identifiées par l'analyse des données opérationnelles, (d) mises à l'échelle de la première itération. 70
Figure 51. Courbes de résistance de toutes les itérations de l'étude de vieillissement mise à l'échelle de l'état de charge. (a) courbes identifiées par l'analyse des données opérationnelles (b) valeurs mesurées en décharge lors des cycles de contrôle, (c) valeurs mesurées en charge lors des cycles de contrôle. 71

Figure 52. Evolution de la capacité relative : (a) capacités et énergies chargées et déchargées lors des cycles de contrôle normalisées à la première itération, (b) capacité relative estimée par la mise à l'échelle des courbes de tension à vide des checkups (CU), de l'algorithme à une seule résistance (SR) et de l'algorithme à résistances individuelles de charge et de décharge (CD), (c) erreur par rapport à la capacité déchargée lors des cycles de contrôle. 72
Figure 53. Évolution de la résistance estimée relative à la première itération et droite de régression. 72
Figure 54. Courbes de tensions à vide et de résistances internes de toutes les itérations du système industriel. (a) courbes de tensions à vide et moyennes, (b) courbes de résistances internes et moyenne. 73
Figure 55. Échantillons de la tension sur la charge nette de la batterie dans le système industriel. En haut : échantillons bruts avec un rendement de 100 %. En bas : échantillons répartis par plage de charge nette avec la courbe linéaire par morceaux issue de la régression. 74
Figure 56. Évolution de la capacité et de la résistance interne estimées du système industriel : (a) capacité relative estimée par l'analyse des données du BMS et par l'identification du modèle avec courbes d'estimations par moyenne mobile, (b) résistance moyenne estimée par l'identification du modèle et courbe de moyenne mobile. 75
Figure 57. Évolution de la capacité et de la résistance interne estimées du système industriel : (a) capacité relative estimée par l'analyse des données du BMS et par l'identification du modèle et courbes d'estimations par moyenne mobile avec paramètre d'innovation variable, (b) résistance moyenne estimée par l'identification du modèle et courbe de moyenne mobile. ... 76
Figure 58. Schéma conceptuel d'une architecture de contrôle avec modèle adaptatif pour un système de stockage. 81
Figure 59. Architecture du système de contrôle direct pour un système de stockage composé d'un convertisseur DC/DC et d'un convertisseur AC/DC. 83
Figure 60. Contrôle des tensions moyennes de sortie par le rapport cyclique. 84
Figure 61. Calcul des rapports cycliques depuis les tensions moyennes. 84
Figure 62. Contrôle de la tension du lien DC. 84
Figure 63. Contrôle de la puissance réactive. 85
Figure 64. Contrôle de la puissance active par le courant de batterie. 85
Figure 65. Contrôle de la tension de batterie aux limites maximale et minimale. 85
Figure 66. Calcul de la puissance active avec réglage de fréquence. 86
Figure 67. Calcul de la puissance réactive avec réglage de tension. 86
Figure 68. Modèle de batterie pour la simulation du système incluant la mise à l'échelle du container. 86
Figure 69. Paramètres électriques d'un élément de batterie unitaire dans le modèle de simulation dynamique en fonction de l'état de charge [Che06] : (a) tension à vide, (b) résistances, (c) capacitances. 87
Figure 70. Architecture électrique du container de batterie. 88
Figure 71. Circuit équivalent du chargeur de batterie boost en demi-pont. 89
Figure 72. Modèle du chargeur de batterie boost pour la simulation avec tension et courant moyennés. 89
Figure 73. Circuit équivalent du chargeur de batterie buck-boost en cascade. 89
Figure 74. Modèle du chargeur de batterie buck-boost pour la simulation avec tension et courant moyennés. 89
Figure 75. Circuit équivalent d'une phase du convertisseur AC/DC à pont complet. 89
Figure 76. Modèle moyenné d'une phase du convertisseur AC/DC pour la simulation. 89
Figure 77. Résultats de la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) consigne de puissance réactive et puissance réelle, (c)

courant de batterie, (d) tension de batterie, (e) tension du lien DC, (f) tension réelle et mesurée du réseau, (g) fréquence réelle et mesurée. 91
Figure 78. Changement de la consigne dans la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) erreur normalisée de la puissance, (c) courant de batterie, (d) tension de batterie, (e) tension du lien DC..... 92
Figure 79. Réglage de fréquence dans la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) erreur normalisée de la puissance, (c) consigne de puissance réactive et puissance réelle, (d) tension du lien DC, (e) fréquence réelle et mesurée. 92
Figure 80. Chute de tension dans la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) erreur normalisée de la puissance, (c) courant de batterie, (d) tension de batterie, (e) tension du lien DC. 93
Figure 81. Résultats de la simulation du système de stockage à $SoC = 105\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (d) tension de batterie. 94
Figure 82. Résultats de la simulation du système de stockage à $SoC = -3\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (d) tension de batterie. 95
Figure 83. Limitation à la baisse de la tension de batterie à $SoC = -3\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (c) tension de batterie, (d) tension du lien DC. 96
Figure 84. Limitation à la hausse de la tension de batterie à $SoC = 105\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (c) tension de batterie, (d) tension du lien DC. 96
Figure 85. Gestion de la puissance pour une centrale avec un seul système de stockage..... 98
Figure 86. Gestion de la puissance pour une centrale avec multiples systèmes de stockage.. 99
Figure 87. Schéma de la participation aux réserves de puissance par la centrale photovoltaïque avec stockage. Les limites de puissance ne tiennent pas compte de l'évolution de l'état de charge. 102
Figure 88. Illustration d'un pas de la boucle récursive dans la programmation dynamique. 112
Figure 89. Schéma de la pénalisation des déviations du plan de production avec une bande morte et une fonction de pénalité linéaire ou quadratique. 118
Figure 90. Illustration d'un profil de production paramétrable pour l'AO CRE [CRE11] français. 120
Figure 91. Coût d'un remplacement à SoH = 80% en fonction de l'état de santé actuel et du taux de dégradation moyen : (a) valeur actuelle en pourcentage, (b) coût spécifique de la capacité énergétique perdue. 124
Figure 92. Comparaison des temps passé jusqu'à l'atteinte d'un état de santé donné pour le modèle α, le modèle parabolique, le modèle exponentiel et le modèle linéaire. 131
Figure 93. Fonctionnement de la centrale selon la répartition de la puissance. (a) Prévision photovoltaïque et capacité disponible. (b) Plan de production et production réalisée. Répartition selon les puissances disponibles : (c) puissance des systèmes de stockage, (c) énergie stockée. Répartition optimisée : (d) puissance des systèmes de stockage, (e) énergie stockée. 135
Figure 94. Fonctionnement de la centrale selon le modèle du stockage. (a) Prévision photovoltaïque et capacité disponible. Modèle statique et répartition selon les puissances disponibles : (b) production planifiée et réalisée, et puissance du stockage, (c) énergie stockée. Modèle variable : (d) puissances, (e) énergie stockée. Répartition selon la planification : (f) puissances, (g) énergie stockée. 141
Figure 95. Fonctionnement de la centrale selon le mode de replanification. (a) Prévisions photovoltaïques à différents instants et capacité disponible. Suivi du plan initial avec modèle statique du stockage : (b) puissances, (c) états de charge. Replanification avec modèle statique :

(d) puissances, (e) états de charge. Replanification avec modèle variable : (f) puissances, (g) énergie stockée. 145
Figure 96. Fonctionnement de la centrale pour une journée. (a) Prévision photovoltaïque et capacité disponible. Optimisation sans vieillissement : (b) puissances, (c) états de charge. Optimisation avec prise en compte du coût de vieillissement : (d) puissances, (e) états de charge. 155
Figure 97. Plans de production du système hybride. (a) disponibilité des deux générateur sans stockage (b) disponibilité d'un seul générateur sans stockage, (c) disponibilité des deux générateur avec stockage (d) disponibilité d'un seul générateur avec stockage (e) Sans contraintes avec stockage. 159

A. INTRODUCTION

Depuis l'aube des sociétés sédentaires, le progrès civilisateur de l'humanité s'accompagne d'avancées dans la maîtrise par les humains des ressources énergétiques qui leur sont allouées. Du travail humain et animal en passant par la chaleur, d'abord du bois, puis du charbon et des hydrocarbures fossiles, par les forces des éléments naturels, du vent, de l'eau et du soleil, jusqu'à la formidable puissance de la fission nucléaire, l'humanité a su apprivoiser les sources d'énergies terrestres. Ainsi, on peut raconter l'histoire de la modernité comme la croissance incessante de la conversion d'énergie en formes qui nous sont utiles, pour nous nourrir et nous réchauffer, pour nous déplacer, pour communiquer ou pour nous divertir. L'ubiquité de l'énergie électrique dans nos vies, aujourd'hui, en fait d'elle, en quelque sorte, le point de fuite logique. Nous savons à présent convertir l'énergie électrique sans pertes importantes en toutes les formes d'énergies finales que nous utilisons – sans parler de son usage direct dans notre infrastructure informatique de plus en plus importante. Il n'y a alors plus de quoi surprendre, si l'on trouve dans les foyers privilégiés des pays industrialisés, chauffage électrique, machine à laver, lampe et ordinateur. Tous puisent – pour nous apporter l'énergie thermique, mécanique et électromagnétique dont nous avons besoin – dans le réservoir d'énergie électrique en apparence de puissance infinie que constitue le réseau interconnecté d'électricité.

Eloignées de la vue des consommateurs, les grandes centrales thermiques de génération d'électricité ont assouvi pendant plus d'un siècle[1] l'appétit croissant des populations pour l'énergie électrique. La disponibilité d'énergie sous formes de composés de carbone fossiles, du pétrole, du gaz naturel et du charbon, ont sous-tendu la révolution industrielle. Aujourd'hui, une prise de conscience de la finitude des ressources fossiles, du potentiel de conflit géopolitique de leur usage, et de la menace du réchauffement climatique anthropogène, provoque un nouveau changement de paradigme. Afin d'assurer l'idéal d'une alimentation en électricité fiable, économique et durable dans le futur, nombre de pays ont engagé une transition énergétique vers un approvisionnement en énergie renouvelable, devenu en grande partie possible grâce à la conjonction de progrès scientifiques dans les technologies de génération renouvelable et en électronique de puissance. Ainsi, les pays de l'Union Européenne ont déclenché, avec des mesures politico-économiques, une croissance inédite dans le déploiement de centrales renouvelables, principalement éoliennes et photovoltaïques. D'une part, cette évolution rapide de la capacité installée a eu pour effet de réduire les prix de production au point que les grandes centrales éoliennes et photovoltaïques peuvent aujourd'hui devenir compétitives par rapport à la génération conventionnelle. D'autre part, le taux croissant de capacité renouvelable dans le réseau interconnecté requiert la recherche et le développement de nouvelles stratégies dans la gestion du système électrique afin de permettre l'intégration continue de ces énergies dans le réseau, tout en conservant la fiabilité et la qualité de la fourniture d'électricité malgré leur caractère intermittent, imprévisible et décentralisé.

Les systèmes de stockage ont été identifiés comme une technologie clé pour atténuer les conséquences négatives d'un taux élevé de génération renouvelable et distribuée dans le réseau. Cependant, pour les mettre à profit avec l'intégration des énergies renouvelables, ils doivent être équipés d'un système de gestion d'énergie qui optimise leur usage. Les méthodes de gestion développées dans cette thèse cherchent à apporter une contribution à ce sujet. Par la formulation de problèmes d'optimisation dans la gestion d'une centrale photovoltaïque équipée d'un

[1] La première centrale électrique construite par un groupe autour de Thomas Edison rentra en service en 1882. (http://ethw.org/Pearl_Street_Station)

système de stockage et par l'intégration de modèles adaptatifs dans les algorithmes d'optimisation ces méthodes ont pour objectif de mieux exploiter le gisement solaire pour la génération d'énergie électrique.

I. Contexte

La consommation d'énergie électrique a presque quadruplé dans l'espace des derniers quarante ans [IEA15]. Cette génération conventionnelle dépend, majoritairement, de l'extraction, du transport et de la combustion des ressources fossiles, charbon, gaz naturel et pétrole. Ces trois sources d'énergie représentent aujourd'hui plus de deux tiers de l'énergie primaire dans le secteur électrique (figure 1) [IEA15]. Les ressources fossiles de la planète ne sont pas infinies et depuis plus d'une décennie, les chercheurs et les politiques discutent la possibilité d'un déclin imminent de la production de pétrole qui joue un rôle important au-delà de son usage énergétique dans l'industrie pétrochimique. Bien que les estimations de réserves naturelles soient manifestement difficiles, l'analyse des données publiées – surtout après prise en compte du reclassement des réserves qui ne sont pas économiquement exploitable aujourd'hui – suggère que les réserves prouvées de pétrole conventionnel ont commencé à diminuer [Owe10] [Sor10]. Les tendances de la portée des réserves prouvées des ressources fossiles (figure 2) permettent d'avancer l'hypothèse que ce siècle verra le déclin de l'énergie fossile conventionnelle abordable pour le grand public. Sa substitution potentielle par les hydrocarbures non-conventionnelles ou par le nucléaire implique d'autres difficultés en termes d'impact environnemental et de sécurité [She15] [San16].

Hormis l'épuisement prévisible des ressources fossiles, les violentes crises géopolitiques des dix dernières années, avec leur impact haussier sur le prix du pétrole, ont jeté un éclairage sur la menace constante que la dépendance des énergies fossiles représente pour le développement et la stabilité socio-économique dans les pays importateurs. Et ce, sans parler du rôle incendiaire

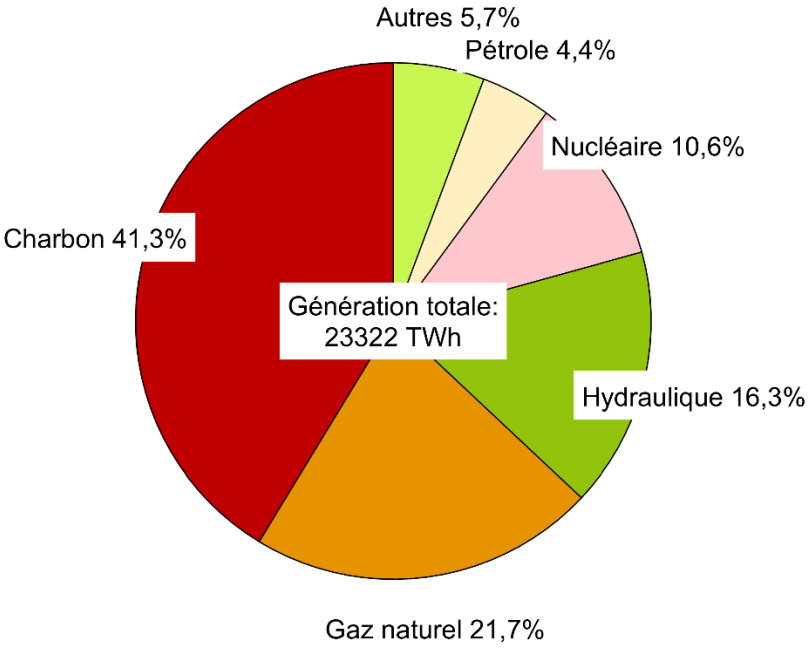


Figure 1. Répartition de la génération mondiale d'électricité en fonction des sources d'énergie en 2013 (source : IEA [IEA15]). * « Autres » inclut les énergies renouvelables.

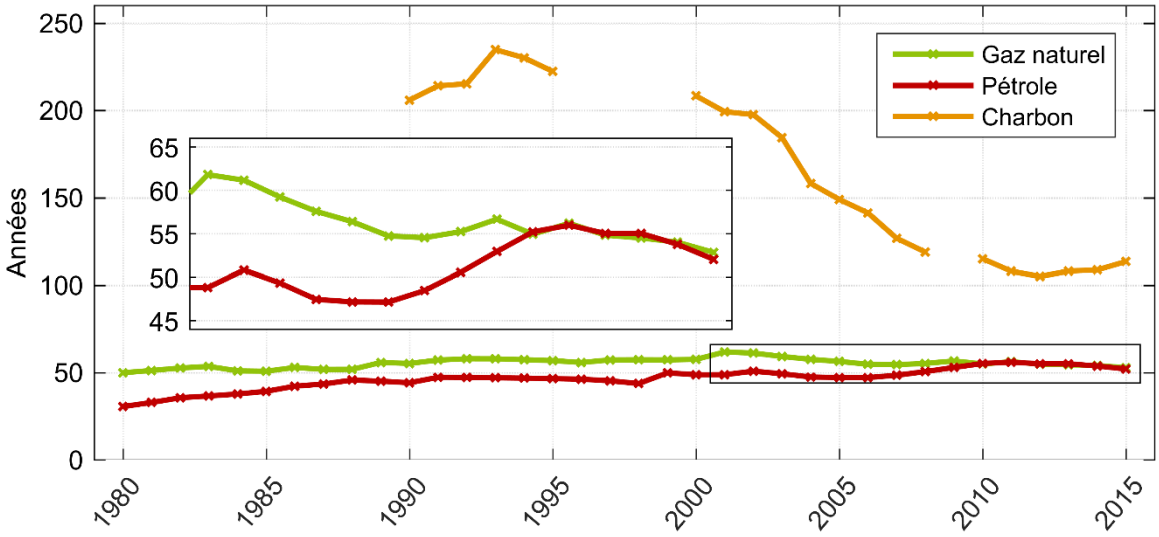


Figure 2. Portée des réserves de sources d'énergies fossiles en termes de ratio des réserves prouvées sur la production annuelle (basé sur les données publiées dans la série « BP Statistical Review of World Energy » entre 2002 et 2016 [BP16]). Les données récentes incluent les réserves non-conventionnelles, par exemple les sables bitumineux. Données pour les réserves de charbon n'étaient pas disponibles pour toutes les années.

que la lutte pour le contrôle des ressources peut avoir dans ces conflits : la guerre en Iraq, le « printemps arabe », et la guerre au Yémen au Moyen-Orient ainsi que le conflit entre l'Ukraine et la Russie, notamment, ont clairement rappelé aux pays de l'Union Européenne le risque stratégique de leur approvisionnement majoritaire en pétrole et en gaz naturel à travers ces deux régions[2].

Finalement, le réchauffement climatique anthropogène oblige l'humanité à restreindre la consommation des énergies fossiles et l'émission de dioxyde de carbone associée, par crainte de susciter des changements cataclysmiques irréversibles dans l'environnement naturel. Le cinquième rapport du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) confirme la conclusion des rapports précédents que l'émission de gaz à effet de serre par les humains est la cause des températures records des trois dernières décennies et causera une augmentation continue de la température globale entre 2°C et 4°C jusqu'à la fin du siècle faute d'actions volontaristes importantes. Cette hausse de température engendre une fonte des glaciers et de la banquise arctique, une élévation du niveau des mers et une acidification des mers. De surcroît, les auteurs mettent en garde contre une recrudescence des phénomènes météorologiques extrêmes tels que les vagues de froid et de chaleur, les tempêtes tropicales, les périodes de précipitations intenses ou les sécheresses. L'effet cumulé d'une telle évolution des systèmes climatiques mondiaux sera une menace sur les écosystèmes avec des impacts sévères et irréversibles sur la civilisation humaine [IPC15]. La prise de conscience par rapport au danger du changement climatique a conduit à l'adoption de la convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), qui établit l'organe de la conférence des parties [UN92]. Dans sa dernière itération, la conférence de Paris a donné lieu à l'accord de Paris dans lequel les pays des Nations Unies s'obligent à convenir d'un plafonnement des émissions de gaz à effet de serre en vue d'atteindre un équilibre entre émissions et absorptions anthropiques au cours de la deuxième moitié du siècle [UN15]. Un quart des émissions de gaz à effets de serre est dû à la génération de chaleur et d'électricité [IPC15].

[2] Pour le pétrole, 37 % des imports (en tonnage) de l'Europe proviennent de la Russie et 20 % du Moyen-Orient. Pour le gaz naturel, 35 % des imports (en volume) proviennent de la Russie et 6 % du Moyen-Orient.

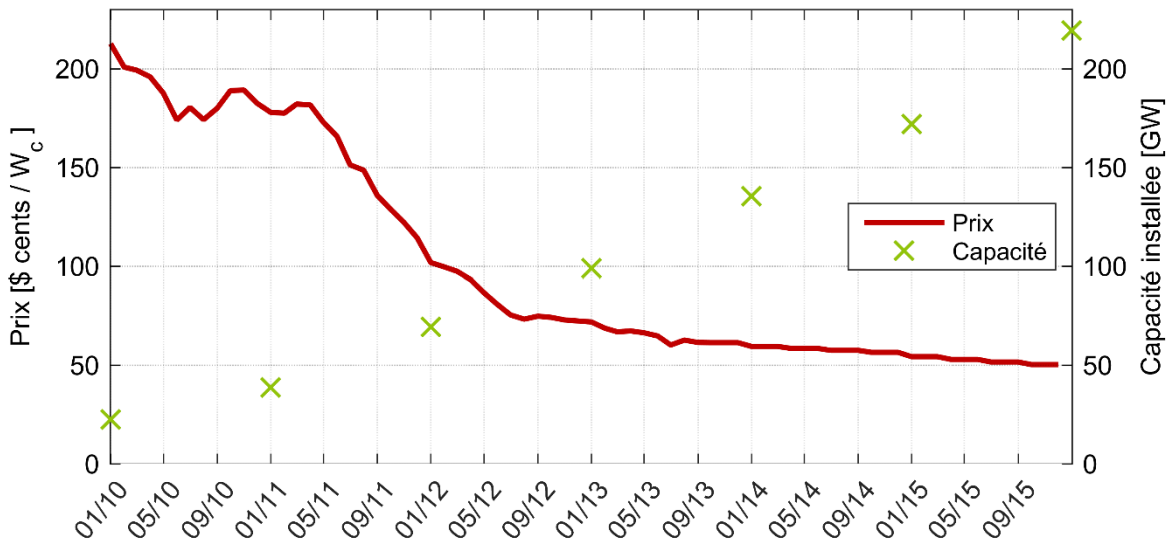


Figure 3. Évolution du prix moyen des modules photovoltaïque et de la capacité installée entre 2010 et 2015 (source : IRENA [@IREA]).

En plus des économies d'énergie et de l'amélioration du rendement des applications consommatrices, l'utilisation des énergies renouvelables constitue la troisième voie importante dans les efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Depuis la création de la CCNUCC, beaucoup de pays ont adopté des agendas politiques qui promeuvent un développement actif des énergies renouvelables en vue d'atteindre leurs objectifs d'émission en dioxyde de carbone.

I.1. Développement des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables au cours des dernières années a largement été soutenu par le développement des ressources solaires et éoliennes. Les énergies renouvelables doivent leur succès dans les années récentes à des développements technologiques importants réalisés dans la deuxième moitié du XXème siècle. La démonstration de la première cellule photovoltaïque au silicium [Cha54] en 1954 – plus d'un siècle après la découverte de l'effet photovoltaïque par Edmond Becquerel et un demi-siècle après son explication par Albert Einstein – ouvrait la voie à la production en masse de modules photovoltaïques fabriqués à base de matières primaires amplement disponibles. Cette découverte a presque coïncidé avec l'année 1956 au cours de laquelle John Bardeen, Walter Brattain et William Shockley recevaient le prix Nobel de physique pour leur travaux sur les semi-conducteurs et la découverte de l'effet transistor, qui aboutiront à la mise au point du premier transistor au silicium chez Bell Laboratories en 1954 [Tan55] et par Texas Instruments en 1957 [Jac58]. Ce seront les convertisseurs électroniques de puissance en silicium qui permettront l'intégration massive dans les réseaux publics d'électricité des sources d'énergie qui produisent une tension continue telles que les sources photovoltaïques. La baisse continue du prix des modules photovoltaïques – en analogie avec la loi de Moore appelée loi de Swanson [Car12] – se poursuit jusqu'à ce jour. La figure 3 trace l'évolution des prix des modules photovoltaïques et de la capacité installée cumulée entre 2010 et 2015 [@IREA].

Bien qu'elles fassent partie des moyens de production depuis le début de l'électrification en Europe, les éoliennes ont également connu des développements technologiques important au cours du XXème siècle. L'éolienne de 200 kW installée près de Gedser au Danemark en 1957 possédait déjà les caractéristiques importantes des éoliennes modernes avec ses trois hélices régulées par décrochage. Les progrès dans l'électronique de puissance ont permis la connexion

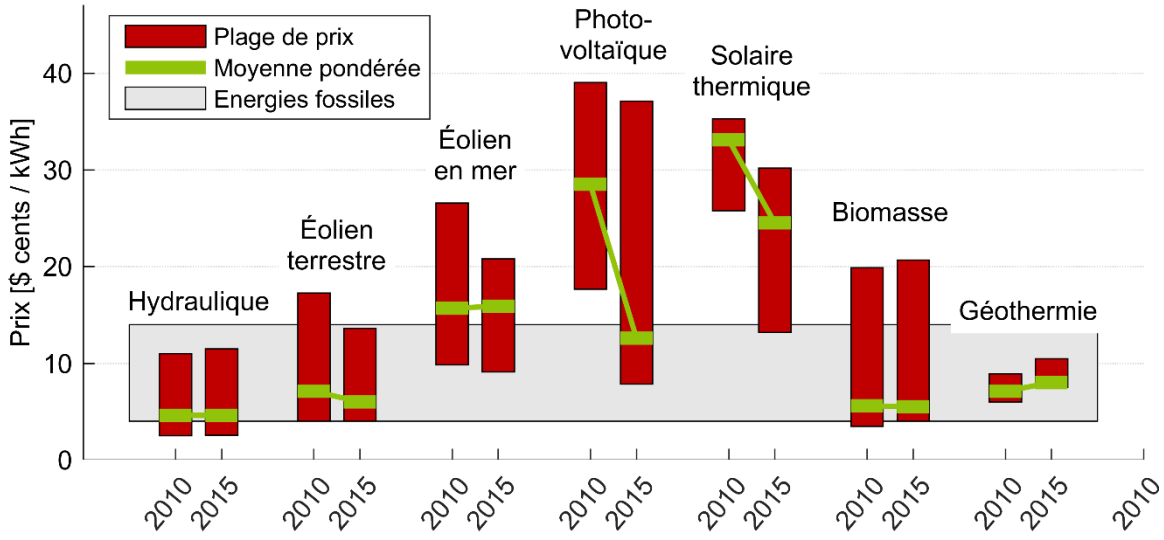


Figure 4. Tendances d'évolution du coût actualisé de l'électricité pour les énergies renouvelables entre 2010 et 2015 (source : IRENA [@IREA]).

des éoliennes via des convertisseurs de puissance et ainsi le passage de la machine asynchrone au générateur synchrone et au générateur asynchrone à double alimentation. Les plus grandes éoliennes modernes ont actuellement une capacité nominale de 8 MW [VES04] et les dernières années ont vu l'installation progressive de capacités éoliennes conséquentes en mer.

La figure 4 présente le coût actualisé de l'électricité (LCOE – de l'anglais « Levelized Cost of Electricity ») des sources renouvelables en utilisation commerciale avec leur évolution entre 2010 et 2015. Outre l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque, les centrales hydrauliques, la biomasse et la géothermie représentent des sources économiquement compétitives vis-à-vis de la génération conventionnelle. Néanmoins, leur part dans la transition énergétique actuelle reste encore modeste compte tenu de l'ampleur de réserves non-exploitées. Les centrales hydrauliques font partie de la génération électrique depuis les débuts de l'électrification. Elles représentent toujours la plus grande partie de la génération renouvelable. Toutefois, elles dépendent de l'aménagement de cours d'eau avec un dénivelé suffisant et une majorité des sites candidats dans les pays industrialisés semblent déjà exploités [WEC13]. Le potentiel de

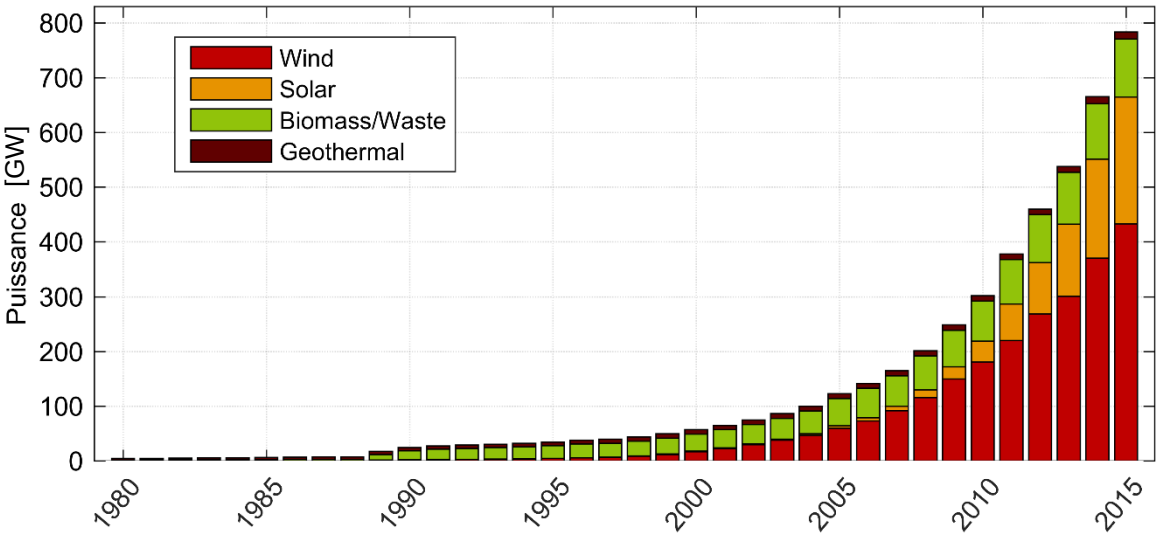


Figure 5. Evolution de la capacité installée de génération renouvelable (sans hydraulique et énergie houlomotrice) selon la source (source : EIA et REN21 [@EIA] [REN16]).

génération géothermique est considérablement moins important que celui de la ressource solaire. On estime que la biomasse pourrait, quant à elle, fournir jusqu'à un quart du mix énergétique futur, mais elle est en concurrence avec d'autres usages du terrain, notamment la production agricole [WEC13]. Néanmoins, la génération d'électricité par la combustion de biomasse pourrait constituer une technologie complémentaire aux énergies intermittentes.

I.1.1. Développement des énergies renouvelables dans le monde

Pendant les vingt dernières années, la capacité installée de génération électrique des énergies renouvelables excepté l'hydroélectricité a augmenté continument à un taux de croissance moyen supérieur à 16 %. Si elles ne représentaient qu'un peu plus d'un pourcent de la capacité de génération électrique installée en 1995, les centrales à base de renouvelables en constituent aujourd'hui plus de 12 % et fournissent environ 7,3 % de l'électricité produite mondialement [@EIA] [REN16]. L'évolution de la capacité installée des différentes technologies est tracée dans la figure 5. On observe que la forte croissance au début des années 2000 résulte de l'installation d'éoliennes. Récemment, le gain annuel en capacité éolienne a partiellement été supplanté par la forte augmentation de la capacité solaire photovoltaïque. Les raisons résident dans des changements de régimes réglementaires pour l'installation des éoliennes dans certains pays porteurs de la transition énergétique [GWC16] et dans la baisse de coût du photovoltaïque illustrée dans la figure 3.

I.1.2. Transition énergétique en Europe

En 1980, le groupe allemand « Öko-Institut » a publié une étude intitulée « Energiewende » (transition énergétique) sur les perspectives d'une économie sans sources d'énergie fossiles et nucléaires et vulgarise ainsi le terme qui désignera la transformation de l'approvisionnement en énergie en Europe. Au cours des deux décennies suivantes, les états membres de l'Union Européenne introduisaient des régimes de subventions pour les énergies renouvelables et en 2003, 13 des 15 membres promouvaient leur développement par des aides en capital et par un système de tarifs d'achat ou d'obligations d'achat [EEA04]. Entre 1990 et 2007, les pays de l'Union Européenne ont investi entre 70 milliards et 150 milliards d'euros en subventions aux énergies renouvelables. En 2012, le chiffre était de 40 milliards d'euros [ECO14]. En conséquence, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique européen a augmenté de 1 % à 11,6 % entre 2000 et 2014, comme présenté sur la figure 6. L'Allemagne, notamment,

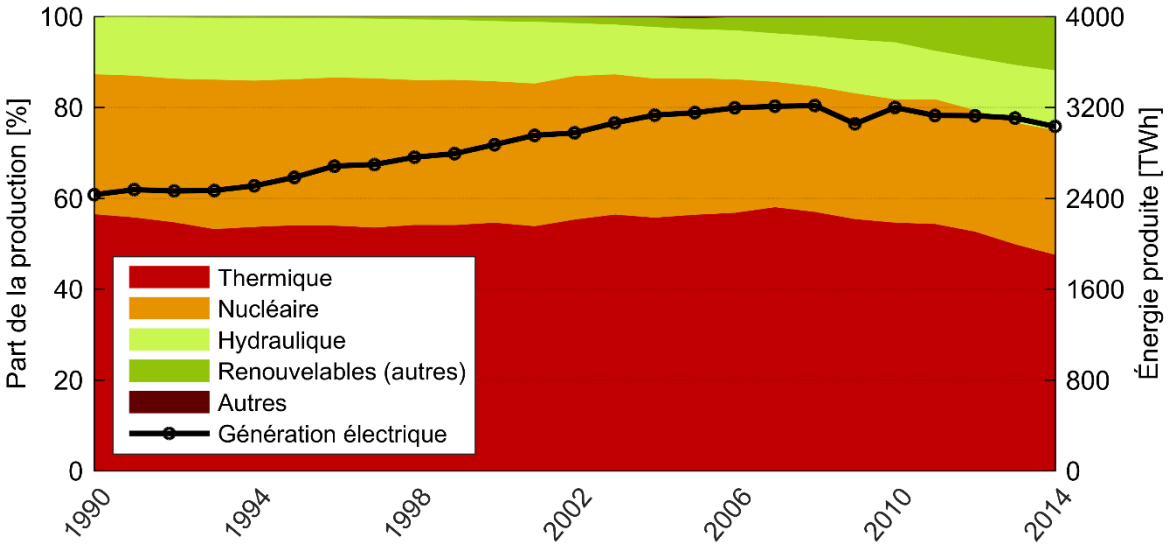


Figure 6. Génération nette d'électricité dans l'Union Européenne (28 pays) et évolution des parts des sources énergétiques (source : Eurostat [EUST]).

déclenchait le développement du plus grand marché pour les énergies renouvelables en Europe par la promulgation de la loi sur les énergies renouvelables (« Erneuerbare-Energien-Gesetz ») en 2001, introduisant un régime de tarifs d'achat garantis pour 20 ans après la mise en service d'une centrale [EEG00] [EEG14]. Les subventions allemandes comptaient pour 35,7 % des subventions européennes en 2012 [CEE15]. Le soutien au secteur du renouvelable a ensuite été coordonné au niveau européen par la directive 2001/77/EC [EC0177] de la Commission Européenne, à laquelle succéderont les directives 2003/30/EC [EC0330] et 2009/28/EC [EC0928]. En France, les subventions aux énergies renouvelables ont été consolidées en 2015 dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte [LOI15]. Actuellement, en France seulement 4 % de la consommation d'électricité provient de sources renouvelables (hors hydraulique) du fait de l'importance de du parc nucléaire [DUR16]. Néanmoins, l'objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2025 [LOI15] fait de l'augmentation de la part des énergies renouvelables un défi réel dans les dix ans à venir. Par ailleurs, la part des énergies renouvelables dans les systèmes électriques insulaires des territoires d'outre-mer peut vite atteindre un niveau important. Ainsi, la production d'énergie électrique sur l'île de la Réunion provenait à 34,7 % de sources renouvelables en 2012 [ORE13].

I.2. Rôle de l'énergie photovoltaïque dans la transition énergétique

Bien que la croissance des énergies renouvelables ait été dominée par l'énergie éolienne, l'énergie solaire joue un rôle particulier dans les projections de l'alimentation en énergie de par l'ampleur des gisements solaires. La conversion de 0,1 % de l'énergie solaire qui atteint la surface de la Terre avec un rendement de 10 % suffirait pour couvrir 4 fois les besoins de la population mondiale en énergie [WEC13]. Au vu de la baisse du prix des modules photovoltaïques, les prévisions accordent une part importante du mix d'énergie électrique du futur à cette forme de génération [EIA16].

D'un point de vue opérationnel, le profil de production journalier des sources solaires présente certains avantages vis-à-vis de la production éolienne. Le niveau de production est prévisible dans les limites de la prévision des conditions atmosphériques et de la couverture nuageuse et le maximum de production intervient au milieu de la journée ce qui correspond généralement bien à une phase de forte activité humaine et de ce fait, à une forte consommation électrique. En revanche, un système électrique ne peut pas se baser uniquement sur la génération solaire du fait que la production cesse entièrement la nuit.

I.3. Rôle du stockage d'énergie dans le développement des énergies renouvelables

L'intermittence des ressources renouvelables[3] engendre des défis techniques et de régulation lors de leur intégration dans les réseaux électriques. Le bon fonctionnement et la stabilité du système électrique exigent un équilibre entre l'injection et le soutirage de puissance active à tous les nœuds du réseau afin de maintenir la fréquence dans les limites admissibles. Dans la gestion conventionnelle du réseau, cet équilibre est établi par un ajustement de la génération thermique et hydraulique à la consommation des charges électriques et du réseau en deux temps. Un plan de production de toutes les génératrices est défini à l'avance moyennant des prévisions de consommation. Puis, la production est adaptée à la charge réelle en cours de fonctionnement par un système de réserve. Or, au contraire des centrales thermiques et hydrauliques (qui

[3] Les explications données par la suite, se réfèrent généralement aux énergies renouvelables intermittentes telles que le photovoltaïque et l'éolien et non pas à la génération hydraulique ou de biomasse, sans mentionner la distinction à chaque fois.

peuvent normalement faire varier leur puissance, dans les limites de sécurité jusqu'à la puissance nominale de l'installation, en consommant plus ou moins de combustible ou en turbinant plus ou moins d'eau) l'intermittence des énergies renouvelables oblige les centrales correspondantes à limiter leur plan de production aux prévisions de disponibilité. En plus, l'incertitude des prévisions a pour conséquence que les plans de production ne peuvent pas toujours être respectés et que la puissance disponible de ces centrales peut ne pas être garantie.

A part l'équilibre global de puissance du réseau électrique, la prévalence de petites installations distribuées d'énergie renouvelable représente un défi supplémentaire pour la gestion du système, par contraste avec les grandes centrales connectées au réseau de transport, où une supervision et un contrôle de la tension et des flux de puissance sont possibles et répandus. En 2014, la quasi-totalité des installations de génération photovoltaïque avaient une puissance nominale inférieure à 250 kW. Ces installations représentaient plus de la moitié de la puissance du parc photovoltaïque [DUR15]. Elles sont principalement raccordées aux réseaux de distribution, où la surveillance de la tension est souvent limitée au point de raccordement de la sous-station dans laquelle le commutateur à plots du transformateur présente le seul moyen de contrôle.

Les systèmes de stockage d'énergie distribués représentent un moyen de surmonter ces limites d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. En particulier, les batteries se basent sur une technologie mature avec une faible autodécharge. La flexibilité dans la conception des systèmes de batteries quant à leur modularité, leurs émissions quasiment inexistantes et la maîtrise de leurs risques de sécurité permettent leur fonctionnement en parallèle avec des centrales de toute taille, même dans un environnement urbain associé à de fortes contraintes spatiales, comme les installations solaires intégrées au bâti.

I.3.1. Report de la production intermittente

Le rôle principal des systèmes de stockage fonctionnant en parallèle avec des sources d'énergie renouvelable intermittentes est le report de l'injection d'énergie électrique dans le réseau du moment où celle-ci est produite par la source à un moment où elle est demandée par les consommateurs, lorsque la charge du réseau permet son acheminement dans les limites sûres de fonctionnement. Les énergies renouvelables peuvent contribuer à la satisfaction de la charge électrique dans la limite où leur disponibilité coïncide avec celle-ci. Dès que la puissance disponible des énergies renouvelables dépasse la consommation, leur production doit être restreinte et le surplus de production est perdu. Par contre, aux moments où la consommation dépasse la puissance disponible des sources renouvelables, l'écart doit être fourni par des centrales conventionnelles. La présence de ces dernières aggrave la situation en cas de disponibilité trop abondante d’énergies renouvelables, car elles doivent tourner en continu à une puissance minimale pour rester en mesure de compenser les fluctuations de ces sources et d'assurer la stabilité du système.

I.3.2. Intégration dans le réseau d’électricité

Au-delà du maintien d’équilibre de la fréquence, l’échange d’énergie à travers le réseau électrique est limité par sa capacité à acheminer l’énergie sans violation des limites de fonctionnement sûr. Les réseaux publics existants ont été conçus pour une transmission de l’énergie électrique depuis grandes centrales jusqu’aux centres de consommation et une distribution unidirectionnelle vers les consommateurs finaux. Ceci explique leur structure organisée en réseau de transport à haute tension et réseaux de distribution à moyenne et basse tension.

De par leur intermittence, à de forts taux de pénétration, les énergies renouvelables distribuées exigeront un échange d’énergie entre différentes zones du réseau de distribution afin de

satisfaire les besoins des consommateurs. En conséquence, l'architecture d'un système électrique basé sur la présence de générateurs décentralisés et intermittents doit permettre l'inversion des flux de puissance au niveau des sous-stations et des départs du réseau de distribution. De manière générale, la variabilité de la puissance soutirée à un départ du réseau de distribution augmente à cause de l'éventuelle présence simultanée d'un consommateur et d'une centrale intermittente, car le bilan de puissance desquels ne pouvant être prévu avec certitude. Le bilan de puissance peut alors être positif ou négatif. Cette variabilité plus forte peut rendre nécessaire la révision des concepts de protection et engendre un risque élevé de congestion, par exemple, par l'atteinte des limites de tension au point d'injection ou à l'extrémité d'un départ en cas de forte injection d'énergie renouvelable [Pha06]. De manière générale, une forte pénétration d'énergies renouvelables dans les réseaux électrique remet en cause les idées reçues de gestion et de protection [Not11].

Les systèmes de stockage raccordés en parallèle avec les centrales distribuées peuvent alléger cette contrainte, car ils permettent, par le report de la production, de contrôler l'injection actuelle sans devoir réduire la production renouvelable. Ainsi, ils peuvent contribuer au maintien des flux de puissance et des tensions de nœuds dans les limites de fonctionnement sûr.

I.3.3. Intégration dans les marchés de l'électricité

En parallèle avec la promotion des énergies renouvelables, les pays de l'Union Européenne ont mis en œuvre la libéralisation et l'intégration des marchés d'électricité, comme il a été stipulé pour la première fois dans la directive 96/92/EC [EC9692] de la Commission Européenne, projet réitéré dans les directives 2003/54/EC [EC0354] et 2009/72/EC [EC0972]. Puisque le mécanisme de référence pour l'achat d'énergie électrique par les fournisseurs d'électricité est le marché ouvert représenté de manière stéréotypée par les bourses d'électricité, les régimes de support aux énergies renouvelables encouragent de plus en plus leur intégration à ces marchés.

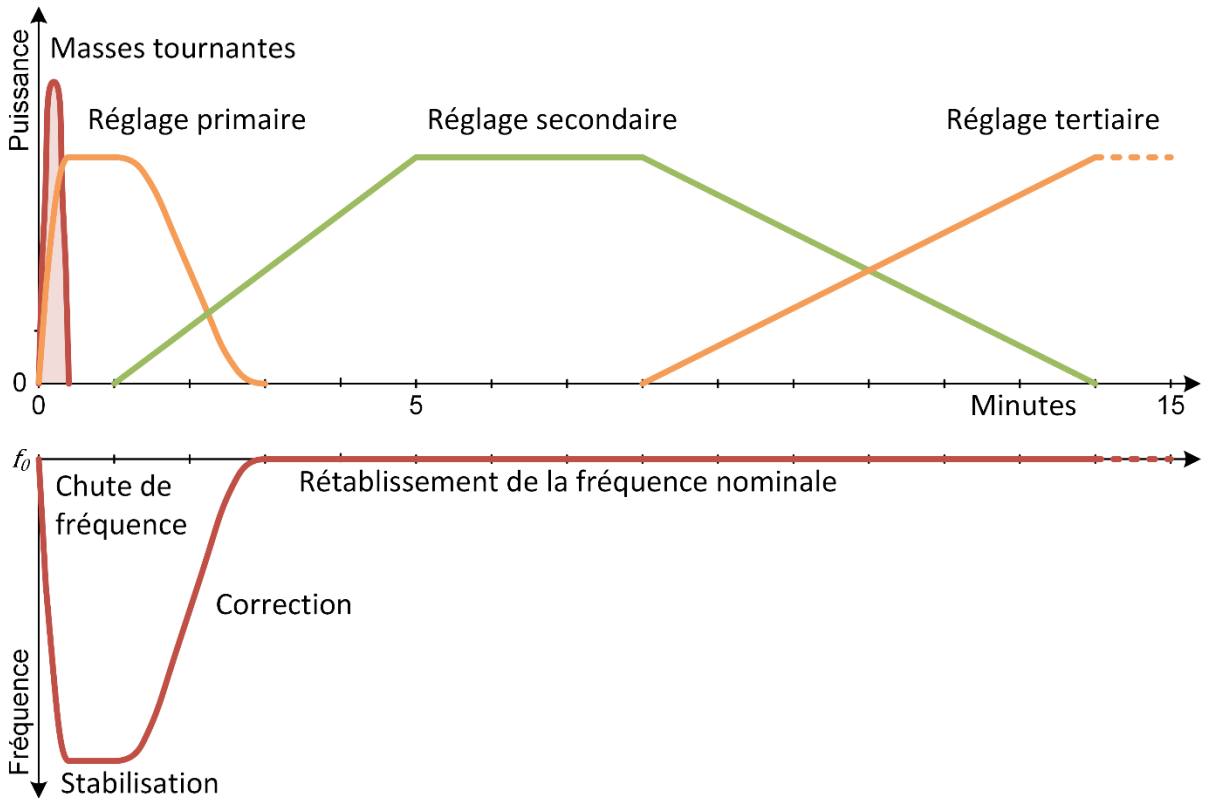


Figure 7. Schéma simplifié de l'action du réglage de fréquence [UCT07].

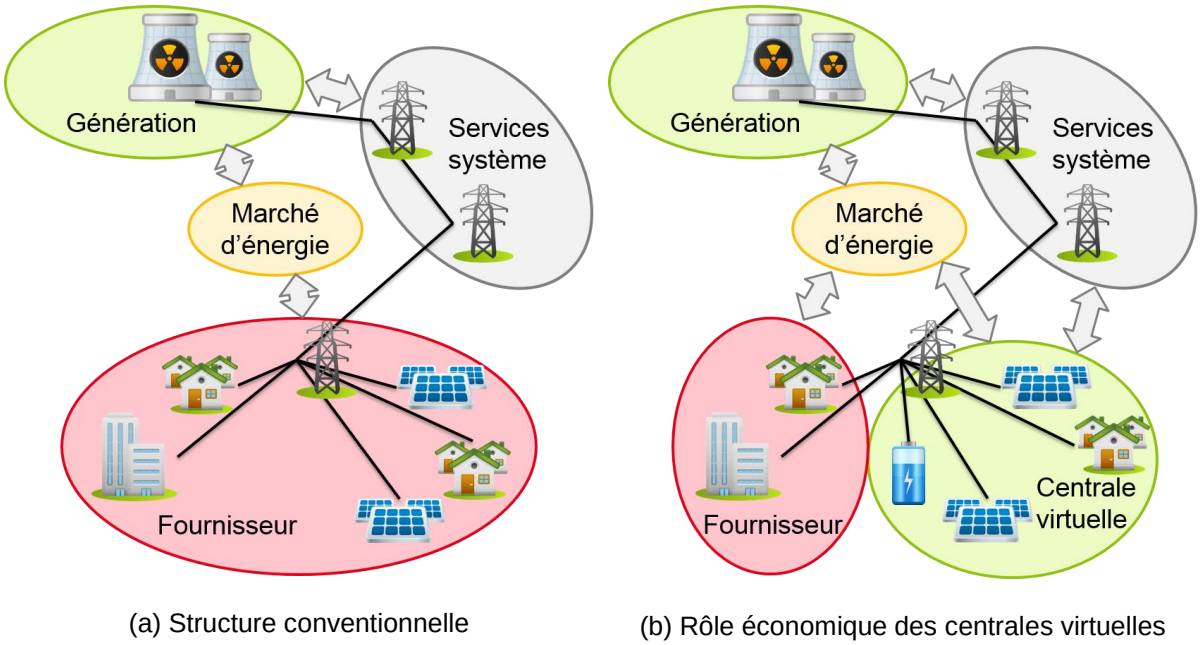
L'offre de l'énergie sur les marchés d'électricité nécessite une certaine prévisibilité de la production, ainsi que la capacité de la centrale à suivre un plan de production défini par des transactions de puissance qui sont organisées en bloc horaires ou de quarts d'heure. La variabilité de la production renouvelable ne permet généralement pas aux centrales renouvelables de tenir un niveau de puissance constant pendant de telles durées. En compensant les fluctuations à court-terme de la production renouvelable, les systèmes de stockage peuvent faciliter le suivi des engagements pris et ainsi l'intégration des centrales renouvelables aux marchés d'électricité.

I.3.4. Intégration aux services systèmes

Si les centrales renouvelables sont censées à terme supplanter les centrales conventionnelles dans toutes leurs fonctions dans le système électrique, elles doivent aussi assurer la stabilité par la participation aux services systèmes, notamment au réglage de fréquence et de tension. Pour participer au réglage de fréquence, une centrale doit être en mesure de changer sa puissance de sortie rapidement suite à un appel selon le schéma du réglage de fréquence illustré dans la figure 7. Pour ce faire, la centrale doit prévoir dans son plan de production des marges de manœuvre par rapport à ses limites de puissance qui lui permettent de revoir son injection au réseau à la hausse ou à la baisse. Pour les centrales à prévisibilité limitée telles que les centrales photovoltaïques et éoliennes, on ne peut pas garantir ces marges à l'avance. Les systèmes de stockage peuvent alors fonctionner comme réserve bidirectionnelle pendant les phases durant lesquelles ils ne prévoient pas de charge ou de décharge selon le plan de production.

I.3.5. Agrégateurs et centrales virtuelles

Les défis de l'intégration des ressources décentralisées dans les réseaux et dans les marchés relèvent au moins en partie de la taille limitée et des caractéristiques particulières d'une centrale élémentaire en termes de prévisibilité et de variabilité de la capacité de production. Une « centrale virtuelle » réunit un ensemble de générateurs, consommateurs et systèmes de stockage distribués dans le réseau et exploite la complémentarité de leurs profils et la coordination de leur contrôle pour donner à l'agrégat une certaine contrôlabilité similaire à une centrale conventionnelle. Le but de la coordination est généralement de contrôler le flux de



(a) Structure conventionnelle

(b) Rôle économique des centrales virtuelles

Figure 8. Schéma simplifié des modèles économiques dans le secteur électrique.

puissance de l'ensemble à leurs points d'interfaçage avec le reste du système électrique. Ainsi, les centrales virtuelles ont le potentiel d'assurer les fonctions des centrales conventionnelles dans une architecture future des marchés d'électricité. Un schéma de la transition de l'organisation conventionnelle du secteur d'électricité vers ce nouveau concept est illustré dans la figure 8. S'il s'agit d'un périmètre géographiquement cohérent du réseau, on parle aussi de « micro-réseau » et l'objectif du contrôle est alors de respecter des contraintes par rapport à l'échange de puissance au point de raccordement entre le micro-réseau et le réseau public. Les systèmes de stockage jouent un rôle important pour les agrégateurs parce qu'ils représentent les éléments d'une centrale virtuelle qui, dans la planification de leur usage, apportent un degré de liberté supplémentaire.

II. Objectifs de la thèse

Au vu du potentiel important des systèmes de stockage de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux, cette thèse étudie les problèmes d'optimisation qui régissent leur utilisation. Elle résume l'architecture complète du contrôle pour un système de stockage dans le contexte de l'intégration d'une centrale photovoltaïque au réseau et aux marchés d'électricité. Cette synthèse d'une architecture de gestion se situe dans le contexte des travaux antérieurs sur la gestion des systèmes de stockage [Del07] [Kar07]. Sa contribution principale est de mettre en avant le remplacement de modèles simplifiés de la batterie communément utilisés dans les problèmes d'optimisation par des modèles adaptatifs identifiés en cours de fonctionnement d'une centrale et qui reflètent le comportement électrique observé de la batterie.

En vue de ces objectifs, le chapitre B présente une introduction générale au fonctionnement et à la modélisation des batteries. Le but est de donner un aperçu des technologies de batterie utilisées dans les applications stationnaires des énergies renouvelables et de résumer la diversité des modèles de batterie pour la technologie Li-ion qui sera utilisée dans le cadre de cette thèse.

Dans le chapitre C les méthodes de caractérisation des modèles de batterie sont introduites. Les approches de caractérisation hors-ligne par des protocoles de test dans un environnement contrôlé sont juxtaposées à l'identification de modèles par l'analyse des mesures collectées au cours du fonctionnement d'une centrale.

Dans le chapitre D, l'architecture de contrôle du système de stockage est développée dans un cadre hiérarchique, en commençant par le contrôle rapproché de la chaîne de conversion de puissance. Les couches supérieures de la gestion de puissance et de la gestion d'énergie sont conçues avec prise en compte du recalage du modèle de batterie par identification en ligne.

Les problèmes d'optimisation rencontrés dans la gestion des systèmes de stockage sont présentés dans le chapitre E, après une courte introduction des méthodes d'optimisation utilisées. La discussion se concentre surtout sur l'intégration des modèles identifiés dans les problèmes d'optimisation. Des cas d'études montrent la formulation complète de l'optimisation et mettent en évidence, par des simulations, les gains de l'utilisation des modèles adaptatifs.

Finalement, le chapitre F propose des conclusions générales, ainsi qu'une perspective sur les projets de recherche futurs.

B. MODELISATION DES SYTEMES DE STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE

Les éléments de la nature permettent en théorie un nombre quasiment infini de couples d'oxydo-réduction à utiliser dans la conception du stockage d'énergie par conversion et reconversion entre l'énergie électrique et l'énergie de liaisons chimiques. Néanmoins, depuis l'invention de l'accumulateur électrochimique par Gaston Planté en 1859, certaines technologies sont ressorties d'une longue histoire de recherche comme étant favorable de par la disponibilité de leurs matières premières, de la facilité et sûreté de leur construction et usage, ou encore de leurs performances en termes de densité énergétique et de densité de puissance. Dans le domaine des systèmes de stockage stationnaire connectés au réseau public d'électricité, le coût et la durée de vie jouent un rôle important dans le choix du système de stockage, tandis que d'autres facteurs ont une importance réduite, tels que la densité énergétique et la portabilité. La capacité installée dans les systèmes de batterie stationnaire est aujourd'hui principalement composée par les technologies de batterie Sodium-Soufre et Li-ion. Les batteries au plomb, les batteries redox-flow et les batteries Nickel-Cadmium représentent aussi une part significative [Kem15]. Dans ce chapitre, une courte exposition du principe de fonctionnement commun de toutes les batteries dans la section I sera suivie d'un résumé des quatre technologies de batterie les plus répandues dans les systèmes de stockage pour l'intégration des énergies renouvelables, à savoir : le Li-ion, les batteries haute-température, les batteries au plomb et les batteries redox-flow. Le reste du chapitre traite de la modélisation des batteries illustrée par l'exemple des batteries Li-ion sur lesquelles les cas d'étude dans les chapitres C, D et E sont basés.

La modélisation des batteries implique la compréhension des processus physico-chimiques qui interviennent dans les éléments électrochimiques. La finalité d'une modélisation des systèmes techniques est généralement à obtenir des informations relatives à l'impact d'une intervention possible sur le comportement observé de la batterie. Le modèle peut être utilisé dans la simulation pour obtenir ces informations ou il peut simplement les fournir en améliorant la compréhension des relations importantes entre l'intervention et son effet dans la batterie. Une intervention peut concerner toutes les phases de construction et d'utilisation de la batterie, d'un changement de la composition des électrodes à un nouveau protocole de charge. Le comportement observé de la batterie inclut toutes les quantités physiques mesurables (courant, tension, température, etc.) et les informations qui peuvent en être déduites (énergies, capacités, durée de vie estimée, etc.). La figure 9 offre une illustration de ce concept de la modélisation

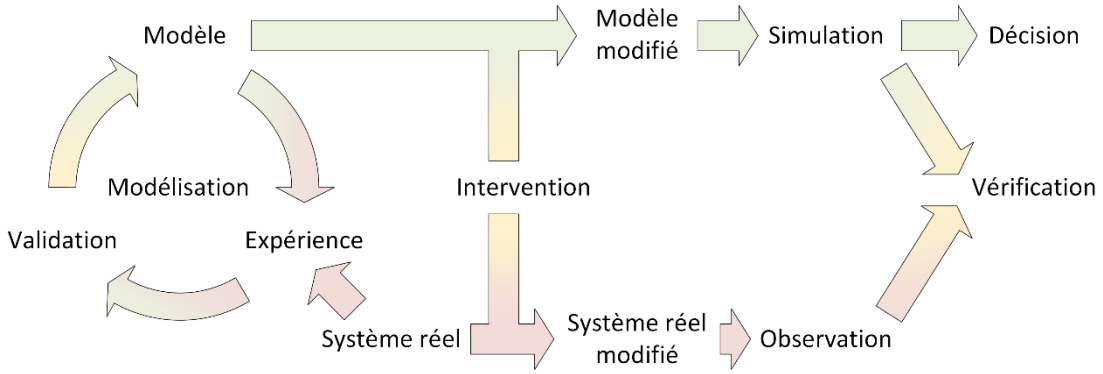


Figure 9. Schéma conceptuel de la modélisation pour la gestion.

applicative. Le type de modèle choisi dépendra de son application, de l'intervention prévue par son utilisateur et des contraintes réelles en termes de temps, moyens financiers, accessibilité du système aux mesures, par exemple. Le modèle approprié pour sonder la composition des électrodes d'une nouvelle ligne de production de batteries sera manifestement différent de celui choisi pour déterminer le régime de charge optimal d'une batterie installée dans un véhicule électrique déjà mis en service. C'est pourquoi, après l'exposition de la base électrochimique de la modélisation de batterie, la section III donne une revue des concepts les plus importants dans la modélisation des batteries et la section IV réitère les modèles de batteries qui peuvent être utiles dans la modélisation de l'usage d'une batterie au cours du fonctionnement. Ceci implique que les interventions et les mesures prises en compte par ces modèles sont principalement données par la tension et le courant électriques appliqués ou mesurés aux bornes d'une batterie. La section V résume la modélisation des autres composants d'un système de stockage, notamment de la chaîne de conversion de puissance, qui est nécessaire pour caractériser correctement le comportement du système, bien que cette thèse se concentre sur la modélisation de la batterie, elle-même. Finalement, des indicateurs de performance utilisés dans l'optimisation du fonctionnement sont développés dans la section VI.

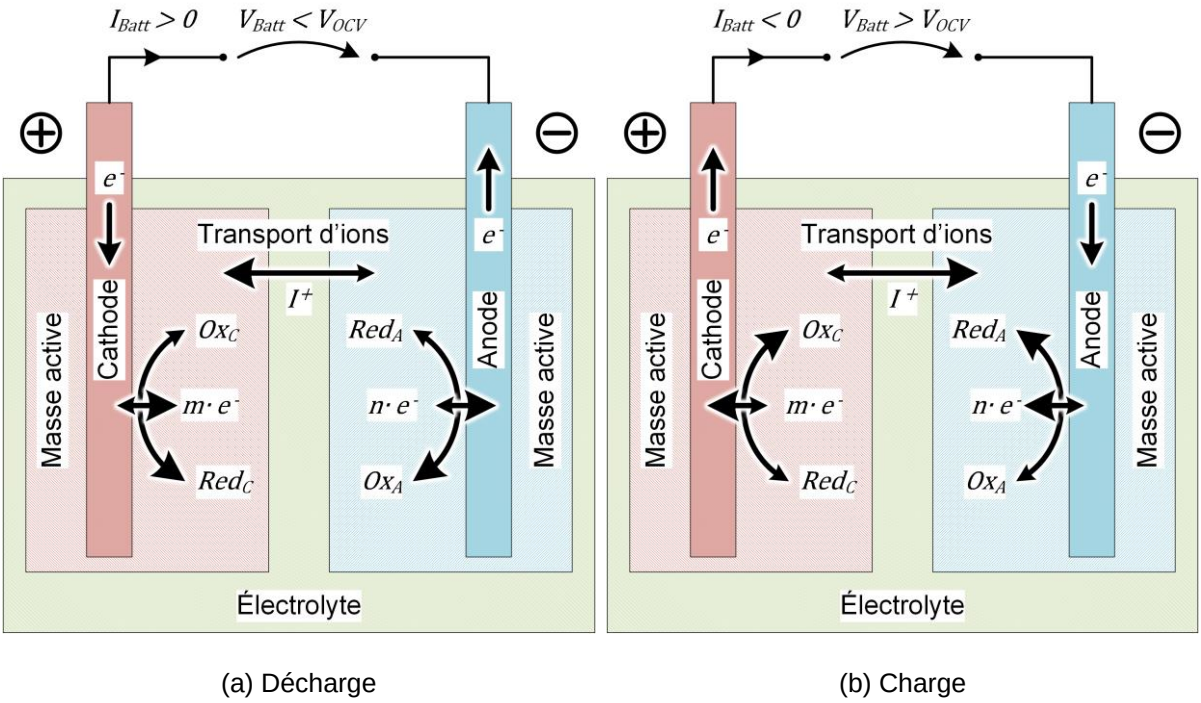
I. Principe du stockage électrochimique

Les accumulateurs électrochimiques – communément appelés batteries[4] – existent sous plusieurs formes. Leur principe de fonctionnement commun repose sur la conversion entre l'énergie chimique des liaisons moléculaires des espèces actives et l'énergie d'un courant électrique. Un élément électrochimique (cellule de batterie) comprend deux électrodes formées par un collecteur conducteur de courant entouré par la masse active qui contient les espèces actives. Le courant électrique circule sous forme d'un transport d'électrons dans le circuit électrique reliant les deux électrodes. Il est engendré par l'échange d'électrons entre les électrodes et la masse active dans les réactions primaires d'oxydo-réductions aux surfaces des électrodes. En décharge, quand la tension aux bornes de la batterie (tension de batterie) est inférieure à la tension mesurée en circuit ouvert (tension à vide), la réaction principale à l'anode produit des électrons libres qui regagnent le collecteur de courant et alimentent le courant électrique. De manière analogue, la réaction cathodique consomme des électrons qui sont absorbés à la surface de l'électrode par les réactifs. Si la tension aux bornes dépasse la tension à vide, la batterie se trouve en charge, et les électrons se déplacent de la cathode vers l'anode. L'effet net des réactions aux électrodes est alors d'inverser les réactions en décharge.

Un électrolyte permet le passage d'ions entre les deux électrodes à l'intérieur de la cellule et ferme ainsi le circuit électrique. Il est important qu'un seul type de charge ionique puisse migrer entre les électrodes car un échange d'ions positifs et négatifs formerait un court-circuit à l'intérieur de la batterie. Dans les cas où des ions positifs et négatifs sont mobiles dans l'électrolyte, les deux demi-cellules de l'accumulateur doivent être séparées par une membrane semi-perméable limitant l'échange d'ions à un seul type de charge.

La figure 10 montre schématiquement la structure d'une cellule électrochimique, les réactions aux électrodes et les flux électroniques et ioniques. Les doubles flèches rappellent que toutes les réactions ont lieu dans les deux sens, la tête de flèche plus grasse indique l'effet net de la réaction. Dans la figure 10(a), la batterie est en décharge avec un flux d'électrons de l'anode

[4] Le terme « batterie » désigne une batterie d'accumulateurs électrochimiques connectés ensemble afin d'obtenir une tension ou un courant maximal souhaité. Conformément à l'usage commun, les termes sont interchangeables. Si la distinction est importante et n'est pas évidente du contexte, le terme « cellule » ou « élément » sera utilisé.



(a) Décharge (b) Charge

Figure 10. Schéma d'un élément électrochimique

vers la cathode. Le transport d'ions a été illustré à titre d'exemple pour des ions positifs. Dans le cas où les ions négatifs sont mobiles, le sens net du transport est inversé.

I.1. Transport de charge

Les réactions principales aux surfaces des électrodes provoquent l'échange d'électrons entre la masse active et les électrodes. En décharge, la réaction d'oxydation à l'anode (1) libère des électrons qui s'accumulent sur l'anode, tandis que la réaction de réduction à la cathode (2) soustrait des électrons de l'électrode. Les taux de réaction s'ajustent de façon à assurer la conservation de la charge totale dans la réaction globale de la batterie (3) [Ber01] [Mon09]

$$Red_A \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} Ox_A + n\,e^- \tag{1}$$

$$Ox_C + m\,e^- \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} Red_C \tag{2}$$

$$n\,Ox_C + m\,Red_A\,(+n \cdot m\,e^-) \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} m\,Ox_A + n\,Red_C\,(+n \cdot m\,e^-) \tag{3}$$

Red_A et Ox_C représentent tous les réactifs des deux réactions, à l'anode et à la cathode respectivement, et Ox_A et Red_C représentent tous les produits. Si les symboles Red_A, Ox_A, Ox_C, et Red_C ne représentent chacun qu'une seule espèce avec les coefficients stœchiométriques A_R, A_O, C_O et C_R, et $n = m$, les équations peuvent être réécrites comme

$$A_R\,Red_A \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} A_O\,Ox_A + n\,e^- \tag{4}$$

$$C_O\ Ox_C + n\ e^- \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} C_R\ Red_C \tag{5}$$

$$C_O\ Ox_C + A_R\ Red_A \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} A_O\ Ox_A + C_R\ Red_C \tag{6}$$

Le potentiel d'équilibre est le potentiel d'électrode par rapport à l'électrolyte au niveau duquel les réactions anodique et cathodique[5] (décharge et charge) se produisent au même taux. Les potentiels d'équilibre de l'anode E_A^{eq} et de la cathode E_C^{eq} sont donnés par l'équation de Nernst [Ber01]

$$E_A^{eq} = E_A^0 + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln \frac{\left(a_{Ox_A}\right)^{A_O}}{\left(a_{Red_A}\right)^{A_R}} \tag{7}$$

$$E_C^{eq} = E_C^0 + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln \frac{\left(a_{Ox_C}\right)^{C_O}}{\left(a_{Red_C}\right)^{C_R}} \tag{8}$$

où R est la constante universelle des gaz parfaits (8,314 J/(mol·K)), T est la température en [K] et F est la constante de Faraday (96485 C/mol). a_{Red_C}, a_{Ox_A}, a_{Ox_C} et a_{Red_A} sont les activités des espèces actives à la surface de l'électrode. La cellule de batterie peut être considérée comme une connexion en série des deux demi-cellules à travers l'électrolyte. Le potentiel d'équilibre de la batterie est alors donné par la somme du potentiel de la cathode et du potentiel négatif de l'anode

$$E_{Batt}^{eq} = E_C^{eq} - E_A^{eq} = E_C^0 - E_A^0 + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln \frac{\left(a_{Ox_C}\right)^{C_O} \cdot \left(a_{Red_A}\right)^{A_R}}{\left(a_{Red_C}\right)^{C_R} \cdot \left(a_{Ox_A}\right)^{A_O}} \tag{9}$$

Le potentiel d'équilibre s'installe aux électrodes si les électrons produits par les réactions principales s'accumulent sur le collecteur de courant, c'est-à-dire quand aucun courant électrique ne peut compenser la différence de charge sur les électrodes. Il est donc égal à la tension à vide mesurée aux bornes de la batterie.

L'activité dépend de la concentration molaire des espèces et y est linéairement proportionnelle dans les solutions idéales [Mor03]. Bien que l'activité dépende de la concentration en réalité [Lid03], dans le cas idéal, le potentiel d'équilibre théorique dépend des concentrations par une loi logarithmique selon (9). Suivant (4) et (5), dans une solution à faible concentration, les molarités des espèces Red_A et Ox_C augmentent elles-mêmes et celles des espèces Ox_A, Red_C diminuent presque linéairement en fonction de la charge électrique apportée par un courant de charge. Ceci est la base des modèles logarithmiques de la tension à vide en fonction de l'état de charge présentés dans la section III.1.

Si un courant est appliqué à la batterie, les réactions (4) et (5) se déséquilibrent ce qui implique un changement net de la concentration des espèces et un échange net d'électrons entre les électrodes et la masse active. Dans un état stationnaire, pour conserver la charge totale, cet échange d'électrons et les taux de réaction doivent être proportionnels au courant de batterie.

[5] En décharge, la réaction dominante à l'anode est la réaction anodique, celle à la cathode est la réaction cathodique. En charge, la situation est inversée. Pour éviter de la confusion, les termes « réaction de décharge » et « réaction de charge » seront utilisés.

Ce déséquilibre engendre un sur-potentiel cinétique η^c qui est lié au courant de batterie par l'équation de Butler-Volmer[6] [Ber01]

$$I_{Batt} = I^0 \left(\exp\left(\alpha \cdot \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \cdot \eta^c \right) - \exp\left(-(1-\alpha) \cdot \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \cdot \eta^c \right) \right) \tag{10}$$

où I^0 est appelé le courant d'échange et α est le coefficient de transfert ou coefficient de symétrie [Ber01] [Lin01]. On note que (10) décrit un seul couple d'oxydo-réduction.

I.2. Transport de masse

Le sur-potentiel de la batterie en réponse à un courant n'est pas seulement déterminé par le sur-potentiel cinétique. L'épuisement des réactifs et l'accumulation des produits des réactions principales aux surfaces des électrodes créent un gradient de concentration. Par conséquent, une diffusion des espèces actives a lieu entre les surfaces des électrodes et la masse active. Le profil de concentration résultant crée un sur-potentiel de diffusion η^d. Pour un traitement du cas de diffusion unidimensionnelle par les lois de Fick, voir [Ber01]. Dans l'état stationnaire, la tension de la batterie se compose des potentiels d'équilibre et des sur-potentiels aux deux électrodes, ainsi que des sur-potentiels dus à de la résistance ohmique R^{ohm} opposé au passage du courant dans les électrodes et dans l'électrolyte [Ber01]

$$V_{Batt} = E_C^{eq} + \eta_C^c + \eta_C^d + E_A^{eq} + \eta_A^c + \eta_A^d + R^{\Omega} \cdot I_{Batt} \tag{11}$$

Puisque le profil de diffusion évolue dans le temps et montre une certaine inertie face à un changement du courant, on observe un comportement capacitif de la batterie. Au-delà de la diffusion, les électrodes immergées dans l'électrolyte forment à l'interface une couche de séparation de charge et d'orientation des dipôles dans l'électrolyte. Cette couche est à l'origine de la capacité de Helmholtz qui contribue également au comportement capacitif de la batterie face à des variations de courant à haute fréquence [Ber01].

II. Technologies de stockage électrochimique

Malgré le principe de fonctionnement commun décrit ci-dessus, la variabilité dans la réalisation des batteries est vaste. Les propriétés chimiques et physiques des différents matériaux donnent lieu à un plan de construction distinct pour chaque technologie. Par la suite, les quatre premières technologies en termes de capacité installée dans les systèmes de stockage pour l'intégration des énergies renouvelables [Kem15] sont passées en revue.

II.1. Batteries Li-Ion

Les batteries li-ion ont été introduites au début des années 1990 [Ber01] et ont vu une croissance soutenue de la capacité produite annuellement. Leur popularité initiale était surtout dûe à leur haute densité énergétique (150 W/l – 500 W/l), énergie spécifique (10 Wh/kg – 100 Wh/kg), et puissance spécifique (150 W/kg – 2000 W/kg) [Luo15] qui en font une technologie candidate par excellence pour les applications portables. A part leur haute densité énergétique, les batteries Li-ion offre une tension à vide moyenne relativement élevée d'environ 3,7 V, une durée de vie en cyclage allant jusqu'à 20000 cycles [Luo15], et un faible taux d'autodécharge [Lin01]. Un aspect important dans l'utilisation des batteries Li-ion est le risque d'emballement thermique en surcharge qui est maîtrisé par des circuits de protection [Wan12]. La commercialisation des batteries Li-ion était accompagnée depuis le début d'une baisse

[6] L'équation de Butler-Volmer s'applique au courant d'échange de chaque couple d'oxydo-réduction. Le sur-potentiel de la batterie dépend de la réaction limitante. Voir [Ber01] pour une analyse plus complète.

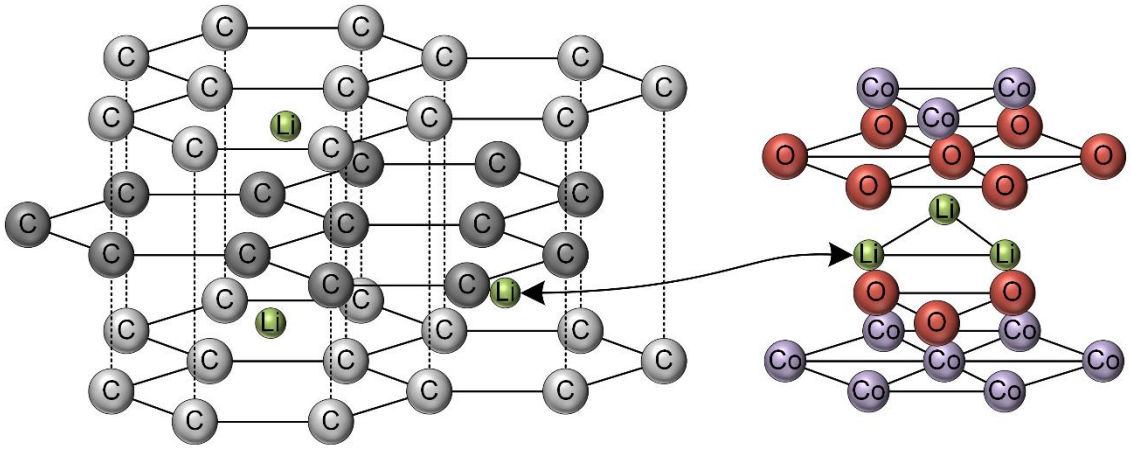


Figure 11. Schéma du transfert d'ions Li^+ entre l'anode en graphite et la cathode en $LiCoO_2$ d'une batterie Li-ion, basé sur [Lin01].

continue du prix moyen des éléments [Lin01]. Aujourd'hui, le prix peut atteindre 900 €/kW en puissance et 600 €/kWh en énergie [Luo15] et les batteries Li-ion sont devenues compétitives dans les grandes installations raccordées au réseau. A présent, les batteries Li-ion représentent la majorité des nouvelles capacités installées en puissance pour le support des énergies renouvelables [Kem15]. Le grand nombre de batteries Li-ion utilisées dans le marché croissant des véhicules électriques encourage leur recyclage en fin de vie dans des applications stationnaires [Ahm14][Rei16].

Les performances élevées des batteries Li-ion résultent de l'utilisation du lithium comme réactif dans la réaction d'anode. Avec un potentiel standard de -3,01 V pour l'oxydation du lithium métallique [Lin01], son utilisation permet d'atteindre de très grandes densités d'énergie. Par rapport aux batteries secondaires dont les anodes sont réalisées en lithium métallique, les batteries Li-ion évitent problèmes liés à sa haute réactivité. L'anode des batteries Li-ion est habituellement du carbone (graphite). Le matériau de la cathode est un matériau hôte X avec une structure qui permet l'insertion des ions Li^+ par un processus d'intercalation. Il s'agit généralement d'un oxyde métallique. La plupart des cellules commerciales emploient toujours du CoO_2 pour la cathode, le matériau des premières cellules, mais on trouve également des technologies basées sur Mn_2O_4 (LMO), $FePO_4$ (LFP), $Ni_xMn_yCo_zO_2$ (NMC) et $Ni_{0,8}Co_{0,15}Al_{0,05}O_2$ (NCA). La recherche d'autres composés pour la fabrication des cathodes des batteries Li-ion se poursuit [Nit15]. Les deux électrodes d'une batterie Li-ion sont séparées par un électrolyte en gel ou polymère qui permet aux ions Li^+ de migrer entre les espaces interstitiales des couches de graphite de l'anode et celles du matériau de la cathode. Cette échange d'ions entre les électrodes est connue sous le nom de cellule « rocking chair » (chaise à bascule) [Ful94]. La figure 11 représente ce processus pour l'exemple du CoO_2.

Les réactions principales à l'anode et à la cathode, ainsi que la réaction totale peuvent être écrites indépendamment du matériau de la cathode comme

$$Li_\alpha C \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} C + \alpha\, Li^+ + \alpha\, e^- \tag{12}$$

$$Li_{1-\alpha}X + \alpha\, Li^+ + \alpha\, e^- \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} LiX \tag{13}$$

$$Li_{1-\alpha}X + CLi_{\alpha} \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} C + LiX \tag{14}$$

où X est le matériau hôte de la cathode. Pour l'exemple de l'oxyde de cobalt, les réactions sont

$$CLi_{\alpha} \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} C + \alpha\, Li^{+} + \alpha\, e^{-} \tag{15}$$

$$Li_{1-\alpha}CoO_2 + \alpha\, Li^{+} + \alpha\, e^{-} \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} LiCoO_2 \tag{16}$$

$$Li_{1-\alpha}CoO_2 + CLi_{\alpha} \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} C + LiCoO_2 \tag{17}$$

Le taux variable α d'ions Li^{+} dans le graphite implique que les ions Li^{+} sont insérés sans changer la structure des électrodes.

Les systèmes analysés dans les chapitres C et D de cette thèse sont basés sur des batteries Li-ion.

II.2. Batteries haute-température

La technologie des batteries haute température est basée sur l'utilisation d'une anode en sodium métallique liquide séparée de la cathode par un électrolyte solide en aluminium beta (BASE, de l'anglais « beta aluminum solid electrolyte »). La batterie sodium-soufre est la technologie la plus répandue grâce à sa commercialisation par NGK Insulators qui reste le seul producteur au monde de ce type de batterie. Une réalisation relativement simple de puissance nominales importantes, des matériaux primaires disponibles à bas coût et des densités d'énergie élevées (150 Wh/l – 300 Wh/l) les rendent attractives. Pourtant, le maintien de la température élevée d'environ 300°C en limite l'utilisation aux applications de grande taille et aux applications stationnaires [Rob08]. Pour cette raison, la technologie sodium-soufre représente la majorité de la capacité installée cumulée des systèmes de batterie dans les centrales d'énergie renouvelable [Luo15] [Kem15]. Le système électrochimique de la batterie sodium-soufre est donné par les équations suivantes :

$$2\, Na \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} 2\, Na^{+} + 2\, e^{-} \tag{18}$$

$$x\, S + 2\, e^{-} \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} {S_X}^{2+} \tag{19}$$

$$x\, S + 2\, Na \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} Na_2S_X \tag{20}$$

L'électrolyte solide en β-Al_2O_3 solide permet aux ions Na^{+} de migrer de l'anode liquide dans le compartiment du soufre pour y former du polysulfure de sodium. Le sodium, le soufre et le produit restent dans la forme liquide [Wen08].

D'autres technologie de batterie haute température existent, telles que la batterie sodium/chlorure de nickel dont l'invention est issue du projet ZEBRA. Une cellule d'une batterie $Ni/NaCl$ est illustrée dans la figure 12. L'enveloppe métallique et le sodium fondu forment l'anode qui est séparée du compartiment intérieur par un électrolyte solide en β-Al_2O_3. Ce dernier contient un électrolyte liquide en contact avec du chlorure de nickel et du nickel

métallique qui constitue également la tige centrale de la cathode. Quand la batterie se décharge, des ions Na^+ migrent à travers l'électrolyte dans le compartiment intérieur où ils forment une phase de chlorure de sodium et du nickel métallique près de la paroi de l'électrolyte solide. Au cours de la décharge, le front de réaction se propage vers le centre de la cellule [Sul06] [Wan01]. Les équations de réactions du système $Ni/NaCl$ sont les suivantes :

$$2\,Na \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} 2\,Na^+ + 2\,e^- \tag{21}$$

$$NiCl_2 + 2\,Na^+ + 2\,e^- \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} Ni + 2\,NaC \tag{22}$$

$$NiCl_2 + 2\,Na \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} Ni + 2\,NaCl \tag{23}$$

La cathode d'une cellule $Ni/NaCl$ est habituellement dotée d'autres métaux qui réagissent avec le sodium de la même manière que le nickel [Wan01]:

$$FeCl_2 + 2\,Na \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} Fe + 2\,NaCl \tag{24}$$

II.3. Batteries au plomb

Les batteries au plomb représentent le type de batteries secondaires le plus utilisé. Bien que la recherche continue à produire de nouvelles structures pour améliorer les cellules [Kir15] [Mar15], les performances des batteries au plomb en termes de densité énergétique et de durée de vie sont modérées. Avec un coût spécifique très bas (50 €/kWh – 400 €/kWh), elles restent toutefois compétitives pour des applications stationnaires et pour les batteries de voitures [Luo15] [Per05]. Bien que le plomb soit très toxique, la matière active peut être recyclée et en Europe la presque totalité des batteries automobiles est recyclée [Ihs14].

La structure d'une cellule de batterie au plomb s'apparente au schéma de l'élément générique de la figure 10 avec une membrane perméable pour les ions H^+ qui sépare les compartiments

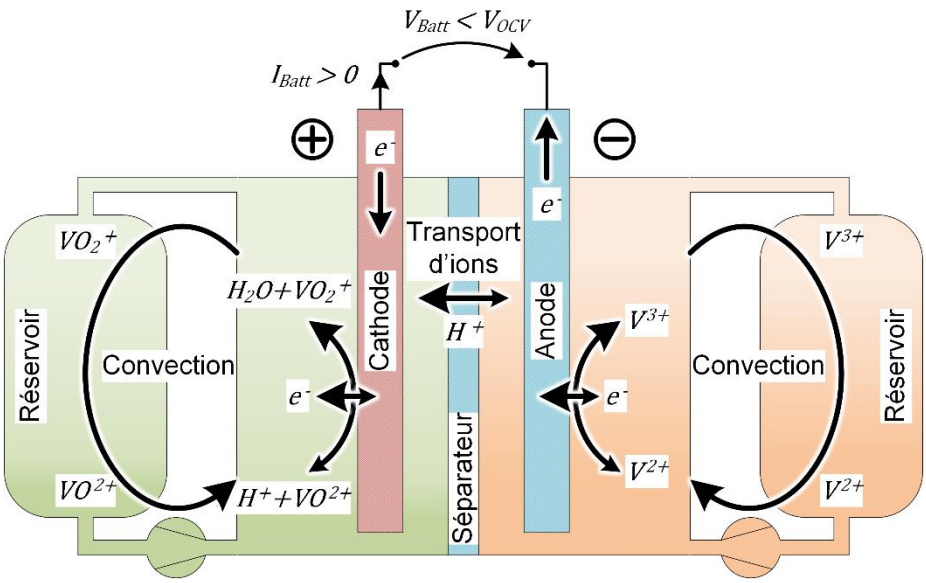


Figure 13. Schéma d'une batterie redox vanadium.

des deux électrodes immergées dans l'électrolyte en acide sulfurique. La matière active autour des collecteurs de courant est du plomb métallique à l'anode et de l'oxyde de plomb à la cathode. Lors de la décharge, elle forme du sulfate de plomb avec les ions de sulfate dans la solution aqueuse de l'électrolyte.

$$Pb + HSO_4^- \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} PbSO_4 + H^+ + 2\,e^- \tag{25}$$

$$PbO_2 + HSO_4^- + 3\,H^+ + 2\,e^- \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} PbSO_4 + 2\,H_2O \tag{26}$$

$$Pb + PbO_2 + H_2SO_4 \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} 2\,PbSO_4 + 2\,H_2O \tag{27}$$

La consommation de l'électrolyte dans les réactions principales des batteries au plomb les rend susceptibles à une perte de capacité par stratification de la concentration de sulfate. Les décharges trop profondes peuvent également engendrer une perte de capacité par la formation de cristaux de sulfate insoluble dans la masse active [Rue04].

II.4. Batteries redox-flow

Dans les batteries redox-flow, la masse active est constituée par un électrolyte liquide qui circule par une convection forcée depuis un réservoir jusqu'à la surface des électrodes. La technologie la plus connue est celle de la batterie redox vanadium qui utilise une solution acide de vanadium aux deux électrodes. Le principe de fonctionnement de la batterie redox vanadium est illustré dans la figure 13 et les équations des réactions d'oxydo-réduction sont les suivantes :

$$V^{2+} \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} V^{3+} + e^- \tag{28}$$

$$VO_2^+ + 2\,H^+ + e^- \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} VO^{2+} + H_2O \tag{29}$$

$$V^{2+} + VO_2^+ + 2\,H^+ \underset{charge}{\overset{décharge}{\rightleftarrows}} V^{3+} + VO^{2+} + H_2O \tag{30}$$

L'avantage des batteries redox flow est la séparation entre la masse active et l'interface de réaction. La taille des réservoirs et en conséquence la quantité d'énergie stockée est indépendante de la surface des électrodes qui détermine la puissance d'une installation. Une batterie redox peut aussi être « rechargée » instantanément par un simple échange de l'électrolyte épuisé par un électrolyte nouveau. A part le vanadium, on utilise des batteries $ZnBr$ et des batteries au polysulfure de brome. Récemment, des batteries redox flow à base de couple d'oxydo-réduction organique ont été proposées [Hus14].

III. Concepts de la modélisation des batteries

Les approches de modélisation de batteries sont diverses et dépendent fortement de l'usage qui est fait du modèle dans l'application concernée. Un modèle de batterie peut se fonder sur la compréhension la plus exacte des processus physico-chimiques dans les éléments [Ber01]. Une telle approche mène à des représentations très complexes. Pour les utiliser, certains paramètres doivent être identifiés par des tests en laboratoires. L'identification de sous-espaces de

paramètres adéquats peut réduire les mesures nécessaires [Ber01]. Alternativement, des modèles simplifiés sont développés soit par simplification de modèles physico-chimiques, soit par observation de comportements similaires entre la batterie et le modèle proposé. Ces modèles introduisent souvent un lien plus au moins fort entre leurs éléments constitutifs et des processus physiques distincts dans la batterie [Bul02] [Kow12]. Finalement, il existe des modèles de batterie purement empiriques qui ne se prêtent pas à une déconstruction réductionniste, mais qui peuvent être avantageux parce qu'ils permettent un paramétrage accéléré ou un usage plus facile du modèle [Mam12]. Malgré le foisonnement des modèles différents, un nombre certain de concepts basiques récurrents permettent une meilleure compréhension et une mise en perspective des approches existantes.

III.1. Etat de charge

L'état de charge (SoC – de l'anglais *state-of-charge*) est probablement l'élément le plus utilisé dans la modélisation des batteries, bien que son interprétation ne soit pas homogène. Le concept se base sur l'observation qu'une batterie idéale peut revenir à son état initial par un cycle comprenant une décharge et une charge. Comme expliqué dans la section I, la concentration molaire des espèces actives est une grandeur importante car elle détermine le potentiel d'équilibre de la batterie d'après (9). Si les réactions se trouvent hors équilibre, c'est-à-dire si un courant circule dans la batterie, les nombres totaux des réactifs et des produits de (4) et (5) évoluent ainsi que leurs concentrations. Si l'on suppose que les concentrations des espèces actives sont directement proportionnelles aux nombres de molécules, les concentrations sont alors proportionnelles à la charge nette Q apportée par le courant qui alimente les réactions. Par exemple, le changement de la concentration totale $\frac{d}{dt}c_{OxA}$ du produit Ox_A de la réaction à l'anode (4) est donné par

$$\frac{d}{dt}c_{OxA}(t)\cdot V = \frac{A_O}{n\cdot F}\cdot \dot{Q}(t) = \frac{A_O}{n\cdot F}\cdot \eta^{Far}(t)\cdot I_{Batt}(t) \tag{31}$$

où V est le volume de référence pour le calcul de la molarité (par exemple le volume de la cellule). L'introduction du rendement faradique $\eta^{Far}(t) \in [0,1]$ indique qu'il peut y avoir des fuites de courant, par exemple dans des réactions secondaires. Si l'on présume que la charge et la décharge ne causent pas d'autres changements de composition de la cellule et que les concentrations à l'intérieur de cette dernière atteignent la même distribution tant que les concentrations globales restent égales, les concentrations globales des espèces actives définissent alors un état unique de la batterie, état pouvant être caractérisé par la valeur scalaire de la charge nette Q apportée aux réactions principales

$$Q(t) = Q(t_0) - \int_{t_0}^{t} \kappa^{Far}(\tau)\cdot I_{Batt}(\tau)d\tau \tag{32}$$

κ^{Far} est l'efficacité faradique qui dépend du rendement faradique par

$$\kappa^{Far}(t) = \begin{cases} \eta^{Far}(t) & \text{si } I_{Batt}(t) < 0 \text{ (charge)} \\ \eta^{Far}(t)^{-1} & \text{si } I_{Batt}(t) > 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{33}$$

Pour obtenir l'état de charge, on normalise cette charge par rapport à une capacité de batterie Q_{Batt}. On obtient ainsi la définition de l'état de charge

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \frac{1}{Q_{Batt}}\int_{t_0}^{t} \kappa^{Far}(\tau)\cdot I_{Batt}(\tau)d\tau \tag{34}$$

On peut noter que la proportionnalité directe (31) entre la concentration et l'intégrale du courant, n'est pas nécessaire pour définir un indicateur unique de cette façon. Il suffit qu'une fonction unique existe.

Dans la réalité, la seule valeur scalaire de l'état de charge (34) ne suffit pas pour décrire de manière exhaustive l'état d'une batterie. La charge et la décharge changent les concentrations locales des espèces actives d'une façon qui n'est pas toujours compensée par l'achèvement des processus transitoires quand la batterie se trouve au repos. Par exemple, dans les batteries au plomb, les molécules de la masse active en plomb et oxyde de plomb ne sont pas mobiles. Des intensités de courants différentes créent des inhomogénéités différentes dans le profil d'utilisation de la masse active [Ebn13]. Dans les batteries $/NiCl$, la décharge crée une phase de $Ni/NaCl$ qui se propage de l'anode vers la cathode de la batterie. Au moment de la charge, cette phase commence à se reconvertir en $NiCl/Na$ à l'anode [Sul06]. Ainsi, un historique différent d'utilisation crée des différences structurelles dans la composition de la cellule. Des processus similaires sont connus pour presque toutes les technologies de batterie, mettant en cause la notion d'un seul état de charge. Toutefois, (34) reste une très bonne première description pour la plupart des batteries.

La définition de l'état de charge (34) détermine la différence de l'état de charge à deux instants. L'échelle absolue de l'état de charge est donnée par un état de référence et par la capacité Q_{Batt}. On choisit ses paramètres de façon que l'état varie entre 0, l'état vide ou pleinement déchargé, et 1, l'état plein ou pleinement chargé.

En théorie, on peut calculer la charge totale de tous les électrons qui pourraient être échangés dans les réactions (4) et (5) avant que la masse active soit entièrement épuisée. La charge qui pourrait théoriquement être récupérée en décharge à l'instant t est donnée par

$$Q^{théo}(t) = \min\left\{F \cdot n \cdot \frac{\eta^{Far}}{A_R} c_{RedA}(t) \cdot V;\ F \cdot n \cdot \frac{\eta^{Far}}{C_O} c_{OxC}(t) \cdot V\right\} \tag{35}$$

où c_{RedA} et c_{OxC} sont les concentrations molaires des espèces Red_A et Ox_C. La valeur maximale que $Q^{théo}$ pourrait prendre théoriquement est atteinte quand une des conditions $c_{OxA} = 0$ ou $c_{RedC} = 0$ est remplie. Ce calcul de la capacité maximale théorique peut servir pour donner une limite supérieure de la densité énergétique d'une technologie de batterie. Dans la pratique, (35) n'est pas utilisée pour définir l'état de charge. D'une part, il est généralement impossible de convertir entièrement la masse active dans les réactions (4) et (5). L'état vide ou plein ne serait alors jamais atteint. D'autre part, il n'est pas toujours facile dans la pratique de déterminer les concentrations des espèces actives dans une batterie.

Le rapport direct entre les concentrations des espèces actives aux électrodes et le potentiel d'équilibre de la batterie représente une autre base pour une échelle absolue de l'état de charge. Il est alors possible de définir un niveau de l'état de charge par la tension à vide correspondante de la batterie. Cette relation est exploitée dans beaucoup d'algorithmes de suivi de l'état de charge [Col07]. Pour vérifier l'état de charge de la batterie par la tension, elle doit se trouver dans un état de repos dans lequel tous les processus de diffusion ont déjà atteint leurs équilibres. Pour cette raison, on peut utiliser le potentiel d'équilibre comme référence de l'échelle de l'état de charge, mais il est plus difficile de baser un suivi sur la mesure de la tension sans exploiter aussi (34).

L'état d'énergie représente la part actuellement stockée de la charge maximale que la batterie peut accueillir. Dans le contexte d'usage des batteries dans les applications portables, on parle souvent de son complément, la profondeur de décharge (DoD, de l'anglais « Depth of Discharge ») qui caractérise la charge qui a été enlevée à la batterie depuis son état plein.

$$DoD = 1 - SoC \tag{36}$$

La façon la plus fréquente de définir les points de référence de l'état de charge est l'utilisation d'un protocole de charge ou de décharge nominal.

III.1.1. Protocole du cycle nominal

Les protocoles de *charge nominale* et de *décharge nominale* servent à définir un moyen pratique, rapide et reproductible de mettre la batterie dans un état bien défini. Pour définir des protocoles nominaux, il est utile d'introduire le concept des *conditions de décharge* et des *conditions de charge*. Les conditions de charge X sont un ensemble de conditions d'utilisation (telles que la température environnante ou le courant de batterie) qui peuvent être contrôlées par l'utilisateur de la batterie. Si les conditions sont respectées pendant une période de charge, la batterie est chargée dans les conditions X. Dans le concept des conditions de charge sont incluses des instructions simples, telles que

- Maintien d'un courant de batterie I_{Batt} constant
- Maintien d'une tension de batterie V_{Batt} constante
- Maintien d'une puissance P_{Batt} constante aux bornes de la batterie

Il existe des protocoles plus complexes tels que la charge CC/CV (courant constant / tension constante) où un courant de charge constant est appliqué jusqu'à ce que la tension de la batterie atteigne un seuil maximal, puis la charge continue à une tension de batterie constante. Les conditions de décharge X sont définies de manière analogue. Une décharge nominale est alors une décharge dans des conditions nominales de décharge Y_{nom} et une charge nominale est une charge dans des conditions nominales de charge X_{nom}.

Le *critère de fin* de charge ou de décharge est un ensemble de conditions qui doivent être réunies pour signaler la fin de la charge ou décharge. Par exemple, pour une décharge à courant constant, on choisit une tension minimale. Dès que la tension batterie atteint ce seuil, la décharge est terminée. Pour une charge CC/CV, on choisit normalement un courant minimal à atteindre pendant la phase finale à tension constante. Si la batterie atteint le critère de fin, la charge ou décharge est *complète*.

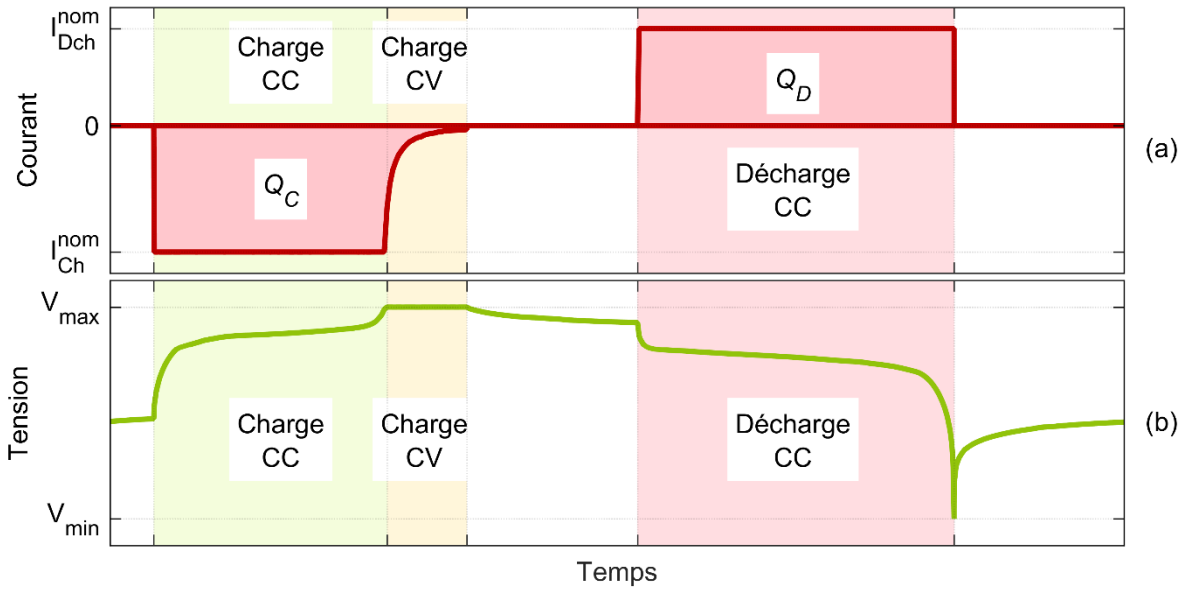


Figure 14. Cycle nominal d'une batterie Li-ion avec une charge CC-CV et une décharge CC. : (a) courant, (b) tension.

Avec ces simples définitions, il est possible de définir les points de référence de l'échelle de l'état de charge. On définit alors l'état vide comme l'état que la batterie atteint à la fin d'une décharge nominale complète et l'état plein comme l'état final d'une charge nominale complète. Afin d'éliminer l'impact d'effets de mémoire, tels que l'hystérésis de la tension à vide [Mon09], on peut exiger que la décharge nominale pour déterminer l'état vide suive une charge nominale complète et vice versa. Ainsi, le cycle nominal d'une batterie est donné par une décharge nominale complète suivie d'une charge nominale complète qui ramène la batterie à l'état pleinement chargé, suivie encore par une décharge nominale complète, qui la remet à l'état vide. La figure 14 montre le cycle nominal d'une batterie Li-ion consistant en une décharge nominale à courant constant (CC) et en une charge CC/CV. En mesurant la tension de batterie après un temps de repos suffisant à l'état plein et à l'état vide, on obtient les niveaux de tension à vide correspondants.

III.1.2. Capacité de la batterie

La *capacité* (de charge électrique) *de batterie* Q_{Batt} peut être mesurée lors d'un cycle nominal. Pour une batterie idéale, on peut la conceptualiser comme étant la différence de charge électrique stockée dans la masse active entre l'état plein ($SoC = 1$) et l'état vide ($SoC = 0$). En mesurant la répartition exacte du courant de batterie entre les réactions principales et secondaires et l'évolution des concentrations des espèces actives, on peut en principe obtenir le rendement faradique instantané d'une charge ou d'une décharge et ainsi la charge stockée dans la masse active. Pour des applications pratiques, cette démarche est trop compliquée et coûteuse à mettre en œuvre. Par convention, la capacité de batterie (mesurée) est alors la quantité de charge déchargée lors de la décharge nominale complète d'un cycle nominal [Sau99]. Dans la figure 14, la capacité de batterie est donnée par

$$Q_{Batt} = Q_D \tag{37}$$

Cette définition est étroitement liée à un modèle implicite de la batterie. Puisque le courant de batterie est normalisé par Q_{Batt} dans (34), on attribue toute les pertes faradiques à la charge et on suppose un rendement unitaire entre la charge stockée dans la masse active et celle récupérée aux bornes de la batterie pendant la décharge. Le rendement faradique dans la définition coulométrique de l'état de charge (34) est alors donné par [Mon09]

$$\eta^{Far}(t) = \begin{cases} \eta^{Far}(t) < 1 & \text{si } I_{Batt}(t) < 0 \text{ (charge)} \\ 1 & \text{si } I_{Batt}(t) > 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{38}$$

Le rendement faradique total du cycle nominal est égal au rapport entre les quantités de charge déchargée et chargée (voir figure 14)

$$\eta_{nom}^{Far} = \frac{Q_D}{Q_C} \tag{39}$$

Cette définition du rendement donne la possibilité de définir différemment la capacité de batterie pour obtenir un modèle à rendement égal en décharge et en charge

$$Q_{Batt} = \sqrt{\eta_{nom}^{Far}} \cdot Q_D \tag{40}$$

De manière générale, le rendement total observé peut être attribué à un rendement de charge η_C et à un rendement de décharge η_D à condition que $\eta_C^{Far} \cdot \eta_D^{Far} = \eta_{nom}^{Far}$.

La capacité de batterie peut différer de la capacité disponible en décharge dans des conditions arbitraires $Y \neq Y_{nom}$. D'après la loi de Peukert, la capacité déchargée jusqu'à la fin de la décharge diminue avec une intensité plus élevée [Doe06]. La relation exacte peut être plus complexe [Oma13].

Finalement, la capacité nominale C^{nom} de la batterie est définie comme la capacité de la batterie en état neuf.

III.2. Tension à circuit ouvert (OCV)

La tension à vide, ou tension à circuit ouvert (OCV, de l'anglais *open circuit voltage*) est observée aux bornes de la batterie quand cette dernière se trouve au repos après l'extinction des processus de relaxation. Elle dépend de l'état de charge de la batterie suivant les activités des espèces actives et de la température comme le montre la loi de Butler-Volmer (9). Puisque l'activité est proportionnelle à la concentration dans la plupart des conditions réelles et que les concentrations des espèces actives à la surface des électrodes au repos dépendent approximativement linéairement de l'état de charge, la tension à vide peut-être approximée par une fonction bi-logarithmique de l'état de charge

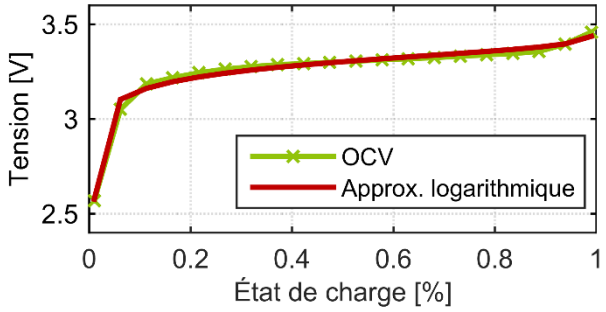


Figure 15. Tension à vide d'un élément Li-ion et approximation logarithmique.

$$V_{OCV} = C + a \cdot \ln(b \cdot SoC + d) - e \cdot \ln(f \cdot (1 - SoC) + g) \tag{41}$$

où C, a, b, c, d, e, f et g sont des paramètres positifs. La figure 15 montre la tension à vide d'une batterie Li-ion en fonction de l'état de charge, ainsi que l'approximation selon (41).

Dans certaines technologies de batterie, la tension à vide dépend de l'historique d'utilisation. C'est le cas pour les batteries NiMH [The08].

III.3. Impédance interne

L'impédance interne de la batterie caractérise la réponse de sa tension à l'excitation d'un courant. Elle est interprétée comme la fonction de transfert entre les transformée de Laplace d'un courant et de la tension correspondante

$$Z(p) = \frac{U(p)}{I(p)} \tag{42}$$

où p est un nombre complexe. Lors de sa caractérisation, la transformée de Fourier est utilisée, et l'impédance $Z(j\omega)$ est donnée en fonction de la fréquence ω d'un signal de courant sinusoïdal [Mon09]

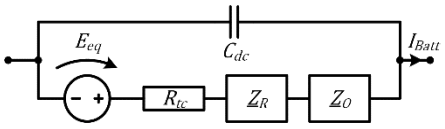


Figure 16. Circuit de Randles.

Les modèles d'impédance d'une batterie sont basés sur la modélisation des processus principaux de transfert de charge à la surface des électrodes, de la capacité double-couche à l'interface électrode-électrolyte et de la diffusion induite par la production et la consommation des espèces actives aux électrodes [Mon09]. L'impédance interne d'une électrode peut être représentée par le circuit de Randles montré dans la figure 16 [Mon09] [Bul02]. La tension à vide de l'électrode est représentée par une source de tension E_{eq}. Le circuit contient la capacité de double couche C_{dc} et la résistance de transfert de charge R_{tc}. Bien qu'ils dépendent du courant continu [Ber01], ces deux éléments d'impédance sont du premier ordre par rapport à un signal de courant de faible amplitude. Les impédances $\underline{Z}_R$ et $\underline{Z}_O$, qui modélisent le processus de diffusion des espèces actives, sont des

impédances de Warburg [Mon09]. Pour la simulation des circuits, elles doivent être approximées par des combinaisons d'éléments du premier ordre. Les circuits équivalents sont traités plus en détail dans la section IV.2.

III.4. Contenu énergétique

Pour l'utilisation des batteries dans les centrales d'énergie renouvelable, l'énergie qui peut être chargée dans la batterie ou restituée par elle, constitue un facteur limitatif dans le cadre de la planification. Ainsi, déterminer l'énergie disponible à la décharge ou recevable en charge dans un état donné de la batterie représente une priorité de la modélisation.

III.4.1. Energie disponible et énergie recevable

L'*énergie disponible* $e^{Y|SoC}$ dénomme l'énergie qui pourrait être délivrée par la batterie qui se trouve dans l'état de charge SoC en la déchargeant dans les conditions Y jusqu'au critère de fin de décharge [Mam10]. De manière analogue, on peut définir l'*énergie recevable* $a^{X|SoC}$ comme l'énergie qu'on pourrait introduire dans la batterie dans les conditions de charge X jusqu'à ce que le critère de fin de charge soit atteint [Krü14]. L'énergie disponible et l'énergie recevable dépendent de l'état de charge actuel de la batterie, mais également des conditions de décharge ou de charge. L'énergie disponible et l'énergie recevable diffèrent de l'*énergie stockée* E^B dans la batterie. Alors que le niveau d'énergie disponible et d'énergie recevable peut être vérifié par expérience, l'énergie stockée est une grandeur théorique qui n'est pas accessible à une mesure directe.

Pour conceptualiser l'énergie stockée dans une batterie, on peut imaginer une batterie idéale dont la tension observée est toujours égale à la tension à vide et dont le rendement faradique est égal à l'unité $\eta^{Far} = 1$. Ceci revient à supposer que le courant de batterie est consommé entièrement dans les réactions principales, et que la mobilité des espèces actives est infinie de façon à ne pas créer de sur-potentiel de diffusion. La capacité double-couche et les pertes ohmiques sont également négligées. Dans ce cas idéal, l'énergie disponible e^{SoC_0} ne dépend plus des conditions de décharge et représente donc une définition possible de l'énergie stockée. L'énergie stockée d'une batterie qui se trouve dans un état de charge SoC_0 à l'instant t_0 est donc définie en utilisant la définition de l'état de charge (34)

$$\begin{aligned} E^B(SoC) &\overset{\text{idéal}}{=} \int_{t_0}^{t(SoC=0)} V_{Batt}(\tau) \cdot I_{Batt}(\tau) d\tau \overset{\text{idéal}}{=} - \int_{t_0}^{t(SoC=0)} V_{OCV}(\tau) \cdot Q_{Batt} \frac{dSoC(\tau)}{d\tau} d\tau \\ &= Q_{Batt} \cdot \int_{0}^{SoC_0} V_{OCV}(SoC) dSoC \end{aligned} \tag{43}$$

L'énergie donnée par (43) ne peut pas être récupérée dans son intégralité à cause des pertes énergétiques de la batterie. De manière similaire, une énergie supérieure à celle donnée par (43) doit être injectée dans la batterie afin d'atteindre l'état de charge SoC_0 depuis l'état vide.

III.4.2. Energie nominale

L'énergie nominale E^{nom} de la batterie est conventionnellement définie comme étant l'énergie disponible à la décharge $e^{Y^{nom}|SoC=1}$ dans les conditions nominales Y^{nom} à partir d'un état plein [Mam10]. Elle peut donc être déterminée expérimentalement lors d'un cycle nominal de la batterie. La définition de l'énergie stockée (43) ouvre la possibilité de définir l'énergie nominale d'une manière différente, comme étant l'énergie stockée dans l'état pleinement chargé $E^B(SoC = 1)$. Il est alors utile d'appeler l'énergie disponible $e^{Y^{nom}|SoC=1}$ l'énergie

nominale de décharge et d'appeler l'énergie recevable $a^{X^{nom}|SoC=0}$ l'énergie nominale de charge.

L'énergie nominale ainsi définie évolue quand la batterie vieillit. Afin d'harmoniser la terminologie avec celle de la capacité de batterie introduite dans la section III.1.2, les quantités $e^{Y^{nom}|SoC=1}$ et $E^B(SoC = 1)$ seront appelées la *capacité énergétique* de la batterie et le terme énergie nominale sera réservé à la capacité énergétique de la batterie neuve.

III.4.3. Etat d'énergie

L'état d'énergie (SoE, de l'anglais « State-of-Energy ») de la batterie décrit la part de l'énergie nominale restant dans la batterie. Suivant la définition de la capacité énergétique de la batterie comme énergie disponible, l'état d'énergie a été défini par [Mam10]

$$SoE(SoC) = \frac{e^{Y^{nom}|SoC}}{E^{nom}} = \frac{e^{Y^{nom}|SoC}}{e^{Y^{nom}|SoC=1}} \tag{44}$$

L'état de charge est donc la part de l'énergie nominale qui pourrait être déchargée de la batterie, si elle était soumise à une décharge nominale complète. L'utilisation de l'état d'énergie comme unique état de la batterie justifie l'écriture de l'énergie disponible $e^{Y|SoE}$ en fonction de l'état d'énergie [Mam10] [Krü14].

De manière analogue à la définition de l'énergie nominale, il est possible de définir l'état d'énergie par rapport à l'énergie stockée selon (43). Une telle définition requiert un modèle du rendement unidirectionnel de la batterie.

III.4.4. Rendement énergétique

La notion du rendement énergétique caractérise le rapport entre une énergie qui est restituée de la batterie ou peut être restituée lors d'une phase de décharge, et l'énergie qui a préalablement été fournie à la batterie pour permettre la décharge. Cette correspondance causale supposée rend le concept de l'état de la batterie important pour la définition du rendement, car ce rapport ne peut être observé directement que si l'état initial et l'état final de la batterie sont égaux. Néanmoins, on peut aussi déduire le rendement à partir d'un modèle de la batterie.

Le rendement total η^{tot} (« round-trip efficiency ») d'un cycle complet qui est défini par un état initial SoC_0, l'énergie cumulée chargée E_C, l'énergie cumulée déchargée E_D et l'état final $SoC_f = SoC_0$, est calculé comme

$$\eta^{tot} = \frac{E_D}{E_C} \tag{45}$$

On peut définir le rendement total nominal $\eta^{tot,nom}$ comme le rendement total du cycle nominal. Le rendement total est une grandeur qui peut être quantifiéedirectement par la mesure.

En général, les conditions de la charge et de la décharge appliquées pendant un cycle complet auront un impact sur le rendement total du cycle. [Mam10] propose le concept d'*efficacités* de décharge κ_D et de charge κ_C pour caractériser cet impact. L'efficacité est le rapport entre l'énergie déchargée lors d'un cycle donné et l'énergie qui aurait pu être déchargée dans des conditions nominales. Cette approche garde l'esprit empirique de la définition de l'état d'énergie par l'énergie disponible, puisque l'efficacité peut être calculée directement à partir des observations du cycle concerné et d'un cycle à décharge nominale.

Une manière différente de modéliser l'influence des conditions d'utilisation sur le rendement total est de postuler un rendement unidirectionnel de la charge η_C et de la décharge η_D. Le rendement unidirectionnel d'un cycle est le rapport entre l'énergie chargée E_C ou l'énergie déchargée E_D et le changement ΔE^B d'une quantité virtuelle, l'énergie stockée E^B

$$\eta_C^{tot} = \frac{\Delta \mathrm{E}^{\mathrm{B}}}{E_C} \tag{46}$$

$$\eta_D^{tot} = -\frac{E_D}{\Delta E^B} \tag{47}$$

On peut étendre la définition du rendement unidirectionnel à un rendement instantané en formulant la limite de (46) et (47)

$$\eta(t) = \begin{cases} -\dfrac{\dot{E}^B(t)}{P(t)} & \text{if } P(t) < 0 \text{ (charge)} \\ \dfrac{P(t)}{\dot{E}^B(t)} & \text{if } P(t) > 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{48}$$

L'énergie stockée est une grandeur virtuelle puisqu'elle ne peut à aucun moment être mesurée directement. Elle doit être définie à partir du modèle de batterie.

Si l'on utilise la définition (43) de l'énergie stockée, le rendement énergétique instantané en décharge est défini selon (48) par

$$\eta(t)|_{P>0} = \frac{P(t)}{Q_{Batt} \cdot V_{OCV}(t) \cdot \dfrac{dSoC(t)}{dt}} = \frac{\eta^{Far} \cdot V_{Batt}(t) \cdot I_{Batt}(t)}{V_{OCV}(t) \cdot I_{Batt}(t)} = \eta^{Far} \cdot \frac{V_{Batt}(t)}{V_{OCV}(t)} \tag{49}$$

Le rendement en charge se calcule de manière analogue, et le rendement est généralement donné par

$$\eta(t) = \begin{cases} \eta^{Far} \cdot \dfrac{V_{OCV}(t)}{V_{Batt}(t)} & \text{if } P(t) < 0 \text{ (charge)} \\ \eta^{Far} \cdot \dfrac{V_{Batt}(t)}{V_{OCV}(t)} & \text{if } P(t) > 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{50}$$

III.5. Vieillissement

Au cours de sa durée de vie, le comportement électrique d'une batterie évolue. Elle subit des processus de vieillissement qui changent la composition de la masse active, de l'électrolyte ou encore la structure des électrodes. Le vieillissement de la batterie engendre habituellement une dégradation des performances, en particulier sa capacité énergétique. Une telle perte de capacité énergétique peut être due à une baisse de la capacité de charge de la batterie ou à une augmentation de sa résistance interne. Dans la suite, les phénomènes et les effets du vieillissement sont exposés dans le cas des batteries Li-ion qui sont aussi utilisées dans les cas d'études des chapitres C et D.

Des mécanismes importants de vieillissement des batteries Li-ions sont connus depuis au moins une décennie [Vet05]. Le phénomène le plus étudié est la formation continue d'une couche de passivation à la surface de l'électrode en graphite [Pin12]. Cette couche, appelée « solid electrolyte interphase » (SEI) a les caractéristiques d'un électrolyte solide et continue à permettre l'échange d'ions Li^+. Elle se forme initialement dès la première utilisation de la batterie par réduction de l'électrolyte par le lithium de l'électrode au cours de laquelle une partie de la masse active est perdue irréversiblement [Mon09]. D'une part, la couche de passivation est indispensable pour la stabilité de l'anode car elle protège l'électrolyte d'une réduction progressive, l'électrode d'une corrosion par l'électrolyte et évite l'intercalation des molécules du solvant dans les couches de graphite [Vet05] [Grol13]. D'autre part la formation à taux réduit de la couche de passivation, qui se poursuit tout au long de la durée de vie de la batterie, cause

une perte de masse active. Ce phénomène est cité comme cause de l'augmentation de résistance à l'électrode [Vet05] bien que d'autres études semblent suggérer que la dégradation de l'électrode positive joue un rôle plus important [Grol13]. D'autres mécanismes de vieillissement sont le dépôt de lithium métallique à l'anode lors d'une charge à faible régime et basse température [Vet05] [Lam13] et des changements structurels des électrodes, en particulier dus aux changements de volume pendant le cyclage [Vet05].

Malgré la connaissance des principaux phénomènes de vieillissement, la prévision et la modélisation du vieillissement des batteries Li-ion restent difficiles et de nombreux modèles différents ont été proposés, allant de modèles basés sur la cinétique des réactions secondaires [Bro01] [Grol14], en passant par les modèles semi-empiriques [Groo14] et empiriques [Alr15] jusqu'au modèles du type « boite noire » utilisant des algorithmes d'apprentissage numérique [Alj10].

III.5.1. Vieillissement calendaire et vieillissement en cyclage

Dans les études de vieillissement des batteries, on distingue le vieillissement calendaire du vieillissement en cyclage. Un vieillissement calendaire a lieu même quand la batterie est au repos, tandis que le vieillissement en cyclage se réfère à un vieillissement accéléré qui serait dû à l'utilisation active de la batterie. La distinction est conceptuelle, puisqu'un vieillissement calendaire se produit également pendant les phases d'utilisation. Néanmoins, elle définit des catégories d'études qui peuvent être menées.

Lors des études du vieillissement calendaire, le niveau de l'état de charge est maintenu constant. Dans les conditions de différentes séries d'essais, on fait varier le niveau de l'état de charge et la température pour déterminer leur impact sur le vieillissement [Bro01] [Eck12] [Grol14] [Sch14]. Le vieillissement est modélisé en fonction du temps passé dans les conditions de stockage.

Les études de vieillissement en cyclage peuvent prendre des formes plus variées. Généralement, la batterie est soumise à des cycles élémentaires de charge et décharge. Dans différentes séries d'essais, les conditions d'utilisation sont variées, telles que la température, l'intensité du courant, le niveau moyen de l'état de charge, la différence entre l'état de charge maximal et minimal. Les résultats peuvent être interprétés en termes du nombre de cycles effectués [Oma14] [Mah14], de la charge cumulée [Oma14], de l'énergie cumulée [Alr15], ou encore d'un taux de vieillissement par période de temps [Sch14] [Lam13].

III.5.2. Perte de capacité

Tout au long de la vie d'une batterie, sa capacité de charge diminue. Dans le cas des batteries Li-ion, la perte de lithium dans les réactions secondaires est la cause principale de ce phénomène [Grol13]. Cette perte de capacité est le plus souvent étudiée dans les études de vieillissement. Elle est habituellement retenue comme indicateur de la progression du vieillissement et définit l'état de santé (de capacité)[Grol14]

$$SoH(t) = \frac{Q_{Batt}(t)}{C^{nom}} = \frac{Q_{Batt}(t)}{Q_{Batt}(t_0)} \tag{51}$$

En conséquence, le critère de fin de vie d'une batterie est aussi habituellement formulé en termes de capacité perdue et correspondant à $SoH = 80\ \%$.

Basé sur un argument cinétique concernant le taux des réactions parasitaires, un modèle parabolique du temps de vieillissement calendaire par rapport à la perte de capacité a été proposé dans [Bro01]. Des modèles paraboliques se trouvent aussi dans [Eck12] et [Sch14].

$$\frac{dQ_{perte}(t)}{dt} = \gamma_T \cdot \left(1 + \frac{Q_{perte}(t)}{C^{nom}}\right)^{-1} \tag{52}$$

où Q_{perte} est la capacité perdue cumulée et γ_T est le taux de dégradation initial. Le modèle a été modifié dans [Grol14] pour mieux représenter les évolutions observées et un modèle paramétrable par le facteur α a été proposé

$$\frac{dQ_{perte}(t)}{dt} = \gamma_T \cdot \left(1 + \frac{Q_{perte}(t)}{C^{nom}}\right)^{-\alpha} \tag{53}$$

L'intégration de l'équation (59) permet de décrire l'évolution temporelle de la capacité pour des paramètres constants γ_T et α par [Krüg16]

$$Q_{Batt}(t) = Q_{Batt,0} \cdot \left(2 - \left(\frac{(\alpha+1) \cdot t \cdot \gamma_T}{C^{nom}} + 1\right)^{\frac{1}{\alpha+1}}\right) \tag{54}$$

Le taux des réactions parasites dépend du potentiel de l'électrode et de la température ambiante. On suppose donc une dépendance entre le taux de dégradation γ_T et la température et l'état de charge de la batterie. Basé sur la thermodynamique, l'impact de la température est le plus souvent décrit par une loi d'Arrhenius [Eck12] [Grol14] [Lam13] [Mon09] [Sch14].

$$\gamma_T(T) = k \cdot \exp\left(-T_{act}\left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right) \tag{55}$$

où k est un paramètre, T_{act} est la température d'activation, et T_{ref} est la température de référence. Toutes les températures sont données en [K].

[Sch14] et [Grol14] proposent une relation linéaire pour la modélisation de la dépendance de l'état de charge, tandis que d'autres relations fonctionnelles sont testées dans [Eck12]. Le taux de dégradation dans [Grol14] est finalement composé de deux termes qui suivent indépendamment des lois d'Arrhenius

$$\gamma_T(T) = k_a \cdot \exp\left(-T_{act,a}\left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right) \cdot SoC + k_b \exp\left(-T_{act,b}\left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right) \tag{56}$$

Les modèles présentés dans cette section se basent sur des études de vieillissement calendaire. Le développement de modèles combinés de vieillissement calendaire et en cyclage, qui seront revus dans la section III.5.4, permet de créer des modèles de prévision de la perte de capacité totale.

La perte de capacité est généralement interprétée comme un changement de la capacité utilisable Q_{Batt} qui sous-tend la définition de l'état de charge (34). Dans [Mah14], il a été montré que la forme de la courbe de tension à vide en fonction de l'état de charge reste relativement constante dans le cas des batteries Li-ion, ce qui correspond aux résultats trouvés dans la section C.III.2. Par contre, [Pop07] montre qu'un léger changement de la courbe existe pour certaines technologies Li-ion.

III.5.3. Evolution de la résistance interne

A part la perte de capacité, la résistance interne augmente au fur et à mesure du vieillissement. Dans [Eck12] et [Sch14], la résistance mesurée lors d'une impulsion de courant est utilisée comme indicateur de l'évolution de la résistance et un modèle similaire au modèle de

l'évolution de la capacité est proposé avec une correction dans [Eck12] qui tient compte de sa dépendance particulière vis-à-vis de l'état de charge.

III.5.4. Prévision de l'état de santé et capacité énergétique

Un modèle censé représenter l'évolution totale de la capacité et de la résistance de la batterie doit incorporer le vieillissement en cyclage. En guise de première hypothèse, on pourrait supposer qu'il s'agit du stress supplémentaire que subissent les batteries par un changement des conditions (température, état de charge) du vieillissement calendaire dû à l'utilisation.

Dans [Eck12], le vieillissement calendaire a été simulé dans des conditions de cyclage par un modèle thermique et électrique de la batterie. La différence entre les attentes et les mesures de la perte de capacité montre qu'un vieillissement supplémentaire en cyclage existe, qui ne peut pas être attribué aux changements de la température ou de l'état de charge. Une modélisation directe de la durée de vie en nombre de cycles en fonction de différentes conditions de cyclage (température, intensité du courant et profondeur de décharge) est donnée dans [Oma14]. Dans [Sch14], les résultats d'une étude de vieillissement en cyclage sont corrigés par la prise en compte d'un modèle de vieillissement calendaire préalablement validé.

Dans les systèmes de batteries destinés à l'intégration des énergies renouvelables, le facteur limitatif est la capacité énergétique de la batterie. Celle-ci diminue à cause de la perte de capacité de charge et de l'augmentation de la résistance interne. Qui plus est, les variables de décision des systèmes de gestion d'énergie sont habituellement les consignes de puissance attribuées aux systèmes de stockage. Au vu de ces besoins, [Alr15] présente un modèle empirique du vieillissement en cyclage en fonction de la puissance appliquée à une batterie lors d'un cyclage à puissance constante et de la température.

IV. Modèles de l'accumulateur électrochimique

Après avoir revu les principaux concepts de la modélisation des batteries, cette section décrit les modèles les plus importants qui peuvent être utilisés dans la pratique pour représenter le comportement d'une batterie en cours de fonctionnement. Comme expliqué au début de ce chapitre, la modélisation dépend de l'application. Le modèle énergétique et le modèle de circuit électrique équivalent sont introduits ici parce qu'ils permettent de capter les caractéristiques du fonctionnement d'une batterie ayant une importance pour sa gestion, à savoir le comportement électrique et le bilan énergétique.

IV.1. Modèle énergétique

Le modèle énergétique est le modèle de référence pour la planification des systèmes de stockages introduit dans le chapitre D. Il est généralement utilisé pour les problèmes de planification [Luu14] [Rat13] parce que la modélisation de la batterie en termes de puissance et d'énergie correspond à la définition des plans de production des centrales en termes d'énergie. Le modèle énergétique considère la batterie comme un réservoir d'énergie stockée E^B qui est rempli par des sollicitations de puissance $P^B < 0$ négatives (charge) et vidé par des sollicitations positives $P^B > 0$ (décharge). Lors de la charge ou de la décharge, une partie $P^P > 0$ de la puissance est perdue sous forme de chaleur dans la batterie

$$\dot{E}^B(t) = -\varepsilon^B(t) = -P^B(t) - P^P(t) = -\kappa(t) \cdot P^B(t) \tag{57}$$

L'efficacité de conversion $\kappa(t)$ dans (57) est liée au rendement énergétique de la section III.4.4 par

$$\kappa(t) = \begin{cases} \eta(t) & \text{if } P(t) < 0 \text{ (charge)} \\ \eta(t)^{-1} & \text{if } P(t) > 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{58}$$

Le principe du modèle énergétique est illustré dans la figure 17. C'est une abstraction plus au moins importante de la description physico-chimique de la batterie, selon la définition de l'efficacité κ. Dans le cas le plus simple, souvent employée dans les problèmes de planification, seulement deux valeurs de κ, une en charge et une en décharge, caractérisent le rendement moyen de la batterie. Pour plus de précision, κ peut être interprété comme une fonction de la puissance, de l'état ou de la température de la batterie. L'état actuel de la batterie dans le modèle énergétique est représenté par l'énergie stockée $E^B(t)$.

Le modèle de l'état énergétique [Krü14] [Mam10] [Mam12] est une variante du modèle énergétique où l'énergie stockée a été définie comme l'énergie disponible en décharge nominale selon les explications des sections III.4.1 et III.4.3. Comme remarqué dans [Mam10], avec ce choix $\eta(t)$ dans (58) ne représente plus un rendement au sens strict, car il peut prendre des valeurs supérieures à l'unité, si les conditions d'utilisation engendrent moins de pertes que les conditions nominales.

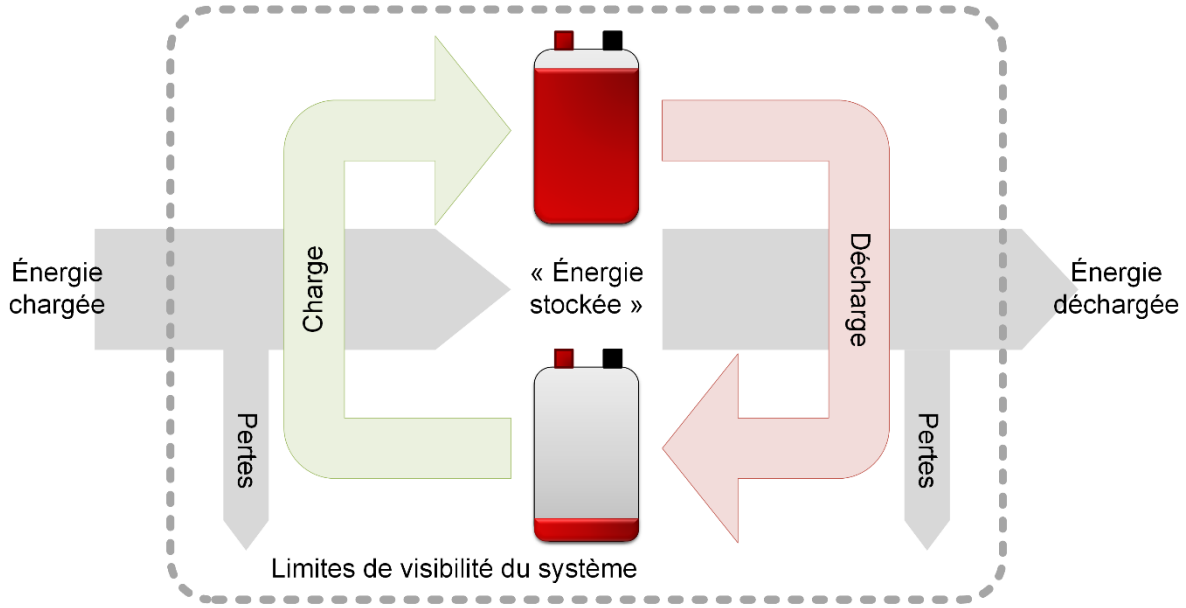


Figure 17. Modèle énergétique d'une batterie.

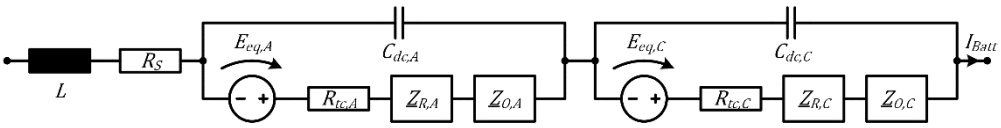


Figure 18. Modèle des deux électrodes avec deux circuits de Randles.

IV.2. Circuit électrique équivalent

Il existe une multitude de modèles de batterie du type circuit électrique équivalent. Comme remarqué dans la section III.3, le circuit de Randles représente l'impédance d'une seule électrode, et le circuit de la figure 18 modélise les deux électrodes de la batterie [Mon09]. Outre les éléments qui représentent le transport de charge et la diffusion d'espèces actives aux électrodes, ce circuit contient des résistances équivalentes pour modéliser la résistance des électrodes et le transport d'ions dans le volume total de l'électrolyte. Des effets inductifs liés à la connectique sont représentés par des inductances localisées. Une représentation encore plus complexe du transport d'ions par migration et diffusion dans l'électrolyte se trouve dans [Ber01]. L'inconvénient des circuits du type illustré dans la figure 18, est la présence d'élément Warburg dont l'impédance dépend du modèle de diffusion des espèces actives [Bul02] ou d'éléments à phase constante (CPE, de l'anglais « Constant Phase Element ») avec l'impédance [Bul02]

$$\underline{Z}_{CPE} = \frac{1}{A \cdot (j\omega)^{\xi}} \tag{59}$$

où $\xi \in [0,1]$ et A peut être interprété comme une capacitance généralisée.

Ces éléments sont définis par leurs fonctions de transfert dans le domaine de Laplace, mais leur simulation requiert des approximations, car ils ne peuvent pas être représentés dans le domaine temporel par de simples équations différentielles comme c'est le cas des éléments de premier ordre (capacités et inductances).

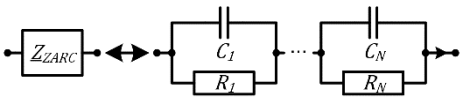


Figure 19. Substitution d'un élément ZARC par des éléments R||C.

Une approche pour substituer à ces éléments des circuits de réseau en échelle est exposée dans [Mon09] et [Bul02]. On obtient alors le circuit de la figure 19 avec N éléments parallèles de résistance et capacité (R||C). Les valeurs des résistances et capacités sont calculées à partir des paramètres initiaux de l'élément non-linéaire. Une validation du modèle pour 3 et 5 éléments est montrée dans [Bul02].

Le modèle de batterie pour les batteries Li-ion est simplifié dans [Mon09] en vue d'obtenir le circuit dans la figure 20. Le circuit de la

figure 21 qui modélise l'impédance et la tension à vide par la même capacité non-linéaire, est proposé dans [Bul02].

Après la substitution des éléments Warburg ou CPE, chaque élément R||C dans le circuit équivalent correspond à une constante de temps $\tau = R \cdot C$ qui apparaît dans la réponse de la tension de

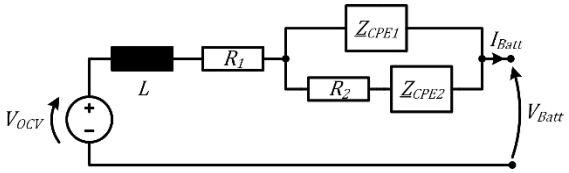


Figure 20. Circuit équivalent obtenu par simplification du modèle de Randles [Mon09].

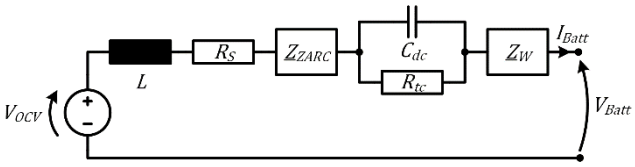


Figure 21. Circuit équivalent obtenu par simplification du modèle de Randles [Bul02].

batterie à un saut du courant. Dans les applications réelles, un nombre très limité de constantes de temps dominent le comportement de la batterie dans le domaine de fréquence étudié. Ce fait est souvent exploité pour proposer des modèles plus simples. Ainsi, on trouve souvent le circuit de la figure 22 qui consiste en une seule résistance en série avec un ou plusieurs éléments R||C [Bar02] [Che06]. Une analyse comparative de plusieurs circuits équivalents résistifs-capacitifs pour les batteries Li-ion dans [He11] montre qu'un circuit du deuxième ordre offre une bonne approximation de la réponse de tension et une base adéquate pour l'estimation de l'état de charge. En conséquence, le circuit de la figure 22 avec deux éléments R||C est un modèle très répandu pour les batteries Li-ion [Hex11] [Dub07] [Che13]. Une variante du modèle résistif-capacitif prend en compte l'autodécharge de la batterie [Gho14] [Kim11]. Dans [Che06], des fonctions analytiques de l'état de charge sont proposées pour déterminer les valeurs du circuit de la figure 22 pour deux éléments R||C. Finalement, si la dynamique transitoire de la tension ne joue pas de rôle important dans l'application, on emploie un simple circuit résistif [Che12] comme illustré dans la

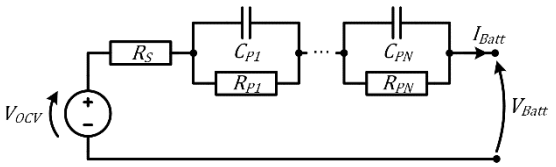


Figure 22. Circuit équivalent dynamique d'une batterie

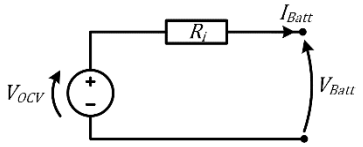


Figure 23. Circuit équivalent statique d'une batterie.

figure 23. La tension de batterie se calcule alors comme

$$V_{Batt}(t) = V_{OCV}\big(SoC(t)\big) - R_i\big(SoC(t)\big) \cdot I_{Batt}(t) \tag{60}$$

Les paramètres des circuits équivalents dépendent généralement de l'état de charge de la batterie et leurs valeurs peuvent être déduites du modèle physico-chimique de la batterie [Ber01]. Mais le plus souvent elles sont déterminées par un ajustement de la courbe d'impédance du circuit aux résultats d'une spectroscopie d'impédance réalisée à plusieurs états de charge.

IV.3. Autres modèles

D'autres modèles de batterie ont été étudiés. Dans [Man93] un modèle analytique est proposé qui modélise la batterie comme un système de deux réservoirs de charge, et [Chi01] propose un modèle basé sur un processus stochastique du type chaîne de Markov. Finalement, les batteries ont été représentées par des réseaux de neurones dans [Cap11] [Cha10]. Malgré leur validité correspondant aux objectifs de leurs applications, ces modèles permettent difficilement l'extraction des indicateurs de performance qui sont recherchés pour la formulation des problèmes d'optimisation. Un résumé compréhensif de la grande diversité de modèles de batterie est donné dans [Jon09].

V. Modèle du système de stockage

La modélisation des systèmes de stockage pour leur gestion doit comporter l'ensemble des éléments du système ayant un impact sur sa performance. Bien que cette thèse se concentre sur la modélisation adaptative des batteries, la chaîne de conversion a un impact non-négligeable et doit être prise en compte dans les prises de décision.

V.1. Architecture du système de stockage

Les systèmes de stockage opéré dans les centrales photovoltaïques connectées aux réseaux électriques, sont basés sur une architecture électrique comportant des éléments d'électronique de puissance en vue de permettre la gestion de l'échange d'énergie entre la source photovoltaïque, les accumulateurs électrochimiques et le réseau. Les accumulateurs électrochimiques tout comme les sources photovoltaïques délivrent une source de tension continue et nécessitent une conversion pour se connecter au réseau public à courant alternatif. De manière plus générale, des convertisseurs électroniques de puissance sont requis et utilisés pour la connexion de la plupart des sources d'énergie et systèmes de stockage distribués. Même dans les cas où la source génère une tension alternative, tels que les éoliennes ou les volants d'inertie, la fréquence de la source ne correspond pas à la fréquence du réseau interconnecté et une conversion électrique est nécessaire [Car06]. Il existe des convertisseurs directs qui permettent de relier deux réseaux à fréquences différentes [Ded10], et pour les éoliennes, la génératrice asynchrone à double alimentation permet de réduire la partie électronique [Mog16].

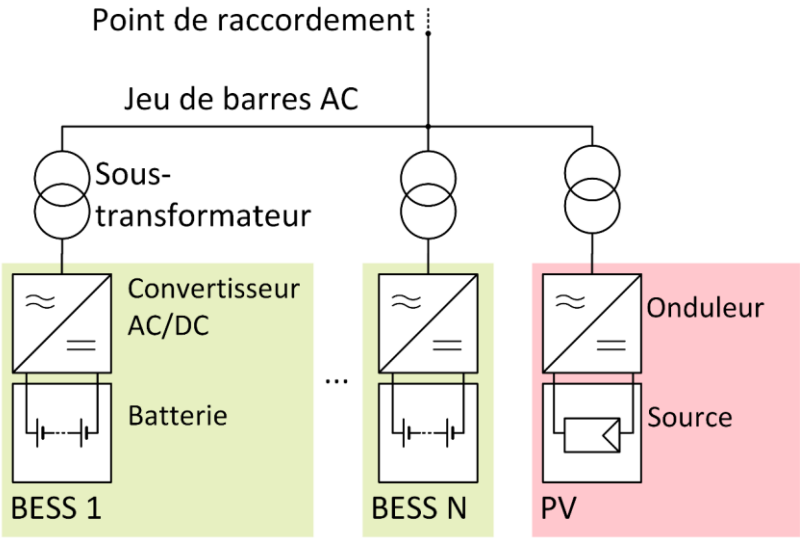


Figure 24. Schéma unifilaire d'une centrale photovoltaïque intégrant des systèmes de stockage en architecture hybride AC.

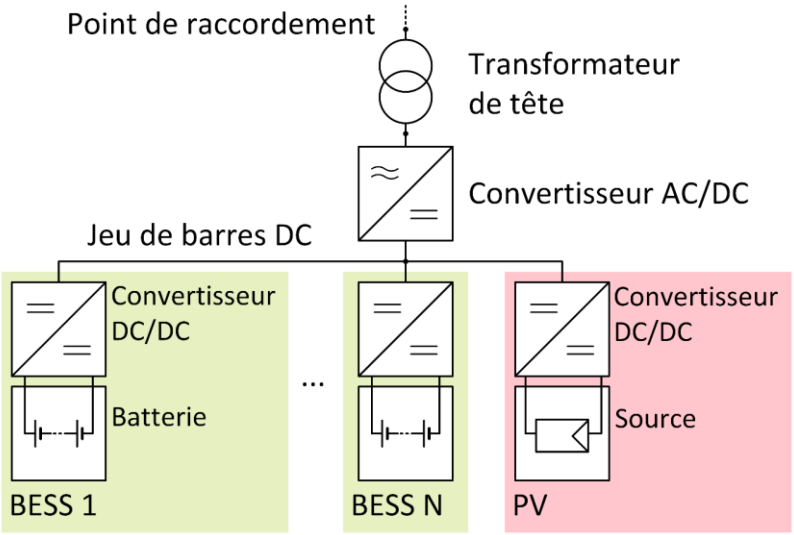


Figure 25. Schéma unifilaire d'une centrale photovoltaïque intégrant des systèmes de stockage en architecture hybride DC.

Néanmoins, la conversion est souvent réalisée par un redressement de la source primaire suivi par une conversion de la tension continue. En conséquence, une grande partie des sources et systèmes de stockage distribués peuvent être décrits comme des sources secondaires de tension continue et les systèmes de gestion développés dans le chapitre D peuvent s'y appliquer par analogie.

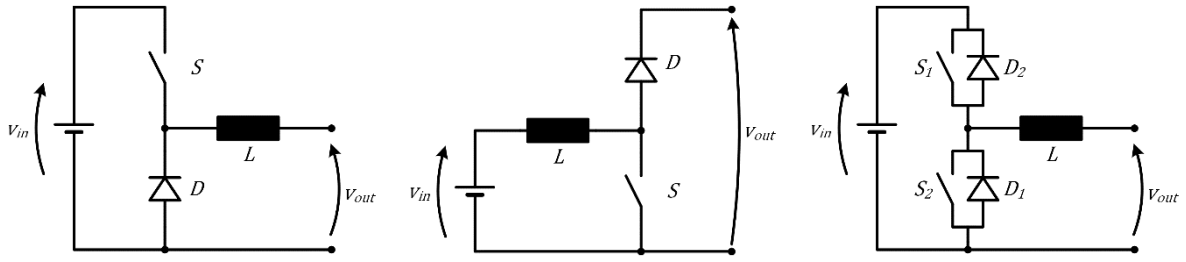
Puisque la source photovoltaïque et l'accumulateur électrochimique sont des sources de tension continue, les échanges et le bilan de puissance entre les deux systèmes peuvent avoir lieu en amont ou en aval de la conversion du courant continu en courant alternatif. Deux types d'architecture électrique sont alors communément employés pour les centrales photovoltaïques incluant un système de batterie [Bou13]. Dans l'architecture hybride AC illustrée dans la figure 24, chaque système de batterie est associé à un onduleur individuel. Ce dernier peut être réalisé suivant une topologie à un seul étage ou en couplant un convertisseur boost ou buck-boost et un onduleur. Afin de permettre la connexion en parallèle des onduleurs, chaque système de conversion comporte un filtre de sortie, incluant souvent un transformateur de façon que le couplage des systèmes se fasse au niveau de tension du point de raccordement. Il existe aussi des systèmes avec un transformateur de tête supplémentaire partagé par tous les systèmes de conversion qui fonctionnent en parallèle. Par contre, l'architecture hybride DC, montrée dans la figure 25, couple les sources et les systèmes de stockage au niveau d'un jeu de barre commun à courant continu. Par conséquent, chaque système de batterie et chaque champ photovoltaïque dispose d'un convertisseur DC/DC, et tous les systèmes partagent un seul onduleur reliant l'ensemble au réseau. L'avantage de cette configuration est un gain possible en rendement énergétique, par rapport à l'architecture hybride AC, ceci pour un système et un mode de fonctionnement classique [Bou13]. En revanche, la fiabilité du système peut être réduite par la présence du seul point de défaillance représenté par l'onduleur et le lien DC commun. Les deux architectures sont présentées en schéma unifilaire. Pour les installations d'une puissance conséquente, la partie en courant alternatif est réalisée en triphasé.

V.2. Convertisseur électronique de puissance

Un résumé des architectures d'électronique de puissance pour l'intégration des énergies renouvelables se trouve dans [Car06]. Les architectures des systèmes de stockage illustrées dans la figure 24 et la figure 25 reposent sur l'utilisation de convertisseurs DC/DC et d'onduleurs.

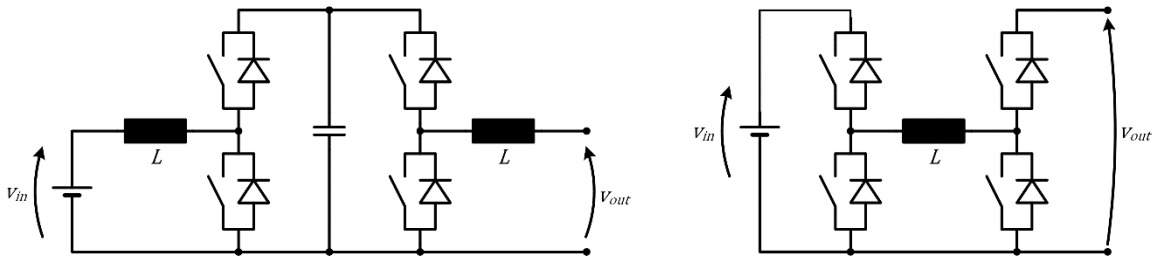
Les convertisseurs DC/DC peuvent être classés selon plusieurs critères :

- Buck/boost : la tension de sortie du convertisseur est plus (boost) ou moins (buck) élevée que la tension d'entrée
- Uni-/bidirectionnel : le courant peut circuler de l'entrée vers la sortie uniquement (unidirectionnel) ou dans les deux sens (bidirectionnel, réversible ou convertisseur à deux quadrants)



(a) buck (b) boost (c) buck-boost à demi-pont

Figure 26. Circuit équivalent des topologies élémentaires de convertisseur.



(a) boost-buck (b) buck-boost[Gab04]

Figure 27. Circuit équivalent des topologies buck-boost en cascade.

- La tension de sortie peut être inversée par rapport à la tension d'entrée (inverseur) ou non

Les topologies basiques de convertisseur DC/DC sont le convertisseur buck et le convertisseur boost unidirectionnel. La figure 26(a) montre un simple convertisseur buck. Cette topologie est utilisée pour transférer de l'énergie d'une source à tension non contrôlée à une tension régulée plus élevée [Skv02]. L'interrupteur *S* du schéma peut par exemple être réalisé en technologie MOSFET (« Metal-Oxyde Semiconductor Field Effect Transistor » – transistor à effet de champ à grille métal-oxyde) ou comme IGBT (« Insulated Gate Bipolar Transistor » – transistor bipolaire à grille isolée). Si la tension de la source est moins élevée que le niveau souhaité de la tension contrôlée de sortie, un convertisseur boost, comme illustré dans la figure 26(b) peut être employé [Skv02] [Pav14]. Ces deux topologies ne permettent qu'une seule direction du courant et peuvent être utilisées pour la connexion de sources photovoltaïques.

Pour la connexion des batteries, le convertisseur doit pouvoir opérer en mode de charge et de décharge. La combinaison d'un convertisseur buck et d'un convertisseur boost en contresens, mène à la topologie en demi-pont présentée dans la figure 26(c). Il s'agit d'un hacheur à deux quadrants, un convertisseur buck dont le flux de courant est réversible [Skv02]. Cette topologie peut être utilisée comme convertisseur pour les systèmes de batterie si la tension du jeu de barres DC est significativement plus élevée que la tension de la batterie. Le convertisseur bidirectionnel à demi-pont peut être utilisé pour élever une tension si les rôles de l'entrée et de la sortie sont inversés. Cette observation permet la conception d'un convertisseur buck-boost bidirectionnel par la connexion en série de deux convertisseurs à demi-pont en contresens.

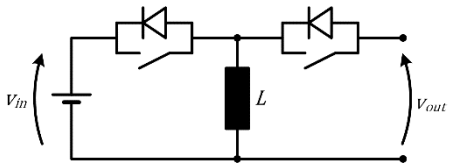
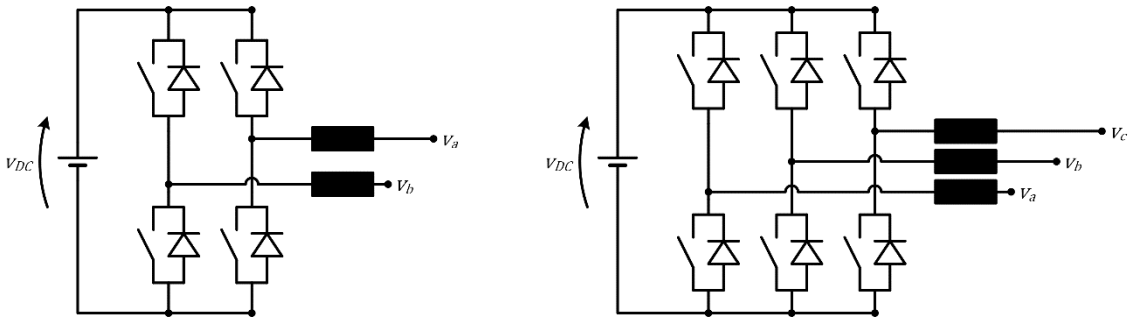


Figure 28. Circuit équivalent du convertisseur buck-boost bidirectionnel

La figure 27 montre les deux topologies possibles de convertisseurs buck-boost en cascade. Dans la figure 27(a), il s'agit du convertisseur buck-boost en cascade classique [Car98] [Gab04]. Il permet l'ajustement de la tension de sortie à un niveau arbitraire par une élévation dans le premier étage boost et par une réduction par le deuxième demi-pont. La solution présentée dans la figure 27(b) inverse l'ordre de ces deux étapes pour atteindre également une tension positive de valeur quelconque [Gab04]. Il est possible de créer un convertisseur buck-boost bidirectionnel avec seulement deux interrupteurs, comme le montre la figure 28. Cependant, la comparaison avec la topologie de la figure 27(a) met en évidence des pertes plus élevées à cause d'un niveau élevé de la valeur moyenne quadratique du courant dans l'inductance [Car98]. Il existe d'autres topologie de convertisseur DC/DC, notamment le convertisseur fly-back ainsi que la topologie dual active bridge qui offrent une séparation galvanique entre les deux ports du convertisseur [Skv02] [Rot14] [Bra10].

Pour l'étage de conversion du lien DC à la tension alternative du réseau, on peut utiliser les topologies d'onduleurs illustrées pour un système monophasé dans la figure 29(a) et pour un



(a) monophasé (b) triphasé

Figure 29. Circuit équivalent des topologies d'onduleur.

système triphasé dans la figure 29(b). Bien que des architectures d'onduleur à source de courant existent [Ded10], dans la plupart des applications réelles, la préférence est donnée à la topologie à source de tension illustrée ici [Car06]. La figure 30 montre l'architecture complète de la chaîne de conversion pour un système avec un convertisseur boost, et la figure 31 la présente avec un convertisseur buck-boost.

L'utilisation des convertisseurs électroniques de puissance entraine des pertes de conversion. Les sources principales des pertes sont les suivants[Wie08] [Wu08] [Sun10] :

- Les pertes de commutation dans les commutateurs IGBT ou MOSFET dépendent de la technologie du commutateur, de la fréquence de commutation, du niveau de tension, du courant, et de l'utilisation de la commutation douce [Sun10].
- Les pertes de conduction dans les commutateurs et dans les diodes de roue libre dépendent de l'intensité du courant.
- Les pertes ohmiques dans le bobinage des filtres (pertes cuivre) dépendent de l'intensité du courant dans la bobine. Les fluctuations de courant peuvent avoir un faible impact [Wu08].
- Les pertes de magnétisation dans les noyaux des bobines (pertes de fer) dépendent également de l'intensité du courant

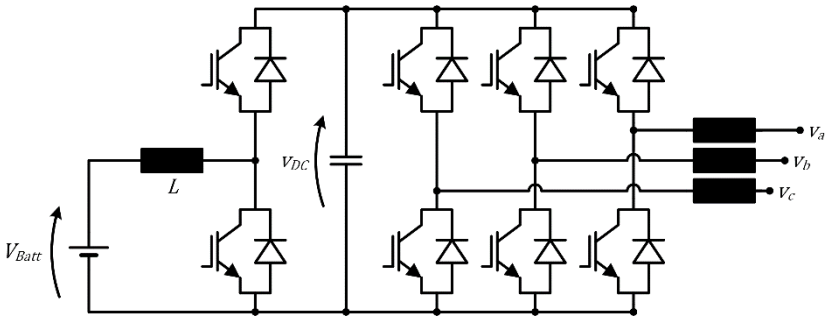


Figure 30. Circuit équivalent de la chaine de conversion avec un convertisseur boost.

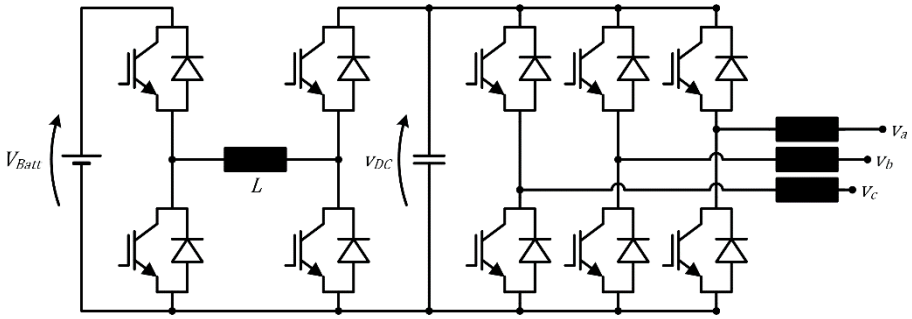


Figure 31. Circuit équivalent de la chaine de conversion avec un convertisseur buck-boost.

Pour la modélisation du contrôle rapproché de la chaîne de conversion dans le chapitre D, des modèles moyennés [Bac14] des composants électroniques ont été utilisés, tandis que la chaîne de conversion est remplacée par un modèle empirique des pertes en fonction des puissances active et réactive et de la tension du lien DC dans les cas d'études du chapitre E. La figure 32 illustre le rendement typique d'un convertisseur pour un système photovoltaïque de taille industrielle en fonction de la puissance active.

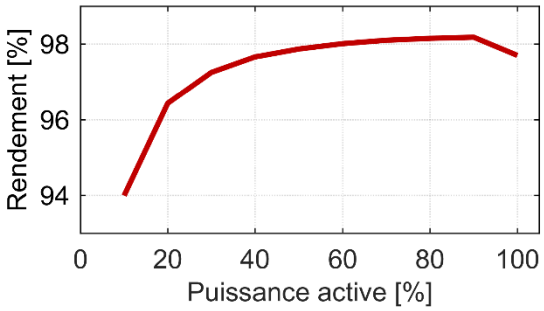


Figure 32. Rendement d'un convertisseur AC/DC pour un système photovoltaïque de taille industrielle.

V.3. Transformateur

Le transformateur adapte la tension de sortie du système de stockage ou de la centrale d'énergie renouvelable au niveau du réseau de distribution au point de raccordement. La plupart des centrales photovoltaïques sont raccordées aux réseaux de basse et moyenne tension. L'importance du transformateur pour la modélisation et la gestion du système réside dans son rendement de conversion. La figure 33 montre un circuit équivalent standard d'un transformateur [Mac08]. Les éléments résistifs modélisent les pertes électriques. Tout comme dans les bobines des filtres du système de conversion, l'utilisation du transformateur produit des pertes cuivre dans le bobinage et des pertes fer à cause de la magnétisation du noyau. Dans les modèles de simulation utilisés par la suite, les pertes du transformateur sont simplement intégrées dans la fonction empirique des pertes de la chaîne de conversion.

V.4. Auxiliaires

Les auxiliaires représentent un facteur supplémentaire qui influence le rendement de la centrale. On entend par auxiliaires l'ensemble des équipements électriques qui assurent le bon fonctionnement de la centrale sans faire partie directe de la chaîne de conversion, notamment les automates de contrôle et un éventuel système de climatisation. La climatisation peut en fait consommer une part non-négligeable de la production d'un système de stockage. Le décompte des consommations des auxiliaires dans le rendement global de la centrale dépend de leur mode de connexion. Dans le cas d'une connexion dans la chaîne de conversion, par exemple au lien DC de la centrale, la consommation des auxiliaires entre directement dans le bilan de production et doit être prise en compte dans l'application du plan de production. Si les auxiliaires sont connectées à travers un départ électrique séparé, elles ne changent pas le niveau de production, mais comptent dans le bilan économique de par le prix de l'électricité consommée. Une modélisation exacte de la consommation d'un système de climatisation requiert un modèle

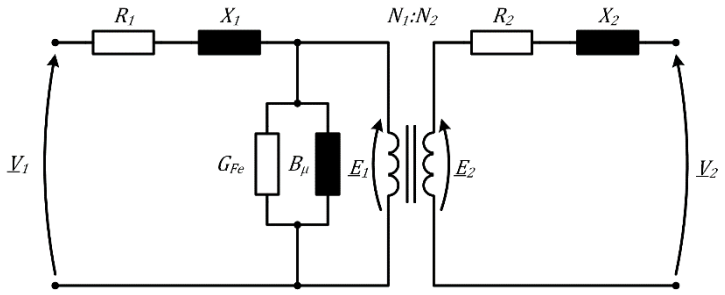


Figure 33. Circuit équivalent transformateur.

thermique complet du container du système de stockage, ainsi qu'un modèle de l'algorithme de contrôle thermique appliqué. Un tel modèle est hors du cadre de cette thèse. Dans les simulations, les auxiliaires sont traitées comme des pertes constantes supplémentaires dans la fonction de pertes de la chaîne de conversion.

VI. Indicateurs de performance du système de stockage

Afin de définir une base pour les prises de décision dans la gestion du système de stockage, il est nécessaire d'extraire des indicateurs de performance qui reflètent les préférences de l'exploitant de la centrale. Trois indicateurs sont utilisés dans les problèmes d'optimisation du chapitre E.

VI.1. Pertes énergétiques

Les *pertes énergétiques* du système sont implicitement présentes dans tous les modèles du système de stockage. La minimisation des pertes en fonction du plan de production représente l'approche appropriée pour l'optimisation du système. La connaissance des pertes permet également le calcul du rendement du système de stockage. Ce dernier n'est généralement pas suffisant comme indicateur de performance pour deux raisons. D'une part, la modélisation des pertes permet la prise en compte des pertes à vide, par exemple dues à la consommation des auxiliaires. D'autre part, le rendement d'un système de stockage en cyclage augmente généralement dans le cas d'une utilisation à des puissances élevées plus proches de la puissance nominale de la chaîne de conversion. Cependant, dans l'optimisation de la centrale complète avec la source, il est préférable de minimiser l'utilisation du système de stockage et de favoriser l'injection directe de l'énergie produite par la source. La minimisation des pertes est envisagée de manière implicite si l'objectif de l'optimisation est la *maximisation de l'énergie injectée au réseau* ou le *niveau d'énergie stockée dans la batterie* à la fin d'une période d'opération. Une pénalisation explicite des pertes dans l'optimisation n'est pas nécessaire. Si un modèle énergétique du système de stockage selon la section IV.1 est utilisé, il est important qu'un rendement énergétique variable en fonction de la puissance du système soit correctement associé aux processus de charge et de décharge. Le niveau d'énergie stockée dans la batterie en tant qu'indicateur de performance mérite une discussion plus approfondie puisqu'il dépend du modèle de batterie choisi comme expliqué dans la section III.4.4. L'exploitant du système a l'intérêt de maximiser l'énergie stockée à la fin d'une période dans l'attente d'un futur gain. Dans l'hypothèse d'une valeur constante pour toute kWh injectée dans le réseau, une réduction de l'énergie injectée au réseau peut être compensée par une augmentation de l'énergie stockée, dans la mesure où cette augmentation permet la décharge d'une quantité d'énergie égale dans une période ultérieure. Logiquement, l'énergie stockée à la fin d'une période en tant qu'indicateur de performance doit déjà tenir compte du rendement futur avec lequel elle sera restituée. Pour cette raison, l'énergie stockée d'un modèle bidirectionnel comme (48) doit être multipliée par le rendement futur attendu de la centrale. L'état d'énergie tel qu'il est défini dans [Mam09], [Mam12] et [Krü14] représente un tel indicateur dans l'hypothèse d'une décharge sous conditions nominales.

VI.2. Puissance disponible

La *puissance disponible* du système de stockage est importante dans le contexte des services système et en cas de fluctuations de la source de production intermittente. Il s'agit de la puissance maximale en charge ou en décharge que le système peut fournir dans un état donné. La puissance disponible définit la marge de manœuvre du système de stockage entre la

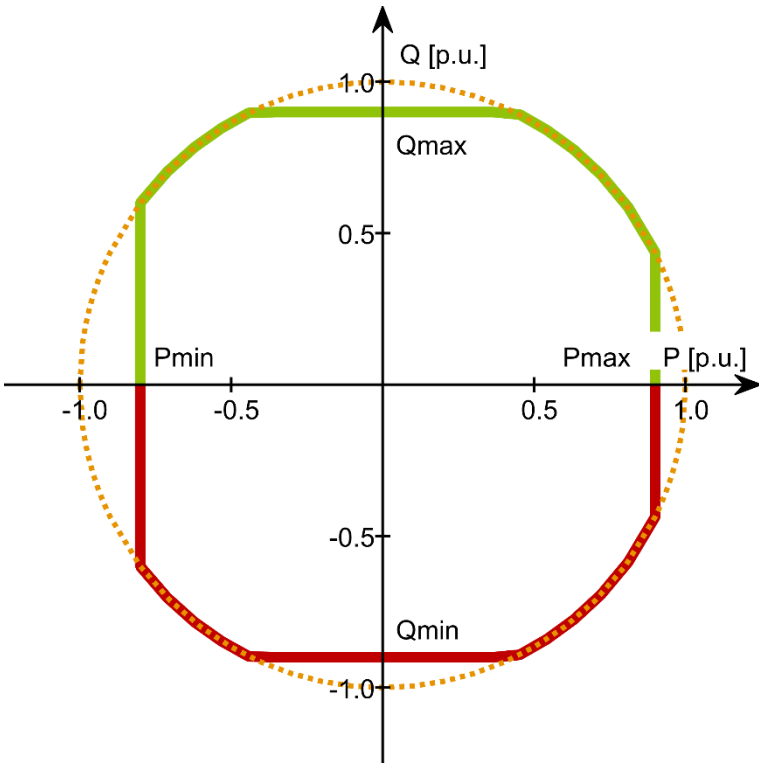


Figure 34. Modèle simplifié des limites de fonctionnement d'un convertisseur.

puissance maximale et le niveau de puissance actuel en vertu d'un plan de production. Le système doit avoir recours à cette marge dans le cas d'un appel à la fourniture de réserve dans le cadre du réglage de fréquence, mais aussi pour combler les fluctuations rapides d'une source renouvelable telle qu'une centrale photovoltaïque. On peut caractériser deux fonctions de l'état de charge (ou de l'état d'énergie / de l'énergie stockée) de la batterie, la puissance maximale en décharge $P_{max}^{dch}(SoC)$ et la puissance maximale en charge $P_{max}^{ch}(SoC)$. La puissance maximale du système de stockage dépend des limites de la batterie et de celles du convertisseur. Les limites du convertisseur sont modélisées ici par un modèle simplifié qui prend en compte des limites de la puissance active, de la puissance réactive et de la puissance apparente. Le modèle est illustré dans la figure 34. La puissance $P_{max}^{dch}(SoC)$ ensemble avec la puissance maximale du convertisseur P_{max}^{conv} définit la puissance maximale du système de stockage $P_{max}(SoC)$. De manière analogue, la puissance minimale du système de stockage est définite par la puissance maximale de charge et la limite du convertisseur :

$$P_{max}(SoC) = \max\{P_{max}^{dch}(SoC); P_{max}^{conv}\} \tag{61}$$

$$P_{min}(SoC) = \max\{-P_{max}^{ch}(SoC); P_{min}^{conv}\} \tag{62}$$

La valeur de la puissance disponible dépend de la durée T^{lim} pendant laquelle le système doit être capable de tenir ce niveau de puissance. Une caractérisation de la puissance peut être effectuée par des tests en laboratoire Sous le nom de l'état de puissance disponible (SoAP, de l'anglais « State-of-Available-Power »), [Fle12] donne une méthode d'estimation de la puissance disponible en temps réel. La puissance disponible de la batterie est généralement limitée par le fait que cette dernière atteint une des limites imposées par son système de gestion pour le courant de batterie ou la tension de batterie. Pour un modèle du type circuit électrique équivalent avec une simple résistance interne (60), la puissance maximale peut alors être déduite des équations du modèle. Si le courant de batterie maximal I_{Batt}^{max} est le facteur limitant, la puissance maximale en fonction de la durée de sollicitation T^{lim} est donnée par

$$P_{max}^{dch}(T^{lim},t) = \min_{SoC\in[SoC(t),SoC^*(t,T^{lim})]} I_{Batt}^{max}\cdot(V_{OCV}(SoC) - R_i(SoC)\cdot I_{Batt}^{max}) \tag{63}$$

où $SoC^*(t,T^{lim})$ est l'état de charge que la batterie atteint si la puissance maximale est appliqué pendant la durée T^{lim} selon (34) :

$$SoC^*(t,T^{limi}) = SoC(t) - \frac{1}{Q_{Batt}}\int_0^{T^{lim}} \kappa^{Far}(\tau)\cdot I_{Batt}\left(P_{max}^{dch}, SoC(\tau)\right)d\tau \tag{64}$$

où

$$I_{Batt}(P^{Batt}, SoC) = \frac{2\cdot P^{Batt}}{V_{OCV}(SoC) + \sqrt{V_{OCV}(SoC)^2 - R_i\cdot P^{Batt}}} \tag{65}$$

$$\dot{SoC}(\tau) = -\frac{1}{Q_{Batt}}\cdot\kappa^{Far}(\tau)\cdot I_{Batt}(\tau) \tag{66}$$

Si V_{OCV} et R_i sont des fonctions monotones, il suffit d'évaluer le minimum dans (63) pour $SoC^*(t,T^{limi})$ au lieu de l'intervalle de l'état de charge.

Afin d'incorporer la limite de tension, on calcule un nouveau courant maximal de batterie I_{Batt}^{max*} tel que

$$I_{Batt}^{max*} = \min_{SoC\in[SoC(t),SoC^*(t,T^{lim})]} \min\left\{I_{Batt}^{max}; \frac{V_{OCV}(SoC) - V_{Batt}^{min}}{R_i(SoC)}\right\} \tag{67}$$

où V_{Batt}^{min} est la limite inférieure de la tension de batterie imposée par le système de gestion de batterie. En substituant I_{Batt}^{max*} à I_{Batt}^{max} dans (63) on obtient alors une nouvelle valeur de la puissance maximale

$$P_{max}^{dch}(T^{lim},t) = \min_{SoC\in[SoC(t),SoC^*(t,T^{lim})]} I_{Batt}^{max*}\cdot(V_{OCV}(SoC) - R_i(SoC)\cdot I_{Batt}^{max*}) \tag{68}$$

Théoriquement, P_{max}^{dch} est à calculer itérativement en réévaluant (64), (67) et (68) jusqu'à ce que la valeur converge. Pour la valeur initiale de SoC^*, on évalue (64) avec un courant de décharge constant à la limite supérieure I_{Batt}^{max}. Dans la pratique, la première évaluation de (70) donne une estimation conservatrice du courant maximal et par conséquent de la puissance maximale, car I_{Batt}^{max*} est toujours inférieur à I_{Batt}^{max} et SoC^* est une fonction monotone décroissante de la puissance maximale P_{max}^{dch} et cette dernière est inférieure à $P_{max,i}^{dch}$ dans (63).

De manière analogue, la puissance maximale en charge se calcule théoriquement par l'algorithme suivant :

1. On définit ${I_{Batt}^{min}}^{+} = I_{Batt}^{min}$ où I_{Batt}^{min} est la limite inférieure du courant de batterie (négatif) imposé par le système de gestion de batterie.

2. On calcule une première estimation de l'état de charge maximal qui peut être atteint dans la durée T^{lim} par

$$SoC^+(t,T^{limi}) = SoC(t) - \frac{1}{Q_{Batt}}\int_0^{T^{lim}} \kappa^{Far}(\tau)\cdot {I_{Batt}^{min}}^{+} d\tau \tag{69}$$

3. On calcule la puissance maximale en charge par

$$P_{max}^{ch}(T^{lim},t) = \min_{SoC\in[SoC(t),SoC^+(t,T^{lim})]} {I_{Batt}^{min}}^{+}\cdot\left(R_i(SoC)\cdot {I_{Batt}^{min}}^{+} - V_{OCV}(SoC)\right) \tag{70}$$

4. On met à jour SoC^+ avec la nouvelle puissance maximale

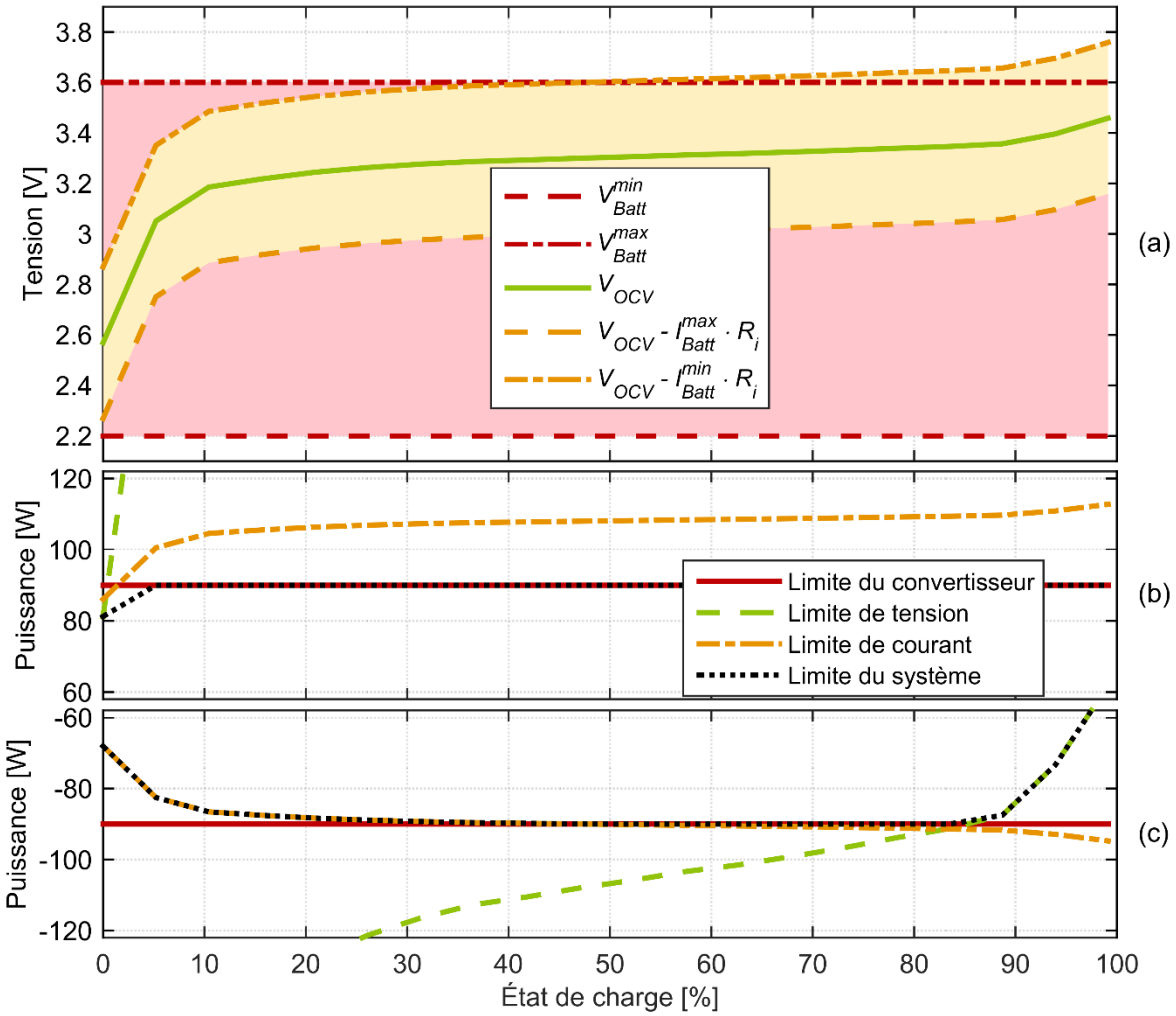


Figure 35. Calcul des limites de puissance d'un système de stockage : (a) tension à vide, tensions aux limites d'intensité et limites de tension, (b) limites supérieures de puissance (décharge) dues au convertisseur, à la tension minimale et au courant maximal, (c) limites inférieures de puissance (charge).

$$SoC^{+}\left(t, T^{limi}\right) = SoC(t) - \frac{1}{Q_{Batt}} \int_{0}^{T^{lim}} \kappa^{Far}(\tau) \cdot I_{Batt}\left(P_{max}^{ch}, SoC(\tau)\right) d\tau \tag{71}$$

5. On met à jour $I_{Batt}^{min\,+}$ avec la limite supérieure de la tension de batterie V_{Batt}^{max} :

$$I_{Batt}^{min\,+} = \max_{SoC \in [SoC(t), SoC^{+}(t, T^{lim})]} \max\left\{ I_{Batt}^{min}; \frac{V_{OCV}(SoC) - V_{Batt}^{max}}{R_i(SoC)} \right\} \tag{72}$$

6. On recalcule la puissance maximale en charge (70) et on répète les étapes 3.-5. jusqu'à la convergence.

Comme pour la puissance maximale en décharge, une seule itération de l'algorithme suffit pour obtenir une estimation conservatrice de la puissance maximale en charge.

Le calcul se simplifie considérablement si $T^{lim} \to 0$, car il n'y a pas besoin de prendre en compte l'évolution de l'état de charge dans ce cas-là. On peut alors simplement évaluer (67) et (72) à l'état actuel et utiliser les valeurs du courant maximal pour déterminer les puissances maximales dans (68) et (70). La figure 35 montre la puissance maximale en charge et en décharge en fonction de l'état de charge pour un système de stockage avec la tension à vide de la figure 15 et une résistance constante de 10 mΩ.

Une procédure équivalente est possible pour le circuit dynamique de la figure 22. Les simulations du système de stockage dans le chapitre D montrent que le comportement capacitif de la batterie n'a d'importance pour la puissance maximale que pour les horizons très courts de quelques secondes dans le cas d'étude présenté. En tant qu'indicateur de performance, la puissance disponible est utilisée dans les contraintes des problèmes d'optimisation du chapitre E.

VI.3. Vieillissement

Pour obtenir un indicateur de performance qui évalue le vieillissement du point de vue de l'exploitant, on calcule le taux de dégradation de la capacité énergétique de la batterie qui résulte de l'opération selon un des modèles discutés dans la section III.5. Une description approfondie de la modélisation du coût du vieillissement dans la gestion optimale d'un système de stockage est traitée dans la section E.III.4.

C. IDENTIFICATION DU MODELE DE BATTERIE

Suite à la définition du modèle de batterie approprié pour le contrôle tel que décrit dans le chapitre B; des méthodes servant à le paramétrer par l'identification de ses éléments sont développées par la suite. Les méthodes d'identification de modèle pour le contrôle se divisent en deux approches différentes qui peuvent être complémentaires. Lors de tests en laboratoire qui représentent l'état de l'art, on soumet la batterie à un protocole de tests normalisés parcourant différents états et conditions fonctionnement pour produire des mesures qui déterminent les paramètres du modèle de manière univoque. L'inconvénient de cette méthode est la nécessité d'effectuer des protocoles d'expériences souvent chronophages qui retardent la mise en service du système de stockage. De surcroît, les expériences doivent être répétées après une période d'utilisation et de vieillissement du système afin de conserver la précision du modèle face à l'évolution des paramètres au cours de sa durée de vie du système.

Par contraste, l'identification de paramètres en cours de fonctionnement cherche à trouver des relations systématiques dans les mesures recueillies lors du fonctionnement normal de la batterie installée dans le système de stockage et de les exploiter pour établir le modèle. La batterie peut donc rentrer en service sans perte de temps pour la caractérisation. En revanche, un modèle n'est pas disponible depuis la première mise en service. De plus, le modèle identifié en ligne ne reflètera que les conditions d'utilisation réellement parcourues lors de l'opération.

Dans ce chapitre, l'état de l'art des protocoles de test pour la caractérisation des batteries en laboratoire est brièvement rappelé dans la section I. Dans la section II, l'identification des modèles de batterie en cours de fonctionnement est introduite et quelques méthodes d'observateur en temps réel, ainsi que l'analyse de données par la régression sont exposées. Un cas d'étude montre l'application des méthodes d'observateur pour un système de batterie de taille industrielle. Finalement, la section III explore comment les modèles de batterie identifiés en cours de fonctionnement peuvent être utilisés pour estimer l'état de santé d'une batterie. Les cas d'étude d'une étude de vieillissement pour des cellules Li-ion et du suivi de la capacité d'un système industriel sont présentés.

I. Tests en laboratoire

Les tests réalisés en laboratoire pour établir les modèles de circuit électrique équivalent décrits dans la section B.IV.2 consistent à faire subir à la batterie un protocole de test comprenant des phases de sollicitation à courant défini ou à tension constante et des phases de repos. Lors de ces tests, la capacité de la batterie est déterminée, puis la batterie est amenée à des états de charge différents dans lesquels on mesure la tension à circuit ouvert et l'impédance [Hue98] [Ein13]. On peut également déterminer le rendement faradique tel que défini dans la section B.III.1.2. Les mesures peuvent être répétées à différentes températures dans un environnement climatique contrôlé afin de déterminer la dépendance des paramètres de la température [Kar00].

I.1. Mesure de la capacité nominale

La capacité nominale de la batterie est déterminée par des cycles nominaux tels qu'introduits dans la section B.III.1.1. Pour atteindre un état de charge défini, la batterie est mise en état pleinement chargée par une charge nominale et ramenée à l'état de charge souhaité en

appliquant une décharge à courant constant nominal jusqu'à ce que le pourcentage de la capacité nominale correspondante soit déchargé [Ein13]. Le rendement faradique nominal (39) peut être calculé directement depuis les mesures du cycle nominal. Si besoin, la mesure du rendement peut être répétée pour des cycles non-nominaux pour déterminer son rapport à l'intensité de charge ou de décharge.

I.2. Mesure de la tension à vide

Dans les modèles de circuit électrique équivalent introduits dans le chapitre B, La tension à vide prend la forme d'une source de tension non-linéaire en fonction de l'état de charge. Le paramétrage de la fonction de tension à vide en laboratoire est réalisé en amenant la batterie successivement dans des états de charge bien définis, par le procédé décrit dans la section I.1, et en mesurant la tension après un temps de repos suffisant pour permettre la fin des processus transitoires.

Comme évoqué dans la section B.III.2 le modèle de tension à vide pour certaines technologies comporte deux courbes qui incorporent les effets d'hystérésis. Dans ce cas, une deuxième séries de mesures doit être effectuée en commençant à l'état pleinement déchargé et en chargeant à courant nominal les pourcentages de la capacité de batterie correspondant aux états de charge visés [Ros11]. Si une seule courbe de la tension à vide est souhaitée, les courbes mesurées en charge et en décharge peuvent être moyennées [Che13].

Alternativement, la courbe de la tension à vide sur l'état de charge peut être établi en moyennant les mesures de tension aux bornes de la batterie provenant d'une charge et d'une décharge à très faible régime de courant constant (typiquement entre C/40 ou C/20) dans un état de quasi-équilibre [Duba07] [Pat14] [Wen14].

I.3. Mesure d'impédance

L'identification de l'impédance du circuit électrique équivalent de la batterie se fait de manière analogue à celle de la tension à vide. Après avoir amené la batterie à un état de charge défini, un profil de courant lui est imposé qui permet le calcul de l'impédance interne à partir de sa réponse en tension. Selon la structure et la complexité du circuit équivalent, le profil de courant imposé prend la forme d'une simple impulsion ou d'un signal sinusoïdal à fréquence variable. On distingue la mesure galvanostatique où le profil de courant est superposé au courant continu constant utilisé pour atteindre l'état de charge du mode potentiostatique où le profil est imposé quand la batterie se trouve à tension constante après un temps de repos comme lors des mesures de tension à vide [Kar00].

I.3.1. Impulsions de courant

Lorsque le circuit équivalent comprend une simple résistance ou un circuit résistif-capacitif (voir section B.IV.2) avec une ou plusieurs constantes de temps dominantes bien distinctes, le profil de courant imposé peut être une simple impulsion à courant constant ΔI. En mesurant le saut de tension ΔV_0 suivant immédiatement l'impulsion (<10 s), la limite haute-fréquence de l'impédance du circuit, représentée par la résistance R_S dans le circuit de la figure 22 peut être calculée par [Hue98]

$$R_S = \frac{\Delta V_0}{\Delta I}. \tag{73}$$

Si la mesure est prise plus tard, la valeur de tension observée dépend aussi des processus transitoire de transport de charge et de diffusion. Une assimilation de la dynamique de la tension

à une fonction exponentielle permet de calculer simplement la constante de temps d'un circuit RC dominant dans le circuit équivalent [Che06].

L'impulsion de courant permet également l'identification du spectre d'impédance du circuit tel que décrit dans la section I.3.2 sur la spectroscopie d'impédance. Pour ceci, la transformation de Fourier est appliquée au signal de courant et à sa réponse [Do08].

I.3.2. Spectroscopie d'impédance

La spectroscopie d'impédance [Bar05] se base sur la mesure de la tension en réponse à une impulsion sinusoïdale de courant de faible amplitude et à fréquence variable. Les signaux de courant et de tension sont transformés en spectre complexe par la transformation de Fourier [Haye96]

$$S(j\omega) = \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} s(t) e^{-2\pi \frac{t}{T} i} dt \tag{74}$$

où $s(t)$ est le signal analysé de durée T et $S(j\omega)$ est sa transformée (spectre fréquentiel). L'impédance interne du circuit est calculée comme la fonction de transfert

$$R(j\omega) = \frac{V(j\omega)}{I(j\omega)}. \tag{75}$$

En pratique, la transformation de Fourier rapide [Haye96] est utilisée. Les spectres d'impédance obtenus peuvent être employés pour déterminer les valeurs des éléments dans un circuit équivalent résistif-capacitif comme il a été décrit dans la section B.IV.2 [Kar00] [Kow09] [Kow12].

II. Identification en cours de fonctionnement

Contrairement à l'identification des paramètres en laboratoire, l'identification du modèle de batterie en cours de fonctionnement exploite les mesures recueillies pendant l'utilisation du système de stockage dans le cadre de son application. Elle se base sur l'hypothèse d'un modèle dont la structure fondamentale est connue, mais dont les paramètres ou les états doivent être extraits des observations opérationnelles.

Une multitude de méthodes pour l'identification des modèles de batterie en ligne existe. Elles se distinguent en fonction de leur objectif. Une grande partie de la littérature se concentre sur le problème d'estimer l'état de charge actuel de la batterie. Jauger l'état de charge est la fonction la plus importante d'un système de gestion de batterie parce qu'il donne à l'utilisateur une notion de la capacité restante. Quelques méthodes pour l'estimation de l'état de charge sont revues dans la prochaine section. Ces méthodes sont généralement basées sur un modèle de la batterie établi par des tests préalables. Récemment, des méthodes ont été développées pour identifier non seulement l'état de la batterie mais les paramètres de son modèle également. On peut distinguer entre les méthodes d'observateur qui estiment les paramètres du modèle en temps réel pour refléter le comportement actuel de la batterie, et les méthodes d'analyse de données qui traitent des ensembles de données collectionner pendant une durée de fonctionnement plus longue. Les méthodes d'observateur seront introduites dans la section II.2, tandis que la section II.3 décrit l'identification du modèle par régression sur un ensemble de données enregistrées.

II.1. Estimation de l'état de charge

La coulométrie est la méthode basique pour estimer l'état de charge d'une batterie. La charge totale circulée dans la batterie est observée par mesure du courant et l'état de charge est calculé selon l'équation (34). L'intégration du courant est très sensible au cumul des erreurs de mesure. Pour cette raison, les jauges coulométriques de l'état de charge apportent des corrections basées sur la mesure de la tension et une courbe de tension à vide connue [Alz97] [Koz97] [Ng09]. Une estimation de l'état de charge basée sur un modèle en logique flou de l'impédance se trouve dans [Sin04]. Une élaboration plus détaillée de la relation entre l'état de charge et l'impédance de la batterie se trouve dans [Del06].

Basé sur une représentation d'états du circuit électrique équivalent, le filtre étendu de Kálmán (EKF) peut être utilisé pour déterminer l'état de charge en présence de bruits aléatoires et d'erreurs de mesure. Plus généralement, le filtre de Kálmán est utilisé pour compenser les erreurs du modèle. Dans [Che12], l'EKF est utilisé avec un modèle non-linéaire du type circuit équivalent avec une source de tension et une résistance interne. Une estimation avec l'EKF et un modèle résistif-capacitif est démontrée dans [Urb09]. Un observateur H est utilisé dans [Zha12] pour compenser les erreurs d'un modèle résistif-capacitif et [Gho14] et [Zha08] proposent l'utilisation d'un observateur par mode glissant. La non-linéarité du modèle de batterie est approximée par un réseau de neurones avant l'estimation de l'état de charge par l'EKF dans [Cha10].

II.2. Méthodes d'observateur

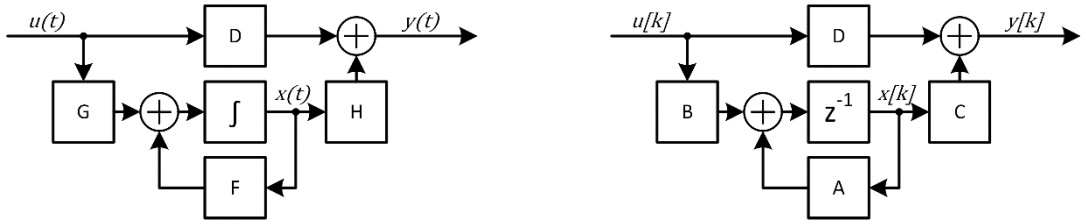
Les méthodes d'observateur sont issues de la théorie de l'automatique. Cette théorie représente un système dynamique linéaire générique par un ensemble d'équations différentielles linéaires [Asc09] :

$$\begin{aligned} \dot{\vec{x}}(t) &= \mathrm{F} \cdot \vec{x}(t) + \mathrm{G} \cdot \vec{u}(t), \\ \vec{y}(t) &= \mathrm{H} \cdot \vec{x}(t) + \mathrm{D} \cdot \vec{u}(t), \end{aligned} \tag{76}$$

$$\vec{x}(t) \in \mathbb{R}^n, \vec{y}(t) \in \mathbb{R}^m, \vec{u}(t) \in \mathbb{R}^p, \mathrm{F} \in \mathbb{R}^{n\times n}, \mathrm{G} \in \mathbb{R}^{n\times p}, \mathrm{H} \in \mathbb{R}^{m\times n}, \mathrm{D} \in \mathbb{R}^{m\times p}$$

où $\vec{x}$ est le vecteur des *états du système*, $\vec{y}$ est le vecteur de *variables de sortie* qui peuvent être observées par mesure, $\vec{u}$ dénomme le vecteur de *variables d'entrée* du système qui sont contrôlables par l'utilisateur. La matrice F, appelée *matrice d'état*, détermine l'évolution autonome des états du système et en conséquence sa stabilité, tandis que la *matrice de commande* G définit l'impact des commandes $\vec{u}$. Le vecteur d'observables $\vec{y}$ est constitué de deux parts, l'une venant des états du système moyennant *la matrice d'observation* H et l'autre de la commande via *la matrice d'action directe* D.

Dans les applications réelles nécessitant des calculs numériques, on préfère travailler avec une représentation discrète du système (76) sous la forme :



(a) Système continu (b) Système discret

Figure 36. Représentation d'états d'un système linéaire invariant

$$\vec{x}[k+1] = \mathrm{A} \cdot \vec{x}[k] + \mathrm{B} \cdot \vec{u}[k]$$
$$y[k] = \mathrm{C} \cdot \vec{x}[k] + \mathrm{D} \cdot \vec{u}[k]. \tag{77}$$

La conversion des matrices F, G, et H du système continu vers les matrices A, B, et C du système discret peut être trouvée dans [Asc09]. Dans la suite, l'écriture $x_k \equiv x[k]$ sera utilisée. La figure 8 illustre la représentation d'états continue et discrète d'un système commandé.

II.2.1. Représentation d'état de la batterie

Pour développer la représentation d'état, le circuit équivalent résistif-capacitif de la batterie montré dans la figure 22 peut être décomposé en une source de tension non-linéaire et un circuit linéaire à éléments discret tel qu'illustré dans la figure 37. La source de tension V_{OCV} dépend directement de l'état de charge modélisé par le niveau de charge de la capacitance SoC dans le circuit

$$V_{OCV}(t) = f_{OCV}\big(SoC(t)\big). \tag{78}$$

La tension aux bornes du circuit restant peut être modélisée comme la sortie scalaire du système linéaire. Les équations discrétisées de ce circuit sont données par approximation de maintien d'ordre zéro [Krü15] :

$$\underbrace{\begin{pmatrix} V_{SoC,k+1} \\ V_{P2,k+1} \\ \vdots \\ V_{PN,k+1} \end{pmatrix}}_{\vec{x}_{k+1}} = \underbrace{\begin{pmatrix} \alpha_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \alpha_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \alpha_N \end{pmatrix}}_{\mathrm{A}} \cdot \underbrace{\begin{pmatrix} V_{SoC,k} \\ V_{P2,k} \\ \vdots \\ V_{PN,k} \end{pmatrix}}_{\vec{x}_k} + \underbrace{\begin{pmatrix} b_1 \\ b_1 \\ \vdots \\ b_N \end{pmatrix}}_{\mathrm{B}} \cdot \underbrace{I_{Batt,k}}_{u_k},$$
$$\underbrace{V_{Batt,k} - V_{OCV,k}}_{y_k} = \underbrace{\begin{pmatrix} 1 & \cdots & 1 \end{pmatrix}}_{\mathrm{C}} \cdot \vec{x}_k + \underbrace{R_S}_{\mathrm{D}} u_k, \tag{79}$$
$$V_{OCV,k} = f_{OCV}(SoC_k), \qquad SoC_{k+1} = SoC_k - I_{Batt,k} \cdot \frac{T}{Q_{Batt}},$$
$$\alpha_1 = 1, \qquad \alpha_j = 1 - \frac{T}{\tau_j}, \quad \tau_j = C_{Pj} \cdot R_{Pj}, \qquad b_1 = 0, \qquad b_j = \frac{T}{C_{Pj}}, \forall j = 2 \dots N.$$

L'application des équations (79) présuppose la connaissance d'une fonction de tension à vide $f_{OCV}(SoC)$. Nonobstant, la représentation admet une erreur de la fonction, qui sera modélisée par la tension aux bornes de la capacitance C_{SoC}. Cette capacitance prend une valeur infinie et sa tension n'est en conséquence pas impactée par la dynamique du circuit. Pourtant, la tension peut être identifiée en tant qu'état du système comme décrit dans la suite. On note que la représentation d'état (79) est en forme normale de Jordan (FNJ) avec les valeurs propres de la matrice d'état sur sa diagonale principale.

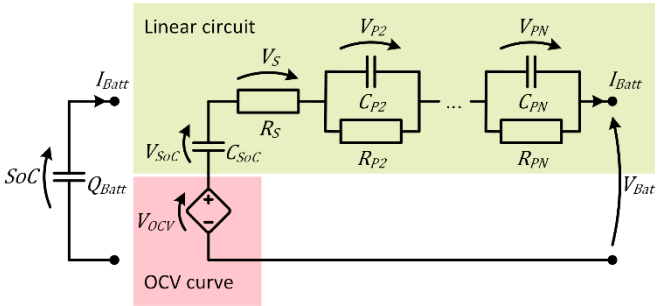


Figure 37. Circuit électrique équivalent dynamique de batterie composé d'une source contrôlée et d'un circuit linéaire.

L'utilité de la représentation d'état décrite ci-dessus pour l'identification du modèle de batterie se révèle dans l'application des méthodes d'estimation d'état et de paramètres par des filtres adaptatifs. Dans une approche répandue dans la littérature, on utilise une architecture sérielle comprenant un filtre de Kálmán pour l'estimation des états du système et un filtre adaptatif du type moindres carrés récursifs (RLS – de l'anglais : recursive least squares) [Rah14] [Rosc11] [He12] ou du type moindres carrés moyennés normalisés (NLMS – de l'anglais : normalized least mean squares) [Krü15]. La Figure 38 montre un schéma de cette architecture. Le principe de fonctionnement de ces trois filtres est similaire. L'observateur contient un modèle du système réel, caractérisé par des estimations $\widehat{\mathrm{A}}$, $\widehat{\mathrm{B}}$, $\widehat{\mathrm{C}}$, et $\widehat{\mathrm{D}}$ des matrices du système et un vecteur $\hat{\vec{x}}$ des états estimés. Ainsi, on obtient une sortie estimée $\hat{y}$ en appliquant les équations (77). L'erreur de cette sortie par rapport à la mesure y du système réel, est utilisée pour ajuster les paramètres ou les états estimés par l'observateur. [Hex11] utilise un filtre étendu adaptatif de Kálmán pour estimer les paramètres et les états du système.

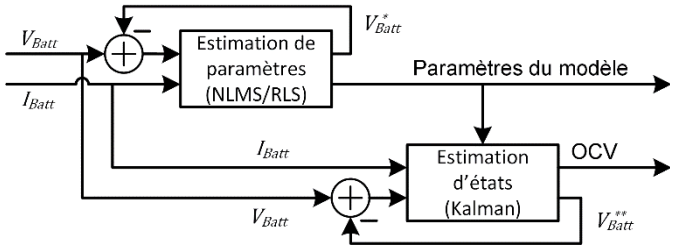


Figure 38. Architecture sérielle pour l'estimation d'états et de paramètres d'un système linéaire.

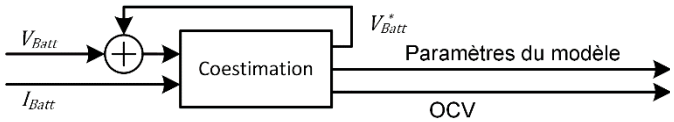


Figure 39. Architecture parallèle pour la coestimation d'états et de paramètres.

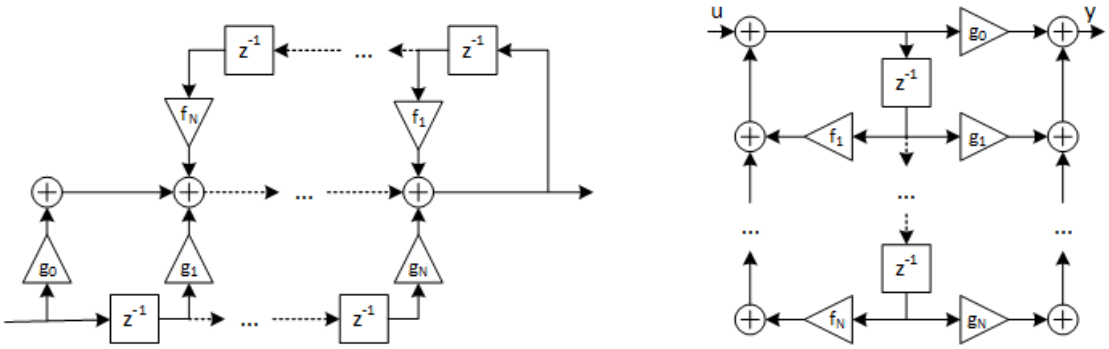
L'inconvénient d'une architecture sérielle consiste en la difficulté de répartir l'action compensatrice parmi l'estimation de paramètres et d'états. Dans le contexte de l'identification de modèles de batterie, une erreur observée à la sortie de l'observateur implique un ajustement nécessaire soit de la tension à vide estimée, soit des paramètres de l'impédance interne. Pour pouvoir contrôler la vitesse d'ajustement respective de ces deux informations, une méthode de coestimation basée sur une approche de descente de gradient a été développée. Celle-ci est présentée par la suite [Krü16]. Le principe de coestimation parallèle des états et des paramètres est illustré dans la figure 39.

II.2.2. Filtre de Kálmán

Le filtre de Kálmán, développé par Rudolf Kálmán en 1960, est un estimateur récursif des états d'un système linéaire [Kal60]. Il est optimal dans le sens où la valeur attendue de l'erreur quadratique est minimale pour un système dont le bruit est gaussien et dont les matrices du système ainsi que de la covariance du bruit sont connues [Kal61] [Su15].

Le filtre suit l'évolution d'une estimation $\hat{\vec{x}}$ des états du système et d'une matrice $\widehat{\mathrm{P}}$ de leur covariance Lors de l'exécution du filtre, les deux estimations sont mises à jour en deux étapes : la prédiction des nouvelles valeurs en appliquant les entrées et équations du système et la mise à jour qui incorpore l'information contenue dans l'erreur observée.

La *prédiction* fournit les estimations *à priori* $\hat{\vec{x}}_{k|k-1}$ et $\widehat{\mathrm{P}}_{k|k-1}$ des états actuels et de leurs covariances, respectivement, sous l'hypothèse que les estimations du pas précédent $\hat{\vec{x}}_{k-1}$ et $\widehat{\mathrm{P}}_{k-1}$ sont exactes



(a) Structure directe forme I [Oga95] (b) Structure directe forme II [Opp99]

Figure 40. Deux représentations équivalentes du filtre à réponse impulsionnelle infinie

$$\begin{aligned} \hat{\vec{x}}_{k|k-1} &= \mathrm{A} \cdot \hat{\vec{x}}_{k-1} + \mathrm{B} \cdot u_k, \\ \hat{\mathrm{P}}_{k|k-1} &= \mathrm{A} \cdot \hat{\mathrm{P}}_{k|k-1} \cdot \mathrm{A}^T + \mathrm{Q}, \end{aligned} \tag{80}$$

où Q est la covariance d'un bruit gaussien qui perturbe les états du système. Ensuite, l'erreur observée de la réponse prédite $\hat{y}_{k|k-1}$ du système

$$\hat{e}_{k|k-1} = y_k - \hat{y}_{k|k-1} = y_k - \left(\mathrm{C} \cdot \hat{\vec{x}} + \mathrm{D} \cdot u_k\right) \tag{81}$$

est utilisée lors de la *mise à jour* pour obtenir les nouvelles estimations *à posteriori*

$$\begin{aligned} \hat{\vec{x}}_k &= \hat{\vec{x}}_{k|k-1} + \mathrm{K}_k \cdot \hat{e}_{k|k-1}, \\ \hat{P}_k &= (\mathrm{I} - \mathrm{K}_k \cdot \mathrm{C}) \cdot \mathrm{P}_{k|k-1}, \end{aligned} \tag{82}$$

où

$$\mathrm{K}_k = \mathrm{P}_{k|k-1} \cdot \mathrm{C}^T \cdot \left(\mathrm{C} \cdot \mathrm{P}_{k|k-1} \cdot \mathrm{C}^T + \mathrm{R}\right)^{-1} \tag{83}$$

est appelé le *gain de Kálmán*. La matrice R représente la covariance du bruit gaussien qui perturbe la mesure de la sortie du système.

Le *filtre étendu de Kálmán* [Jul04] peut être utilisé pour estimer les états d'un système non-linéaire connu. Dans ce cas, les matrices A, B, C et D sont les matrices d'un système linéaire qui représente la linéarisation du système non-linéaire dans son point de fonctionnement actuel.

II.2.3. Filtre récursif des moindres carrés (RLS)

Le filtre récursif des moindres carrés (RLS – de l'anglais « Recursive Least Squares ») peut être dérivé de l'équation d'un filtre à réponse impulsionnelle infinie (IIR – de l'anglais « Infinite Impulse Response ») tel qu'illustré dans la figure 40 [Asc09] [Opp99] [Oga95]

$$y_k = \vec{f}^T \vec{Y}_k + \vec{g}^T \vec{U}_k, \tag{84}$$

où les vecteurs $\vec{Y}_k$ et $\vec{U}_k$ contiennent, respectivement, les dernières n valeurs de la sortie et de l'entrée du système

$$\vec{f} = \begin{pmatrix} f_1 \\ \vdots \\ f_N \end{pmatrix}, \quad \vec{g} = \begin{pmatrix} g_0 \\ \vdots \\ g_N \end{pmatrix}, \quad \vec{Y}_k = \begin{pmatrix} y_{k-1} \\ \vdots \\ y_{k-N} \end{pmatrix}, \vec{U}_k = \begin{pmatrix} u_k \\ \vdots \\ u_{k-N} \end{pmatrix} \tag{85}$$

Tous les systèmes linéaires invariants peuvent être représentés par cette structure [Oga95]. Le filtre récursif des moindres carrés [Haye96] [Hayk96] cherche les coefficients estimés $\hat{\vec{f}}_k$ et $\hat{\vec{g}}_k$ à chaque instant k qui minimisent les erreurs quadratiques pondérées

$$\begin{gathered} \varepsilon_k = \sum_{i=0}^{n} \lambda^{N-i} \cdot e_{k-i|k}^2 , \\ e_{k-i|k} = y_{k-i} - \hat{y}_{k-i|k} = y_{k-i} - \left(\hat{\vec{f}}_k^T \cdot \vec{Y}_{k-i} + \hat{\vec{g}}_k^T \cdot \vec{U}_{k-i} \right), \end{gathered} \tag{86}$$

où λ est un facteur d'oubli exponentiel. L'écriture $\hat{y}_{k-i|k}$ indique que la valeur a été calculée en utilisant les estimations $\hat{\vec{f}}_k$ et $\hat{\vec{g}}_k$ des coefficients à l'instant t. En mettant la dérivée de la fonction quadratique (86) à zéro, on obtient les équations des coefficients optimaux

$$\begin{gathered} \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial \hat{f}_{j,k}} = -\sum_{i=0}^{n} \lambda^{N-i} \cdot y_{k-i-j} \cdot e_{k-i|k} = 0, \forall j = 1 \dots N \\ \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial \hat{g}_{j,k}} = -\sum_{i=0}^{n} \lambda^{N-i} \cdot u_{k-i-j} \cdot e_{k-i|k} = 0, \forall j = 0 \dots N. \end{gathered} \tag{87}$$

En développant ces équations on obtient

$$\begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_k \\ \hat{\vec{g}}_k \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \mathrm{R}_{YY,k} & \mathrm{R}_{YU,k} \\ \mathrm{R}_{UY,k} & \mathrm{R}_{UU,k} \end{pmatrix}^{-1}}_{\mathrm{P_k}} \cdot \begin{pmatrix} \vec{r}_{Yy} \\ \vec{r}_{Uy} \end{pmatrix}, \tag{88}$$

où $\mathrm{R}_{YY,k}$, $\mathrm{R}_{UU,k}$ et $\mathrm{R}_{YU,k} = \mathrm{R}_{UY,k}^T$ sont, respectivement, les matrices d'auto-covariance pondérée et la matrice de covariance pondérée des vecteurs $\vec{Y}$ et $\vec{U}$, estimées sur l'échantillon des dernières n mesures. En étendant l'horizon d'estimation vers l'infini $n \to \infty$, on peut trouver une formule simple pour la mise à jour de la matrice de covariance inversée P_k et des coefficients optimaux [Haye96]

$$\begin{gathered} \vec{k}_k = \mathrm{P}_{k-1} \cdot \begin{pmatrix} \vec{Y}_k \\ \vec{U}_k \end{pmatrix} \cdot \left(\lambda + \begin{pmatrix} \vec{Y}_k \\ \vec{U}_k \end{pmatrix}^T \cdot \mathrm{P}_{k-1} \cdot \begin{pmatrix} \vec{Y}_k \\ \vec{U}_k \end{pmatrix} \right), \\ \mathrm{P}_k = \lambda^{-1} \cdot \mathrm{P}_{k-1} - \vec{k}_k \cdot \begin{pmatrix} \vec{Y}_k \\ \vec{U}_k \end{pmatrix}^T \mathrm{P}_{k-1}, \\ \begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_k \\ \hat{\vec{g}}_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_{k-1} \\ \hat{\vec{g}}_{k-1} \end{pmatrix} + e_k \cdot \vec{k}_k. \end{gathered} \tag{89}$$

Après l'identification des paramètres $\hat{\vec{f}}$ et $\hat{\vec{g}}$ du filtre IIR, une conversion est nécessaire afin de déterminer les paramètres du modèle (79). Le filtre IIR est équivalent à la représentation d'état sous forme normale de contrôle (FNC).

$$\vec{x}_{k+1} = \underbrace{\begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \\ -a_{N-1} & -a_{N-2} & \cdots & -a_1 & -a_0 \end{pmatrix}}_{\mathrm{A}^*} \cdot \vec{x}_k + \underbrace{\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}}_{\mathrm{B}^*} \cdot u_k,$$
$$y_k = \underbrace{\begin{pmatrix} c_1 & \cdots & c_N \end{pmatrix}}_{\mathrm{C}^*} \cdot \vec{x}_k + \underbrace{d}_{D^*} \cdot u_k, \tag{90}$$

après une simple substitution des paramètres a_k, c_k et d par les coefficients du modèle IIR

$$a_k = -f_{k+1}, \quad c_k = g_k + g_0 \cdot f_k, \qquad d = g_0. \tag{91}$$

Ensuite, le système (90) des matrices A^*, B^*, C^* et D^* doit être transformé en une forme normale de Jordan pour obtenir une estimation du système (79) de matrices A, B, C et D issues du circuit équivalent. Ceci revient à identifier une matrice de transformation P telle que

$$\mathrm{A} = \mathrm{P}^{-1} \cdot \mathrm{A}^* \cdot \mathrm{P}, \qquad \mathrm{B} = \mathrm{P}^{-1} \cdot \mathrm{B}^*, \ \mathrm{C} = \mathrm{C}^* \cdot \mathrm{P}, \qquad \mathrm{D} = \mathrm{D}^*. \tag{92}$$

Puisque le résultat de la transformation est un système en FNJ, et que les valeurs propres de la matrice du système restent invariables sous la transformation, celle-ci existe uniquement si la matrice A^* du système identifié a des valeurs propres réelles et non nulles $\lambda_1 \dots \lambda_N$ et de multiplicité unitaire. Dans ce cas, il existe une matrice de Vandermonde V

$$\mathrm{V} = \begin{pmatrix} 1 & \lambda_1 & \cdots & \lambda_1^{N-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & \lambda_N & \cdots & \lambda_N^{N-1} \end{pmatrix} \tag{93}$$

qui diagonalise la matrice A^*

$$\mathrm{J} = \mathrm{V}^{-1} \cdot \mathrm{A}^* \cdot \mathrm{V}, \tag{94}$$

où J contient les valeurs propres $\lambda_1 \dots \lambda_N$ sur sa diagonale principale. A condition que les valeurs propres soit distinctes, la matrices V est inversible et son inverse peut être calculé analytiquement [Ver88] [Tur66]. Pour que la transformation soit conforme au système (79), il faut que la matrice de sortie C contienne des valeurs unitaires. Notons que si V est une transformation vers la FNJ, toute transformation $\mathrm{P} = \mathrm{V} \cdot \mathrm{S}$ avec une matrice diagonale S le sera également. En conséquence, la transformation P transformera (90) en (79), si on choisit S tel que

$$\mathrm{C}^* \cdot \mathrm{V} \cdot \mathrm{S} = \mathrm{C}. \tag{95}$$

En somme, nous avons montré que le filtre RLS peut être employé pour estimer les paramètres du modèle (79) en suivant les étapes suivantes

1. Estimation des coefficients du filtre IIR suivant les équations (88)
2. Calcul des matrices du système (90) en FNC moyennant (91)
3. Transformation en FNJ utilisant la matrice de Vandermonde et la condition (104)

II.2.4. Filtre des moindres carrés moyennés (NLMS)

Le filtre des moindres carrés moyennés (LMS – de l'anglais « Least Mean Squares ») [Asc09] [Haye96] [Hayk96] constitue un moyen alternatif de déterminer les paramètres du modèle (79). Il a pour but de minimiser la valeur attendue de l'erreur d'estimation du modèle IIR estimé

$$E_k\left(\hat{\vec{f}}_k, \hat{\vec{g}}_k\right) = \mathrm{E}[(y_k - \hat{y}_k)^2] \tag{96}$$

où $\mathrm{E}[\ldots]$ dénomme la valeur de l'expression en crochets. En supposant que le modèle optimal soit stable, le gradient de (96) est donné par

$$\nabla E_k\left(\hat{\vec{f}}_k, \hat{\vec{g}}_k\right) = \mathrm{E}\left[(y_k - \hat{y}_k) \cdot \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix}\right] \tag{97}$$

Un algorithme approximatif du gradient pour ajuster les coefficients de manière récursive, est alors donné par [Asc09] [Haye96] :

$$\begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_{k+1} \\ \hat{\vec{g}}_{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_k \\ \hat{\vec{g}}_k \end{pmatrix} + 2 \cdot \Gamma \cdot \mathrm{E}\left[(y_k - \hat{y}_k) \cdot \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix}\right] \tag{98}$$

La règle récursive (98) contient encore la valeur attendue ∇E_k. Dans l'application réelle, la valeur attendue est généralement inconnue et l'algorithme LMS la remplace par la valeur moyenne $\nabla \overline{E}_k$ des derniers n échantillons.

$$\begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_{k+1} \\ \hat{\vec{g}}_{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_k \\ \hat{\vec{g}}_k \end{pmatrix} + 2 \cdot \Gamma \cdot \nabla \overline{E}_k \tag{99}$$

Une équation récursive pour calculer $\nabla \overline{E}_k$ s'écrit :

$$\nabla \overline{E}_k = \nabla \overline{E}_{k-1} + \frac{1}{n}\left(e_k \cdot \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix} - e_{k-n} \cdot \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix}\right) \tag{100}$$

La stabilité et robustesse de l'algorithme LMS peut être amélioré si le gradient approximatif (99) est normalisé par la puissance $\hat{P}_k$ estimée des signaux d'entrée et de sortie [Haye96]

$$\nabla \hat{E}_k = \nabla \hat{E}_{k-1} + \frac{1}{n}\left(\frac{e_k}{\hat{P}_k + \epsilon} \cdot \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix} - \frac{e_{k-n}}{\hat{P}_{k-n} + \epsilon} \cdot \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix}\right) \tag{101}$$

où ϵ est une constante faible pour éviter des instabilités si la valeur de $\hat{P}_k$ est proche de zéro et $\hat{P}_k$ est donné par

$$\hat{P}_k = \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} \hat{\vec{Y}}_k \\ \hat{\vec{U}}_k \end{pmatrix} \tag{102}$$

On obtient ainsi l'algorithme des moindres carrés moyennés normalisées (NLMS – de l'anglais « Normalized Least Mean Squares ») [Haye96]

$$\begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_{k+1} \\ \hat{\vec{g}}_{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \hat{\vec{f}}_k \\ \hat{\vec{g}}_k \end{pmatrix} + 2 \cdot \Gamma \cdot \nabla \hat{E}_k \tag{103}$$

Une fois les coefficients du filtre IIR trouvés, la même procédure de conversion expliquée pour le filtre RLS dans la section II.2.3 s'applique aussi au filtre NLMS pour trouver le modèle d'état (79).

II.2.5. Co-estimation par méthodes de gradient (COEST)

Comme évoqué dans la section II.2.1, l'architecture séquentielle qui met en série un filtre adaptatif pour l'estimation des paramètres et un filtre de Kálmán pour celle des états ne permet

pas de contrôler la vitesse d'ajustement des états vis-à-vis des paramètres. Pour laisser plus de flexibilité à l'utilisateur, une co-estimation simultanée des états et des paramètres au même temps peut être envisagée [Krü16]. Lors de cette approche, les paramètres estimés du système d'état initial (79) ainsi que les états initiaux d'une période d'optimisation de n pas de temps sont recherchés de telle façon qu'ils résolvent le problème de minimisation

$$\min_{\hat{\vec{\alpha}}_k, \hat{\vec{b}}_k, \hat{d}_k, \hat{\vec{x}}_k} E_k = \sum_{l=0}^{n} \lambda^{n-l} \cdot (e_{k+l})^2$$

avec

$$\begin{aligned} \hat{y}_{k+l} &= \mathrm{C} \cdot \hat{\vec{x}}_{k+l|k} + \hat{\mathrm{D}}_k \cdot u_{k+l}, \qquad \forall l = 0 \dots n \\ \hat{\vec{x}}_{k+l|k} &= \hat{\mathrm{A}}_k \cdot \hat{\vec{x}}_{k+l-1|k} + \hat{\mathrm{B}}_k \cdot u_{k+l-1}, \qquad \forall l = 1 \dots n \\ \hat{\vec{x}}_{k|k} &= \hat{\vec{x}}_k \end{aligned} \tag{104}$$

De nouveau, l'écriture $\hat{\vec{x}}_{j|k}$ désigne l'estimation de la valeur au moment j obtenue à l'instant k avec les paramètres $\hat{\vec{\alpha}}_k, \hat{\vec{b}}_k, \hat{d}_k, \hat{\vec{x}}_k$ estimés à l'instant k. Par conséquent, la formulation (104) décrit une estimation des paramètres du systèmes $\hat{\vec{\alpha}}_k, \hat{\vec{b}}_k, \hat{d}_k$ et des états initiaux $\hat{\vec{x}}_k$ à l'instant k pour minimiser l'erreur d'estimation pendant les $n+1$ pas de temps suivants $k \dots k+n$. Bien que la formulation prenne l'instant k comme référence, en réalité l'estimation peut naturellement se faire au plus tôt à l'instant $k+n$, c'est-à-dire à postériori quand toutes les informations nécessaires sont présentes. En utilisant les abréviations

$$\vec{Y}_k = \begin{pmatrix} y_{k+n} \\ \vdots \\ y_k \end{pmatrix}, \qquad \vec{U}_k = \begin{pmatrix} u_{k+n} \\ \vdots \\ u_k \end{pmatrix} \tag{105}$$

l'évolution des états estimés dans (104) peut être récrite de façon concise comme :

$$\hat{\vec{x}}_{k+l|k} = \hat{\mathrm{A}}_k^l \cdot \hat{\vec{x}}_k + (\hat{\mathrm{B}}_k \quad \hat{\mathrm{A}}_k \cdot \hat{\mathrm{B}}_k \quad \cdots \quad \hat{\mathrm{A}}_k^{l-1} \cdot \hat{\mathrm{B}}_k) \cdot \vec{U}_k \tag{106}$$

Si on évalue les équations (106) ligne par ligne, on trouve que les états évoluent indépendamment les uns des autres

$$\hat{x}_{j,k+l|k} = \hat{\alpha}_{j,k}^l \cdot \hat{x}_{j,k} + \hat{b}_{j,k} \cdot \sum_{i=1}^{l} \hat{\alpha}_{j,k}^{i-1} \cdot u_{k+l-i} \tag{107}$$

En conséquence, il est possible de trouver des expressions analytiques pour les éléments du gradient ∇E_k de l'erreur quadratique pondérée E_k par rapport aux paramètres et états initiaux du système

$$\nabla E_k = \begin{pmatrix} \nabla_x E_k \\ \nabla_\alpha E_k \\ \nabla_b E_k \\ \nabla_d E_k \end{pmatrix}, \qquad \nabla_x E_k = \begin{pmatrix} \frac{dE_k}{d\hat{x}_{1,k}} \\ \vdots \\ \frac{dE_k}{d\hat{x}_{N,k}} \end{pmatrix}, \qquad \nabla_\alpha E_k = \begin{pmatrix} \frac{dE_k}{d\hat{\alpha}_{1,k}} \\ \vdots \\ \frac{dE_k}{d\hat{\alpha}_{N,k}} \end{pmatrix}, \qquad \nabla_b E_k = \begin{pmatrix} \frac{dE_k}{d\hat{b}_{1,k}} \\ \vdots \\ \frac{dE_k}{d\hat{b}_{N,k}} \end{pmatrix}, \tag{108}$$
$$\nabla_d E_k = \frac{dE_k}{d\hat{d}_k}$$

Pour déterminer les éléments, on calcule d'abord les dérivées de (107) par rapport aux paramètres et états initiaux. On trouve que les éléments croisés disparaissent

$$\frac{d\hat{x}_{i,k+l|k}}{d\hat{\alpha}_{j,k}} = 0, \quad \frac{d\hat{x}_{i,k+l|k}}{d\hat{b}_{j,k}} = 0, \quad \frac{d\hat{x}_{i,k+l|k}}{d\hat{x}_{j,k}} = 0, \quad \forall i \neq j \tag{109}$$

et que les autres éléments sont donnés par

$$\frac{d\hat{x}_{j,k+l|k}}{d\hat{x}_{j,k}} = \hat{\alpha}_{j,k}^{l}$$

$$\frac{d\hat{x}_{j,k+l|k}}{d\hat{\alpha}_{j,k}} = l \cdot \hat{\alpha}_{j,k}^{l-1} \cdot \hat{x}_{j,k} + \hat{b}_j \cdot \begin{pmatrix} 1 & 2 \cdot \hat{\alpha}_{j,k} & \cdots & (l-1) \cdot \hat{\alpha}_{j,k}^{l-2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} u_{k+l-2} \\ \vdots \\ u_{k+1} \\ u_k \end{pmatrix} \tag{110}$$

$$\frac{d\hat{x}_{j,k+l|k}}{d\hat{b}_{j,k}} = \begin{pmatrix} 1 & \hat{\alpha}_{j,k} & \cdots & \hat{\alpha}_{j,k}^{l-1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} u_{k+l-1} \\ \vdots \\ u_{k+1} \\ u_k \end{pmatrix}$$

Ces expressions permettent finalement de trouver les dérivées de E_k dans (104)

$$\begin{aligned} \frac{dE_k}{d\hat{x}_{j,k}} &= -2 \cdot c_j \cdot \sum_{l=0}^{n} \lambda^{n-l} \cdot e_{k+l} \cdot \frac{d\hat{x}_{j,k+l|k}}{d\hat{x}_{j,k}} \\ \frac{dE_k}{d\hat{\alpha}_{1,k}} &= -2 \cdot c_j \cdot \sum_{l=0}^{n} \lambda^{n-l} \cdot e_{k+l} \cdot \frac{d\hat{x}_{j,k+l|k}}{d\hat{\alpha}_{j,k}} \\ \frac{dE_k}{d\hat{b}_{1,k}} &= -2 \cdot c_j \cdot \sum_{l=0}^{n} \lambda^{n-l} \cdot e_{k+l} \cdot \frac{d\hat{x}_{j,k+l|k}}{d\hat{b}_{j,k}} \\ \frac{dE_k}{d\hat{d}_k} &= -2 \cdot \sum_{l=0}^{n} \lambda^{n-l} \cdot e_{k+l} \cdot u_{k+l} \end{aligned} \tag{111}$$

L'algorithme d'estimation consiste à actualiser les estimations des états initiaux et des paramètres du système à chaque instant selon l'algorithme du gradient

$$\begin{pmatrix} \hat{\vec{x}}_{k+1} \\ \hat{\vec{\alpha}}_{k+1} \\ \hat{\vec{b}}_{k+1} \\ \hat{d}_{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \widehat{\mathrm{A}}_k \cdot \hat{\vec{x}}_k \\ \hat{\vec{\alpha}}_k \\ \hat{\vec{b}}_k \\ \hat{d}_k \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \widehat{\mathrm{B}}_k \\ \vec{0} \\ \vec{0} \\ \vec{0} \end{pmatrix} \cdot u_k - \Gamma_k \cdot \nabla E_k \tag{112}$$

où Γ_k est une matrice qui détermine la vitesse de la descente. En particulier il est possible de choisir la matrice Γ_k telle que les parties correspondant aux paramètres et aux états initiaux soient indépendantes. Ainsi, on peut récrire l'évolution des variables de manière individuelle

$$\begin{aligned} \hat{\vec{x}}_{k+1} &= \widehat{\mathrm{A}}_k \cdot \hat{\vec{x}}_k + \widehat{\mathrm{B}}_k \cdot u_k - \Gamma_{x,k} \cdot \nabla_x E_k \\ \hat{\vec{\alpha}}_{k+1} &= \hat{\vec{\alpha}}_k - \Gamma_{\alpha,k} \cdot \nabla_\alpha E_k \\ \hat{\vec{b}}_{k+1} &= \hat{\vec{b}}_k - \Gamma_{b,k} \cdot \nabla_b E_k \\ \hat{d}_{k+1} &= \hat{d}_k - \Gamma_{d,k} \cdot \nabla_d E_k \end{aligned} \tag{113}$$

où les matrices $\Gamma_{x,k}$, $\Gamma_{\alpha,k}$, $\Gamma_{b,k}$ et $\Gamma_{d,k}$ sont des matrices de taille appropriée qui contrôlent la vitesse d'ajustement des variables estimées.

II.2.6. Cas d'étude

Les trois méthodes d'observateur ont été appliquées à un ensemble de données opérationnelles qui proviennent d'une centrale réelle gérée par l'entreprise ALBIOMA, producteur indépendant d'énergie spécialisé dans la biomasse thermique, la biométhanisation et le solaire. dans le département de La Réunion [Kru16]. La centrale comporte deux containers de batteries connectés en parallèle à une centrale photovoltaïque. Les spécifications de la centrale sont résumées dans le tableau 1. Les données opérationnelles utilisées dans le cas d'étude comprennent des mesures du courant et de la tension de batterie d'un container pendant huit jours d'opération consécutifs à des pas de temps régulier de 60 s.

Tableau 1. Spécifications de la centrale industrielle du cas d'étude

Nom :	LECLERC Saint Leu
Lieu :	Saint Leu, La Réunion
Exploitant :	ALBIOMA
Puissance PV installée :	1 MW_p
Système de stockage :	2 containers de batteries 11 bancs par container 17 modules par banc
Technologie de batterie :	Li-Ion, LG Chem UPB4860
Tension de batterie :	714,0-999,6 V
Courant de batterie nominal :	2 × 660 A (1C)
Capacité de charge :	2 × 693 Ah
Capacité énergétique	2 × 600 kWh
Puissance maximale :	2 × 348 kW

L'identification du modèle est effectuée avec quatre configurations différentes. Dans les deux premières configurations, l'architecture sérielle est utilisée. La première utilise un filtre RLS (section II.2.3) pour l'identification des paramètres, la deuxième un filtre NLMS (section II.2.4). Les deux autres configurations (COEST et COEST2) emploient la méthode de coestimation présentée dans la section II.2.5 avec deux jeux de paramètres différents afin de mettre en évidence l'impact des vitesses d'ajustement sur la dynamique de l'observateur. Les paramètres des différents cas sont listés dans le tableau 2. Dans l'exemple, les matrices $\Gamma_{x,k}$, $\Gamma_{\alpha,k}$, $\Gamma_{b,k}$ et $\Gamma_{d,k}$ dans (113) sont des matrices diagonales avec des éléments fixes γ_x, γ_a, γ_b, γ_d sur la diagonale. La normalisation de ces paramètres par un facteur $(1-\lambda)/(1-\lambda^n)$ sert à rendre l'algorithme indépendant du nombre n de pas de temps pris en compte dans l'optimisation (104). Les paramètres pour les algorithmes COEST et COEST2 sont identiques à l'exception de la vitesse d'ajustement de la tension à vide γ_x qui est choisie moins importante par un facteur de 100 pour l'algorithme COEST2. De même, la matrice Γ du filtre NLMS dans (98) est une matrice diagonale avec des éléments constants γ.

Tableau 2. Paramètres des méthodes d'observation dans le cas d'étude.

RLS	N :	2
	λ :	0,9
NLMS	N :	2
	n :	5
	γ :	0,1
COEST	N :	5
	n :	10
	γ_x:	1×10^{-2}
	γ_a:	1×10^{-4}
	γ_b:	1×10^{-6}
	γ_d:	1×10^{-5}
COEST2	γ_x:	1×10^{-4}

L'ensemble des données des huit journées est analysé. Pour illustrer le comportement des algorithmes, les séries temporelles d'une seule journée sont montrées dans la figure 43 et la figure 41, mais les résultats présentés dans la figures figure 42 et la figure 44, ainsi que dans le tableau 3 et le tableau 4 proviennent d'une analyse de l'ensemble complet des données.

L'identification du modèle par les observateurs et l'analyse des estimations obtenues ont été effectuées deux fois afin de montrer comment l'on peut obtenir en pratique le modèle électrique

simplifié illustré dans la figure 23 avec une seule tension à vide et une seule résistance interne en fonction de l'état de charge. Lors de la première itération, une connaissance minimale de la courbe OCV de la batterie est supposée. Dans le modèle (79), la fonction $f_{OCV}(SoC)$, qui représente la partie non-linéaire du circuit équivalent dans la figure 37, est remplacée par une simple droite liant les valeurs extrême approximative de la tension à vide, comme le montre la courbe $v_{OCV}(SoC)$ dans la figure 42(a). La pente de la droite a été choisie légèrement différente

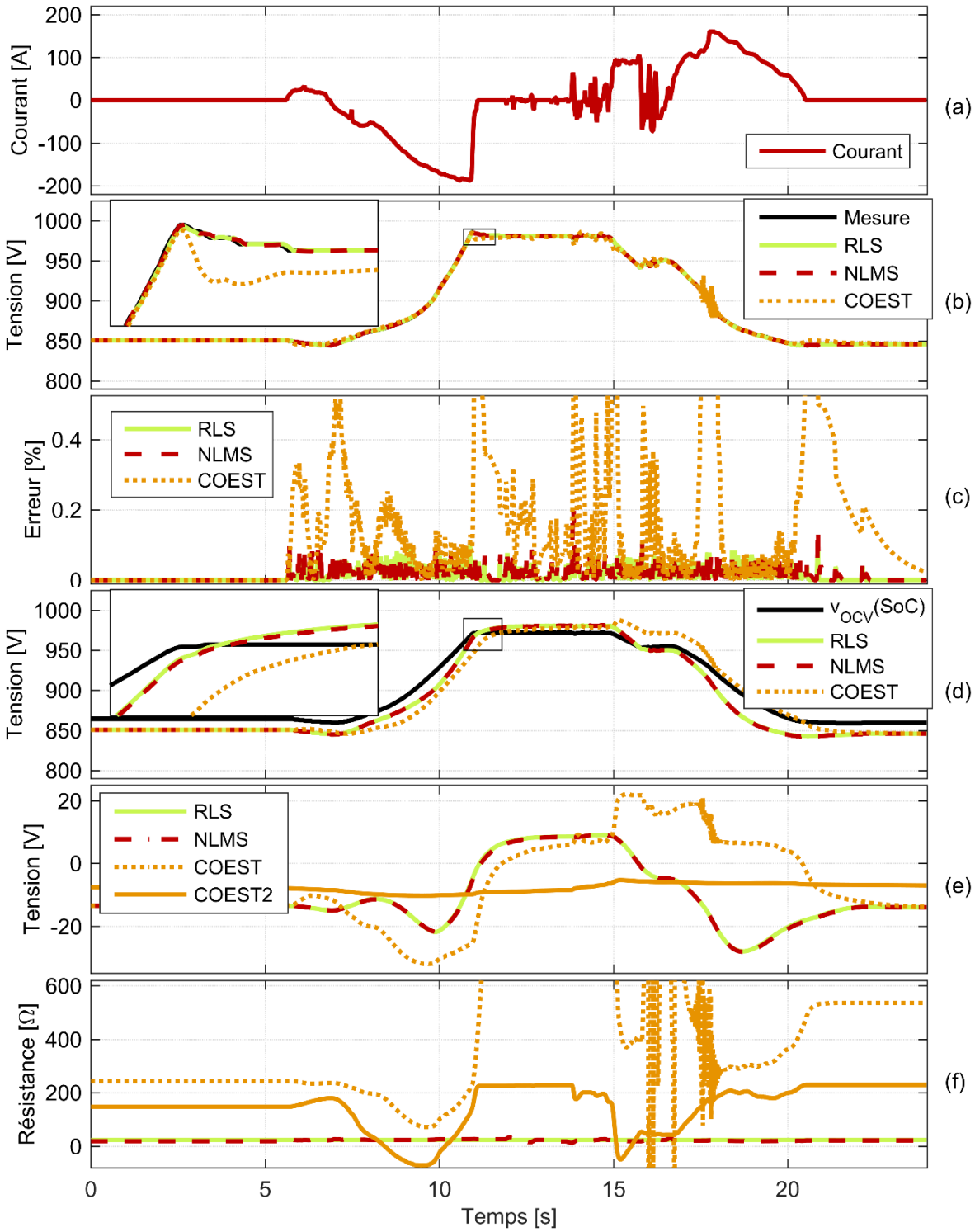


Figure 41. Séries temporelles des résultats de l'identification par observateur avec une estimation initiale linéaire de la tension à vide : (a) courant de batterie, (b) tension de batterie et estimations, (c) erreur relative des estimations de tension, (d) estimation de la tension à vide, (e) corrections à l'estimation à priori de la tension à vide, (f) résistance interne totale estimée.

de la ligne de régression de la tension à vide réelle. L'état de charge SoC qui détermine la valeur de la fonction $f_{OCV}(SoC)$ est calculé par une simple intégration coulométrique du courant. Les résultats montreront que la courbe correcte peut être reconstruite par la première itération de l'identification. Lors de la deuxième itération, un tableau de valeur de la tension à vide obtenu par une analyse plus extensive par la méthode de régression introduite dans la section II.3 est utilisé comme donnée d'entrée de l'algorithme. Ainsi, la nouvelle application de l'identification permet d'estimer la courbe de résistance interne sur l'état de charge de la batterie.

La figure 41 trace les séries temporelles d'une journée de fonctionnement et les résultats des identifications des états et des paramètres par les différents algorithmes d'observateurs si la fonction linéaire est utilisée comme courbe de tension à vide connue à priori. Le courant de batterie sollicité pendant la journée est montré dans la figure 41(a). La figure 41(b) montre la mesure de la tension de batterie qui en résulte avec les séries temporelles des estimations de la tension de batterie qui sont calculées par les observateurs. Pour une meilleure lisibilité, les résultats de la méthode COEST2 sont omis dans cette figure et les deux suivants. A l'œil nu, tous les algorithmes suivent la mesure avec quelques déviations visibles pour la méthode COEST. Ceci est confirmé par la figure 41(c) qui montre l'évolution de l'erreur relative de la tension estimée par rapport à la mesure. L'erreur ne dépasse jamais les 0,2 % pour les méthodes RLS et NLMS. Pour la méthode COEST, elle reste généralement à un niveau acceptable de moins de 0,5 %, mais peut atteindre 2 % pendant quelques phases transitoires. Le tableau 3 liste quelques indicateurs d'erreur courants pour comparer la capacité des algorithmes d'estimer la tension de batterie. Clairement, les algorithmes d'estimation sérielle des états et des paramètres donnent des estimations plus précises de la tension de batterie. Notamment dans le cas de l'observateur COEST2, les écarts peuvent être importants parce que la vitesse d'ajustement de la tension à vide estimée est réduite. La figure 41(d) montre les estimations instantanées de la tension à vide par les observateurs avec la partie non-linéaire $v_{OCV}(SoC)$ qui est déterminée au préalable par l'état de charge actuel. L'écart entre les estimations et cette estimation initiale est tracé dans la figure 41(e). L'effet de la vitesse d'ajustement γ_x, est très visible. L'estimation de la tension à vide par la méthode COEST est beaucoup plus variable que celle de la méthode COEST2. En somme, les écarts sont importants parce que l'estimation à priori $v_{OCV}(SoC)$ reflète mal la vraie tension à vide. Finalement, la résistance interne totale obtenue des valeurs estimées instantanées des paramètres est montrée dans la figure 41(f). En comparant la résistance avec l'écart de la tension à vide dans figure 41(e), on constate que les méthodes RLS et NLMS ont tendance à compenser une erreur présente dans la tension de batterie estimée par un ajustement de la tension à vide estimée. En revanche, pour les méthodes COEST et COEST2, c'est la vitesse d'ajustement choisie qui détermine si la préférence est donnée à un changement de la résistance ou de la tension à vide. Les valeurs de la résistance pour les méthodes COEST et COEST2 divergent fortement dans la figure 41(f). La raison se trouve dans la mauvaise approximation de la tension à vide par la fonction $f_{OCV}(SoC)$ qui pousse les algorithmes à compenser une partie de l'erreur par un sur-ajustement des paramètres. On note également que

Tableau 3. Indicateurs d'erreur d'estimation de la tension de batterie pour les différents algorithmes d'observateur avec une estimation initiale linéaire de la tension à vide.

	RLS	NLMS	COEST	COEST2
Erreur absolue moyenne	0,16 V	0,17 V	1,42 V	7,53 V
Erreur absolue médiane	0,03 V	0,07 V	0,51 V	6,85 V
Racine de l'erreur quadratique moyenne	0,31 V	0,39 V	2,91 V	9,29 V
Erreur absolue moyenne relative	0,018 %	0,019 %	0,157 %	0,843 %
Erreur absolue médiane relative	0,003 %	0,007 %	0,058 %	0,799 %

la résistance n'est pas ajustée pendant les périodes pendant lesquelles la batterie n'est pas sollicitée comme le suggère (110).

La finalité de l'identification du modèle est d'obtenir un modèle simplifié qui puisse être utilisé dans l'optimisation de la planification. Pour cette raison, les estimations de la tension à vide et de la résistance sont enregistrées pendant la période d'opération. Ensuite, elles sont groupées en plusieurs intervalles de l'état de charge correspondant. Par intervalles, la moyenne des estimations est calculée. On obtient ainsi des courbes linéaires par morceaux de la tension à vide et de la résistance interne de la batterie. Lors du calcul de la courbe de résistance les échantillons avec une sollicitation trop faible sont exclus pour les raisons données plus haut. La figure 42 montre ces courbes pour le cas dans lequel l'estimation initiale de la tension à vide est une simple droite. Les courbes résultantes de la tension à vide et la courbe $v_{OCV}(SoC)$ donnée à priori sont données dans la figure 42(a). La figure montre également une courbe de référence obtenue par une analyse plus extensive de la centrale par la régression linéaire expliquée dans la section II.3. Les courbes obtenues des estimations se rapprochent de la courbe de référence. L'erreur entre la courbe de référence et les courbes obtenues (y inclut la courbe initiale) est tracée dans la figure 42(b). L'erreur est minimale pour les méthodes RLS et NLMS, mais les méthodes COEST et COEST2 montrent également une amélioration par rapport à l'estimation initiale. En revanche, les courbes de résistance dans la figure 42(c) obtenues par les méthodes COEST et COEST2 montre des valeurs trop élevées, tandis que celles des méthodes RLS et NLMS sont quasiment constante.

L'analyse montre alors qu'une première itération de l'identification du modèle permet d'améliorer l'estimation de la courbe OCV bien que les estimations de la résistance interne ne soient pas immédiatement fiables. Toutefois, la courbe OCV obtenue peut être utilisée comme estimation initiale $v_{OCV}(SoC)$ dans une nouvelle itération. De cette manière, l'algorithme produit une meilleure estimation de la courbe de tension à vide avec chaque itération.

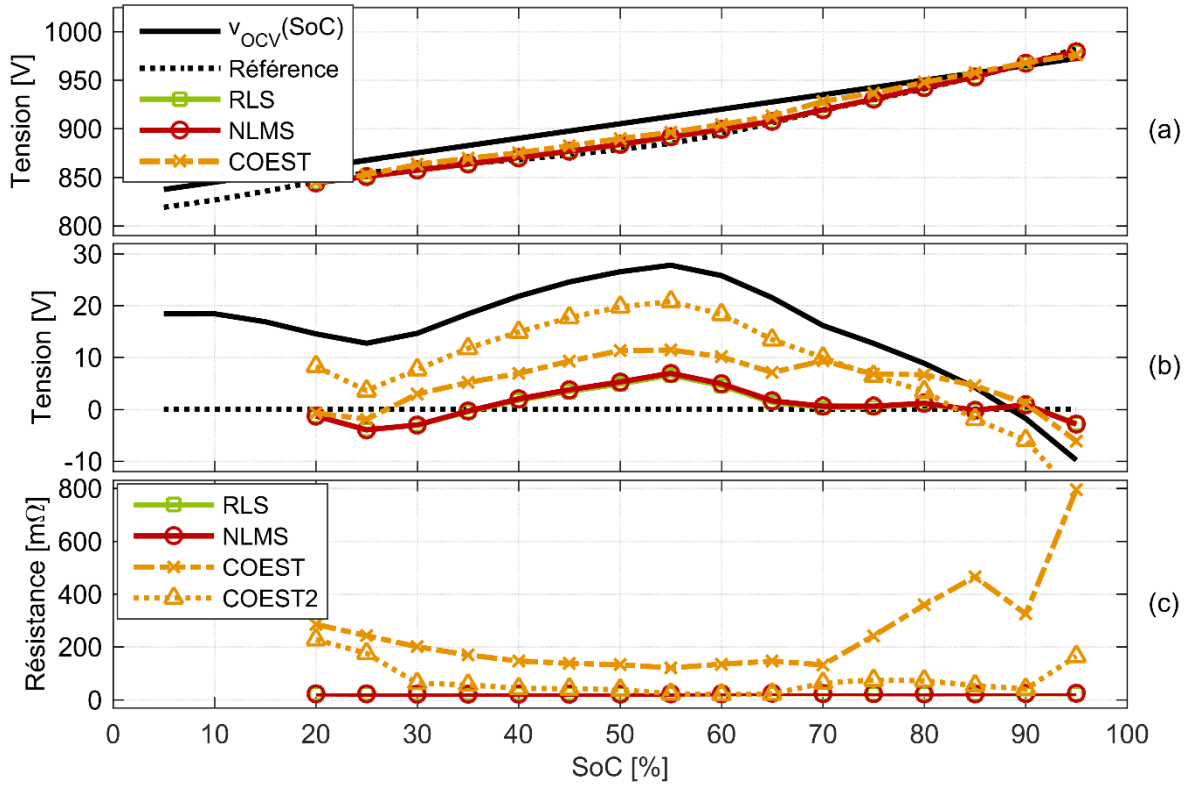


Figure 42. Résultats agrégés de l'identification par observateur avec une estimation initiale linéaire de la tension à vide : (a) courbe de tension à vide initiale, estimations et courbe de référence, (b) erreurs de la tension à vide par rapport à la référence, (c) courbes estimées de la résistance interne totale.

Dans la suite, les résultats de l'itération dans laquelle la courbe de référence est déjà utilisée comme estimation initiale seront présentés. La figure 43 montre les séries temporelles de la même journée que dans la figure 41 pour ce cas. La figure 43(a) trace encore une fois le courant de batterie. Les estimations de la tension de batterie dans la figure 43(b) et les erreurs d'estimation montrées dans la figure 43(c) mettent en évidence une plus grande précision des estimations faites par la méthode COEST ce qui est le résultat attendu d'une meilleure

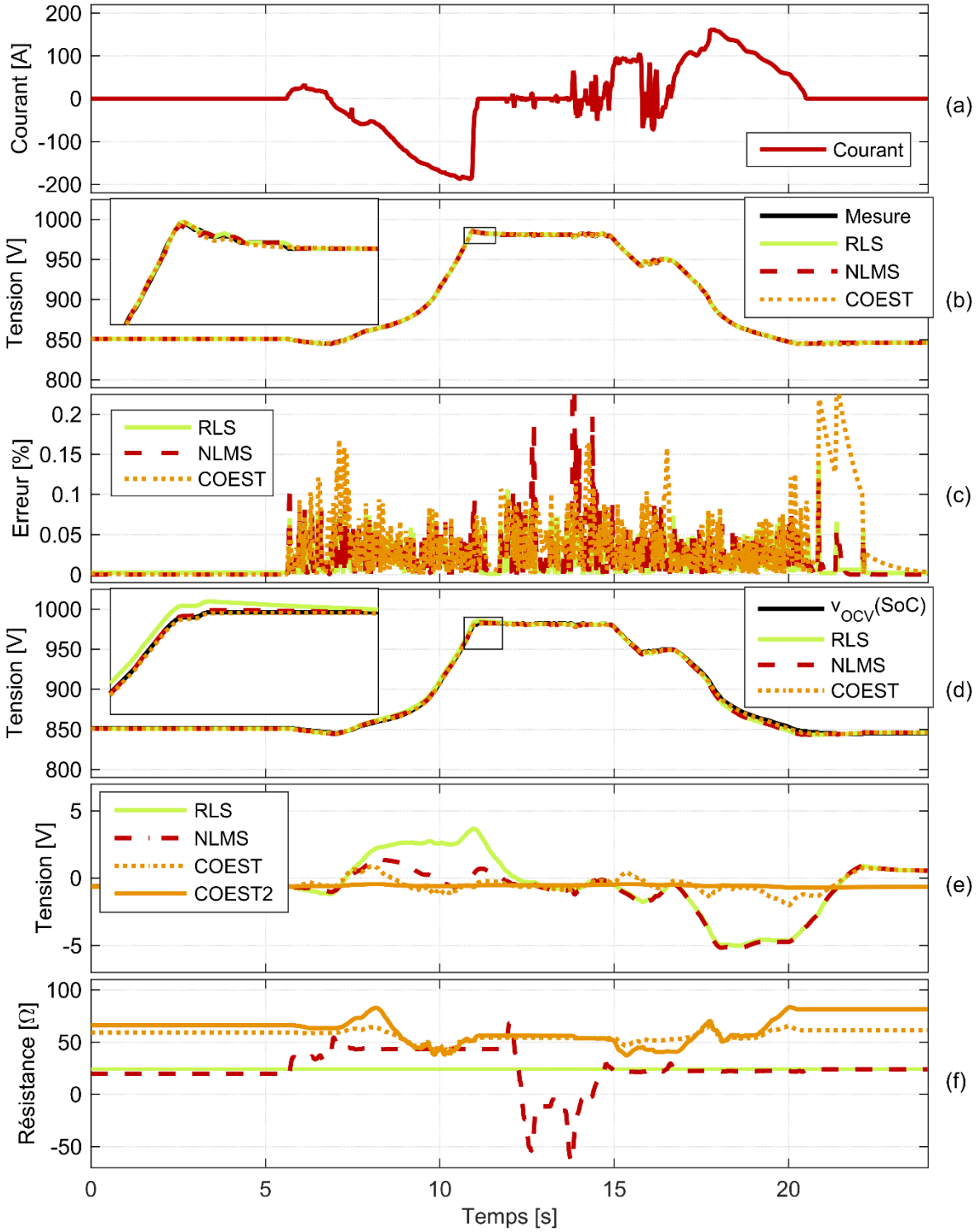


Figure 43. Séries temporelles des résultats de l'identification par observateur avec avec la courbe initiale de référence de la tension à vide : (a) courant de batterie, (b) tension de batterie et estimations, (c) erreur relative des estimations de tension, (d) estimation de la tension à vide, (e) corrections à l'estimation à priori de la tension à vide, (f) résistance interne totale estimée.

Tableau 4. Indicateurs d'erreur d'estimation de la tension de batterie pour les différents algorithmes d'observateur avec la courbe initiale de référence de la tension à vide.

	RLS	NLMS	COEST	COEST2
Erreur absolue moyenne	0,16 V	0,17 V	1,42 V	7,53 V
Erreur absolue médiane	0,03 V	0,07 V	0,51 V	6,85 V
Racine de l'erreur quadratique moyenne	0,31 V	0,39 V	2,91 V	9,29 V
Erreur absolue moyenne relative	0,018 %	0,019 %	0,157 %	0,843 %
Erreur absolue médiane relative	0,003 %	0,007 %	0,058 %	0,799 %

estimation initiale de la tension à vide. Le tableau 4 confirme que la différence entre les méthodes d'estimation sérielle et de coestimation dans la précision de l'estimation de la tension de batterie s'est réduite par rapport aux résultats présentés dans le tableau 3. Les séries temporelles des estimations de la tension à vide présentées dans la figure 43(d) et leurs déviations de la courbe initiale dans la figure 43(e) montrent que les corrections apportées à la tension à vide estimée à priori par les observateurs sont également réduites. Néanmoins, les méthodes RLS et NLMS donnent une correction visible pendant la phase de charge et pendant la phase de décharge. Ces corrections sont de signes opposées, bien que la batterie traverse la même plage d'états de charge pendant les deux phases. Cette observation est importante parce qu'une telle correction qui dépend du signe du courant est incohérente avec le modèle électrique de la figure 37. Par rapport à les méthodes COEST et COEST2, les méthodes RLS et NLMS affichent une résistance réduite dans la figure 43(f) pendant les phases de sollicitation active parce qu'une partie de la tendance de la tension de batterie est couverte par l'ajustement de la tension à vide estimée. La réduction de la vitesse d'ajustement de la tension à vide dans les

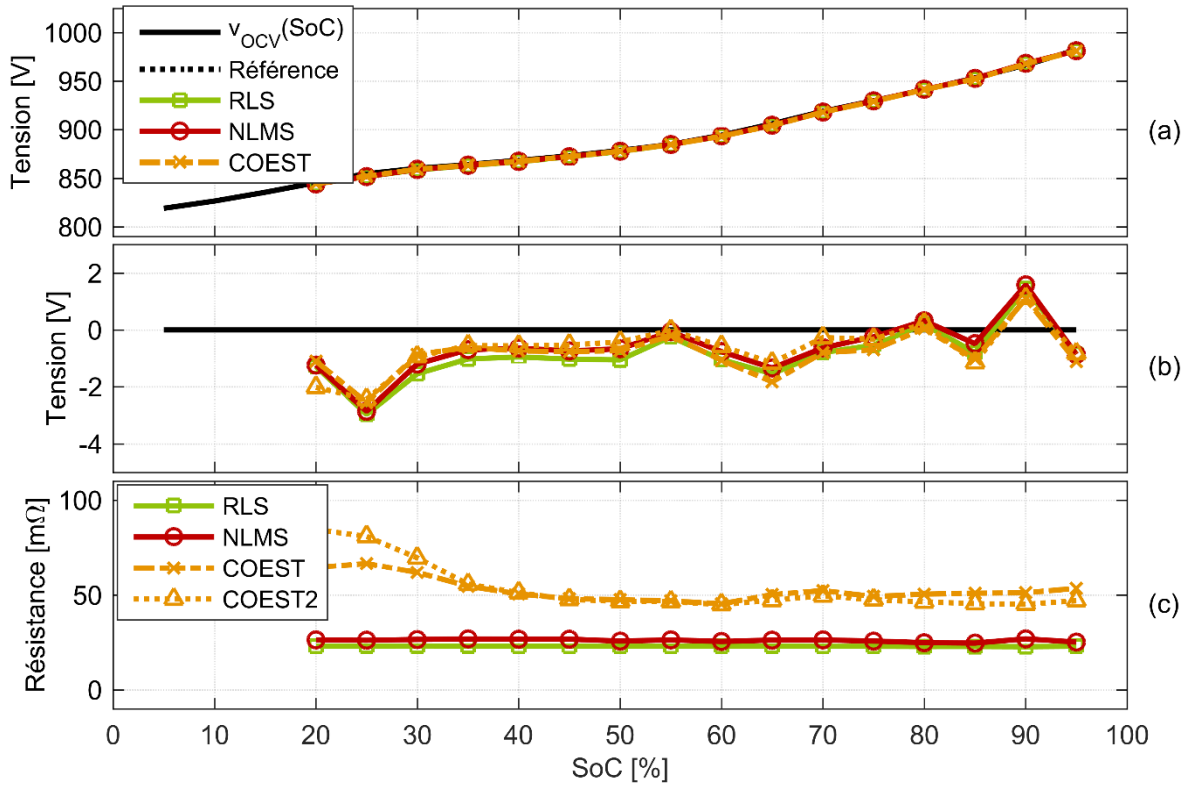


Figure 44. Résultats agrégés de l'identification par observateur avec la courbe initiale de référence de la tension à vide : (a) courbe de tension à vide initiale, estimations et courbe de référence, (b) erreurs de la tension à vide par rapport à la référence, (c) courbes estimées de la résistance interne totale.

méthodes COEST et COEST2 force au contraire un ajustement des paramètres du modèle pendant les phases de charge et de décharge puisque la dynamique de la tension à vide estimée lui permet seulement de compenser des erreurs au long terme.

Cet effet influence les courbes agrégées de la tension à vide et de la résistance obtenues en moyennant les échantillons par intervalles de l'état de charge. Elles sont montrées dans la figure 44. Les courbes linéaires par morceaux de la tension à vide dans la figure 44(a) restent proches de l'estimation initiale $v_{OCV}(SoC)$ qui est aussi la référence. Les corrections apportées par les différents algorithmes et tracées dans la figure 44(b) sont très similaires. Les corrections visibles dans les séries temporelles pour les méthodes RLS et NLMS dans la figure 43(e) disparaissent quand les valeurs sont moyennées parce qu'elles étaient présentes avec un signe opposées pendant les phases de charge et de décharge. Puisque ces corrections influencent toutefois l'estimation des paramètres, elle mène à une estimation réduite de la résistance interne de la batterie qui se retrouve également dans les courbes linéaires par morceaux reconstruites de la résistance estimée qui sont montrées dans la figure 44(c). Comme dans la figure 42(c), les courbes obtenues par les méthodes RLS et NLMS sont presque constantes. Les valeurs des courbes obtenues par les méthodes COEST et COEST2 et en particulier leur tendance à la hausse vers les états de charge réduits sont plus proches des courbes obtenues par la régression dans la section II.3.

En conclusion, il a été montré que les méthodes d'observateur présentent un outil efficace pour l'identification du modèle de batteries en temps réel. Les méthodes avec une structure sérielle composée d'un filtre Kálmán et d'un filtre RLS ou NLMS atteignent une plus grande précision dans l'estimation instantanée de la tension de batterie. Par contre, elles ne permettent pas un choix actif de la vitesse d'ajustement de la tension à vide estimée vis-à-vis la résistance estimée. La tendance de ces méthodes de donner préférence à un ajustement de la tension à vide estimée mène à une sous-estimation de la résistance totale dans le modèle simplifié quand les estimations d'une période d'opération sont moyennées pour obtenir les courbes de la tension à vide et de la résistance en fonction de l'état de charge. Les méthodes à coestimation parallèle des états et des paramètres qui sont initialement moins efficace pour rétablir la courbe de tension à vide de la batterie, permettent de réduire la vitesse d'ajustement afin d'obtenir une courbe de résistance plus cohérente du modèle simplifié.

II.3. Régression linéaire

La principale fonction assignée à l'identification des modèles de batteries pour les algorithmes de gestion des systèmes de batteries est l'extraction d'indicateurs de performance utiles. Les pertes d'énergie qui sont produites dans la batterie en cours de fonctionnement peuvent représenter un tel indicateur de performance. Pour les calculer, il est utile de caractériser la résistance électrique totale qui s'oppose à une sollicitation de courant. Autrement dit, un modèle qui consiste en une source de tension et en une résistance interne variable en fonction de l'état de charge permet le calcul du rendement énergétique. Ce type de modèle suit une équation de la tension de batterie V_{Batt}

$$V_{Batt}(t) = V_{OCV}\big(SoC(t)\big) - R_i\big(SoC(t)\big) \cdot I_{Batt}(t) \tag{114}$$

où V_{OCV} est la tension à circuit ouvert et R_i la résistance interne. I_{Batt} est le courant de batterie mesuré aux bornes de la batterie. La régression linéaire permet d'extraire les courbes $V_{OCV}(SoC)$ et $R_i(SoC)$ depuis un ensemble de données de fonctionnement sans application d'un protocole de sollicitation déterminé. Les échantillons consistent en vecteurs d'échantillons du courant de batterie $\vec{I}_{Batt}$ et de la tension de batterie $\vec{V}_{Batt}$. L'algorithme proposé ici pour identifier les fonctions linéaires par morceaux $V_{OCV}(SoC)$ et $R_i(SoC)$ emploie deux étapes de

régression linéaire. L'approche est illustrée par la figure 45 qui montre les échantillons de la charge nette et de la tension de batterie pour le premier cas d'études décrit dans la section III.2, ainsi que la fonction de la tension à vide obtenue.

Tout couple $(V_{Batt,i}; I_{Batt,i})$ de mesure de courant et tension porte un index $i \in \Omega$ qui indique sa position dans les vecteurs $\vec{I}_{Batt}$ et $\vec{V}_{Batt}$. L'état de charge $SoC(t)$ correspondant se calcule par l'intégrale du courant de batterie

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \int_{t_0}^{t} \frac{I_{SoC}(\tau)}{Q_{Batt}} d\tau \tag{115}$$

Le courant interne I_{SoC} qui détermine l'évolution de l'état de charge dépend de l'état de batterie compte tenu d'un facteur de rendement κ^{Far} qui représente l'efficacité faradique

$$I_{SoC}(t) = \kappa^{Far}\big(I_{Batt}(t)\big) \cdot I_{Batt}(t) \tag{116}$$

Tout comme pour le rendement énergétique, il est difficile de répartir le rendement faradique de manière systématique entre les processus de charge et de décharge. Un choix intuitif de la répartition consiste à choisir le même rendement η en charge et en décharge

$$\kappa^{Far} = \begin{cases} \eta & I_{Batt} < 0 \\ \eta^{-1} & I_{Batt} > 0 \end{cases} \tag{117}$$

En conséquence, l'état de charge actuel $SoC(t)$ de la batterie est interprété comme mesure de la charge nette cumulée $Q(t)$ présente dans la batterie suite à son histoire de charge et décharge

$$\begin{aligned} SoC(t) - SoC(t_0) &= -\int_{t_0}^{t} \eta^{-1} \cdot \frac{I_{Dch}(\tau)}{Q_{Batt}} d\tau - \int_{t_0}^{t} \eta \cdot \frac{I_{Ch}(\tau)}{Q_{Batt}} d\tau \\ &= -\eta^{-1} \cdot \frac{Q_{Dch}(t)}{Q_{Batt}} - \eta \cdot \frac{Q_{Ch}(t)}{Q_{Batt}} = \alpha \cdot Q_{Dch}(t) + \beta \cdot Q_{Ch}(t) = \frac{Q(t)}{Q_{Batt}} \end{aligned} \tag{118}$$

Dans la représentation (118), la charge nette a été séparée en quantité de charge chargée et déchargée en utilisant la définition du courant de décharge I_{Dch} et de charge I_{Ch}

$$I_{Dch} = \begin{cases} I_{Batt} & I_{Batt} > 0 \\ 0 & I_{Batt} < 0 \end{cases}, \quad I_{Ch} = \begin{cases} 0 & I_{Batt} > 0 \\ I_{Batt} & I_{Batt} < 0 \end{cases} \tag{119}$$

L'objectif final de la régression est d'établir les courbes $V_{OCV}(SoC)$ et $R_i(SoC)$ compte tenu des fonctions de la charge nette $V_{OCV}(Q)$ et $R_i(Q)$ et de la capacité Q_{Batt} identifiée. Puisque les courbes $V_{OCV}(SoC)$ et $R_i(SoC)$ ne sont pas linéaires sur la plage entière de l'état de charge, la régression linéaire subdivise les vecteurs d'échantillons en sous-ensembles correspondant à un intervalle limité de l'état de charge et produit ainsi des courbes linéaires par morceaux. Dans l'algorithme ceci correspond à définir n_Q intervalles $[Q^{k-1}, Q^k], \forall k = 1 \dots n_Q$ avec des sous-indexes Ω_k qui partitionnent l'ensemble des échantillons

$$\begin{gathered} \bigcup_{k=0}^{n_Q} \Omega_k = \Omega \\ Q_i \in [Q^k, Q^{k+1}]\ \forall i \in \Omega_k \end{gathered} \tag{120}$$

Sur chaque sous-ensemble Ω_k de données, on effectue une régression linéaire pour déterminer les coefficients $V_{OCV,0,k}$, A_k, B_k et ρ_k de l'équation de régression

$$\begin{aligned} V_{Batt}(Q) &= V_{OCV,0,k} + K_k \cdot Q + \rho_k \cdot I_{Batt,k} \\ &= V_{OCV,0,k} + A_k \cdot Q_{Dch} + B_k \cdot Q_{Ch} + \rho_k \cdot I_{Batt,k} \\ &\forall Q \in [Q^{k-1}, Q^k] \end{aligned} \tag{121}$$

Les quantités cumulées de charge Q_{Dch} et Q_{Ch} ainsi que les valeurs de courant I_{Dch} et I_{Ch} à chaque instant sont accessibles directement à partir des mesures de courant. Au contraire, le rendement faradique η et la capacité de la batterie Q_{Batt} sont inconnus. Or, leur valeur est définie par les données contenues dans les échantillons $\vec{I}_{Batt}$ et $\vec{V}_{Batt}$ si ceux-ci sont présumés cohérents avec le modèle (115)-(117). La première tâche de l'algorithme de régression est de déterminer une mesure de charge nette $Q(t)$ à chaque instant t, ainsi qu'un rendement faradique η qui forment ensemble un modèle cohérent. Pour le calcul préliminaire de la charge nette Q, la charge elle-même n'est pas disponible comme critère de répartition. Pour cette raison, les données sont divisées en n_V plages de tension $[V^{k-1}, V^k], \forall k = 1 \dots n_V$, la tension de batterie V_{Batt} étant un intermédiaire grossier de l'état de charge. On forme ainsi une deuxième partition des échantillons en sous-ensemble ω_k avec $V_i \in [V^{k-1}, V^k], \forall i \in \omega_k$. Le premier graphe de la figure 45 montre les échantillons de la tension de batterie sur la charge nette Q calculée avec l'estimation naïve $\eta = 1$ pour 48 h d'opération d'une batterie Li-Ion du cas d'étude présenté dans la section III.2. Les points appartenant aux différentes plages de tension k sont distingués par leurs couleurs. Pour chaque plage de tension k contenant n_k échantillons, on résout le problème de régression

$$\underbrace{\begin{pmatrix} 1 & Q_{Dch,i_1} & Q_{Ch,i_1} & I_{Batt,i_1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & Q_{Dch,i_{n_k}} & Q_{Ch,i_{n_k}} & I_{Batt,i_{n_k}} \end{pmatrix}}_{\mathrm{X}_k} \cdot \begin{pmatrix} \hat{V}_{OCV,k} \\ \hat{A}_k \\ \hat{B}_k \\ \hat{\rho}_k \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} V_{Batt,i_1} \\ \vdots \\ V_{Batt,i_{n_k}} \end{pmatrix}}_{\vec{y}_k} \tag{122}$$

$$i_l \in \omega_k, \forall l = 1 \dots n_k$$

L'approximation des moindres erreurs quadratiques est alors donnée par [Eve10]

$$\begin{pmatrix} \hat{V}_{OCV,k} & \hat{A}_k & \hat{B}_k & \hat{\rho}_k \end{pmatrix}^T = (\mathrm{X}_k^T \cdot \mathrm{X}_k)^{-1} \cdot \mathrm{X}_k^T \cdot \vec{y}_k \tag{123}$$

Les estimations des paramètres de régression A_k et B_k permettent d'abord de déterminer un rendement faradique qui soit cohérent dans le contexte du modèle de l'état de charge (118) en appliquant l'équation

$$\hat{\eta}_k = \sqrt{\frac{\hat{A}_k}{\hat{B}_k}} \tag{124}$$

La valeur $\hat{\eta}$ moyennée sur tous les intervalles permet ensuite de définir une charge nette contenue dans la batterie à chaque point de mesure

$$\vec{Q} = \hat{\eta}^{-1} \cdot \vec{Q}_{Dch} + \hat{\eta} \cdot \vec{Q}_{Ch} \tag{125}$$

Le deuxième graphe de la figure 45 montre le même ensemble d'échantillon que le premier, mais les valeurs de tension ont été tracées sur la charge nette calculée avec le rendement obtenu par cette première régression. Les lignes verticales marquent les valeurs maximales et minimales de la charge nette estimée. On observe que le nuage d'échantillon après la régression est plus comprimé. La prise en compte du rendement faradique élimine une dérive de la charge nette au fil du temps qui s'introduit par la simple intégration du courant de batterie.

Finalement, la partition en n_Q intervalles de la charge nette Q est possible et pour chaque intervalle $k = 1 \dots n_Q$, une deuxième régression linéaire

$$\begin{pmatrix} 1 & Q_{Dch,i_1} & I_{Batt,i_1} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & Q_{Dch,i_{n_k}} & I_{Batt,i_{n_k}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{V}_{OCV,k} \\ \hat{K}_k \\ \hat{\rho}_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} V_{Batt,i_1} \\ \vdots \\ V_{Batt,i_{n_k}} \end{pmatrix} \tag{126}$$

$$i_l \in \Omega_k, \forall l = 1 \dots n_k$$

est utilisée pour obtenir les coefficients $\hat{V}_{OCV,k}$, $\hat{K}_k$ et $\hat{\rho}_k$ qui sont nécessaires pour calculer les points d'appui de la courbe $V_{OCV}(Q)$ ainsi que les points d'appui de la courbe $R_i(Q)$. Ce pas de l'algorithme est illustré par le dernier graphe de la figure 45 qui montre l'ensemble des échantillons répartis par plage de la charge nette et la courbe linéaire par morceaux résultant. Pour les deux points limites de la plage entière des mesures de charge nette on obtient une seule estimation, tandis que les deux estimations des points intermédiaires sont moyennées

$$V_{OCV}(Q^0) = V_{OCV0,1}, V_{OCV}(Q^{n_Q}) = V_{OCV0,n_Q} + \hat{K}_{n_Q} \cdot Q^{n_Q}$$

$$R_i(Q^0) = -\rho_1, R_i(Q^{n_Q}) = -\rho_{n_Q}$$

$$V_{OCV}(Q^k) = \frac{1}{2}\left(V_{OCV0,k} + \hat{K}_k \cdot Q^{k-1} + V_{OCV0,k+1}\right), \forall k = 1 \dots n_Q - 1 \tag{127}$$

$$R_i(Q^k) = -\frac{1}{2}(\rho_k + \rho_{k+1}), \forall k = 1 \dots n_Q - 1$$

Ensuite, la charge nette peut être normalisée à la capacité de la batterie Q_{Batt} comme indiqué dans (118) pour obtenir les courbes $V_{OCV}(SoC)$ et $R_i(SoC)$.

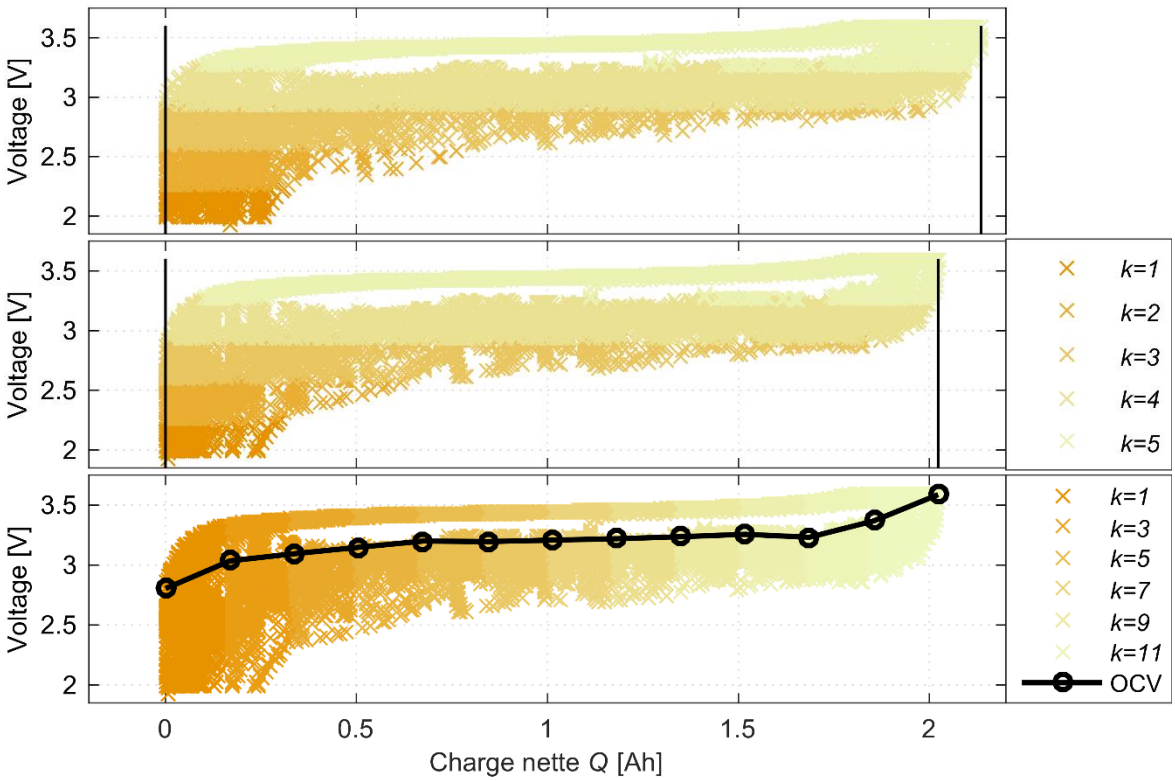


Figure 45. Échantillons de la tension de batterie en nuages de points sur la charge nette contenue dans la batterie. En haut : échantillons bruts avec un rendement de 100 %. Au milieu : échantilllons repartis par plage de tension après recalcul de la charge nette par la première régression. En bas : échantillons repartis par plage de charge nette avec la courbe linéaire par morceaux issue de la régression.

III. Mise-à-jour du modèle

L'identification de la courbe de la tension à vide $V_{OCV}(Q)$ peut être utilisée pour mettre à jour le modèle de la batterie après son vieillissement. Si les courbes de tension et de résistance évoluent continument, la gestion du système de stockage peut collectionner les données opérationnelles, effectuer une identification du modèle à des intervalles réguliers, et actualiser les courbes en les moyennant avec les nouvelles courbes identifiées. L'identification du modèle de batterie permet également de ré-estimer la capacité de la batterie pour suivre son état de santé. Une vue schématique de l'algorithme de mise à jour du modèle est donnée dans la figure 46. Après la collection des données, l'algorithme intègre les deux étapes de régression introduites dans la section II.3. L'étape d'estimation de la capacité sera exposée par la suite. Il est important de noter que les estimations actuelles de la courbe de tension à vide et de la capacité sont mises à jour par l'identification du modèle, mais servent également comme modèle pour l'identification de la nouvelle estimation et limitent l'évolution à chaque mise à jour. En imposant un écart maximal entre le nouveau modèle et l'estimation actuelle, l'algorithme se protège contre les erreurs systématiques, par exemple les erreurs de mesures qui apparaissent dans les systèmes réels.

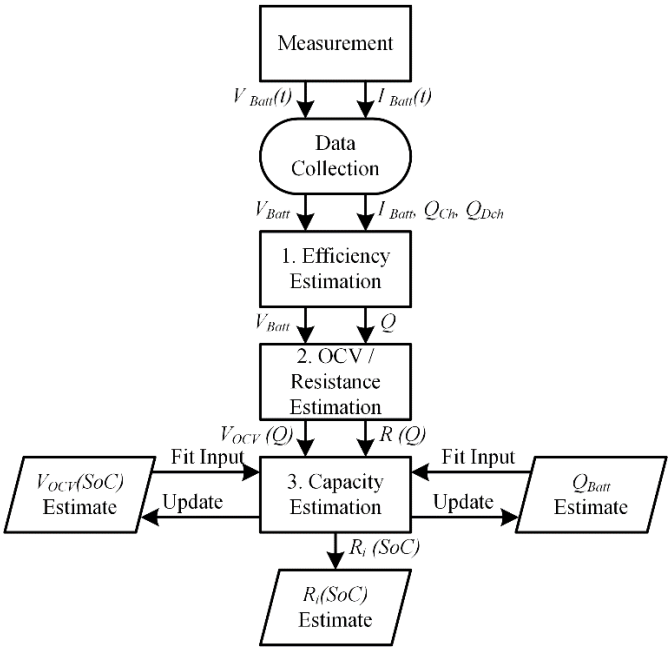


Figure 46. Algorithme de mise à jour du modèle de batterie par régression linéaire.

III.1. Estimation de la capacité

L'estimation de la capacité actuelle $Q_{Batt}(t)$ à l'instant t par l'identification de modèle est basée sur la méthode de régression linéaire par morceaux présentée dans la section II.3. L'idée sous-tendant est que la forme générale de la courbe de tension à vide de la batterie ne change pas fondamentalement, ou évolue très lentement, bien que la capacité diminue du au vieillissement. Cette hypothèse est confirmée plus loin pour les batteries analysées dans les cas d'étude de la section III.2 et de la section III.2. Si la forme de la courbe de tension ne change pas, un état de charge SoC de la batterie correspond à un niveau $V_{OCV}(SoC)$ de la tension à vide. En particulier, les tensions minimale et maximale, qui définissent la capacité utilisable Q_{Batt}, restent les mêmes. Ce qui change entre deux modèles de la batterie identifiés à deux instants différents est la charge nette Q contenue dans la batterie à un niveau donné de la tension à vide $V_{OCV}(Q)$. On peut déterminer le ratio des deux capacités en mettant une des deux courbes de tension à vide à l'échelle de l'autre. Etant donné une courbes de tension $V_{OCV}(Q)$ sur la charge nette Q préalablement établie avec sa capacité Q_{Batt}, et une nouvelle courbe de tension identifiée $\hat{V}_{OCV}(Q)$, on résout le problème de minimisation

$$\min_{a,b} \int_{Q_{min}}^{Q_{max}} \left(\hat{V}_{OCV}\big((a+Q)\cdot b\big) - V_{OCV}(Q)\right)^2 dQ \tag{128}$$

Ceci correspond à chercher un multiplicateur a et un décalage b de façon à mettre le nouveau modèle à l'échelle de l'ancien modèle, comme la figure 47 en donne une illustration. Le multiplicateur b représente au même temps le ratio des deux capacités

$$b = \frac{\hat{Q}_{Batt}}{Q_{Batt}} \tag{129}$$

Ainsi, la capacité de la batterie est recalée continument par les analyses de données opérationnelles ce qui permet de suivre son état de santé qui est le plus souvent défini comme le ratio entre la capacité actuelle et la capacité initiale de la batterie

$$SoH(t) = \frac{Q_{Batt}(t)}{Q_{Batt,0}} \tag{130}$$

L'efficacité de cette méthode est démontrée par un cas d'étude dans la section suivante. Une application pour un système industriel est montrée dans la section III.3.

III.2. Cas d'étude : étude de vieillissement

Afin de valider l'efficacité de la méthode de suivi de la capacité présentée dans la section III.1, elle a été testée sur les données d'une étude de vieillissement. Cette étude a été présentée dans [Alr15][7]. Lors de cette étude, une cellule de batterie Li-Ion a subi plus de 2500 cycles avec des profils de puissance variables et des cycles de contrôle (checkups) réguliers. Une itération de l'étude consiste en une période de fonctionnement ininterrompue de la cellule pendant laquelle elle subit des cycles élémentaires qui consistent en une charge à puissance constante nominale (CP) et une décharge à puissance variable (VP). Les niveaux de puissance appliqués dans chaque cycle ont été choisis de manière aléatoire. La figure 48 montre dix heures d'une période d'opération. La période d'opération est suivie par un cycle de contrôle. Chaque examen comprend une mesure de la capacité et une caractérisation de la courbe de tension à circuit ouvert et de la résistance à impulsions. Au début de l'examen, la cellule est déchargée à courant constant nominal (1C) jusqu'à son état vide. Ensuite, deux cycles sont effectués, dont chacun comprend une charge nominale à deux phases (courant constant / tension constante). La décharge du premier cycle s'effectue à courant constant, celle du deuxième à puissance constante. Lors du premier cycle de mesure la charge Q_{C1} et l'énergie E_{C1} chargées sont mesurées, ainsi que la charge Q_{D1} et l'énergie E_{D1} déchargées. De manière analogue, les

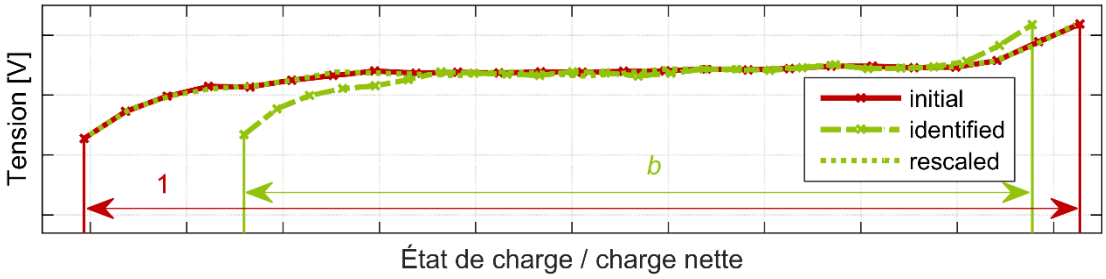


Figure 47. Principe du recalage de la capacité de batterie par l'ajustement de la courbe de tension à vide à la courbe initiale

[7] Nous remercions Ayman Al Rahal Al Orabi de nous accorder accès aux données brutes de l'étude de vieillissement et l'Agence Martiniquaise de l'Energie pour le support financier à cette étude.

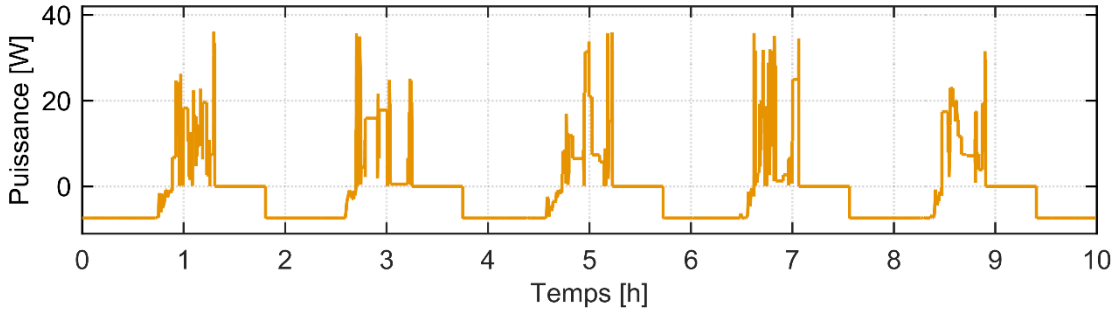


Figure 48. Dix heures de sollicitation en puissance de la batterie pendant la phase d'opération de l'étude de vieillissement.

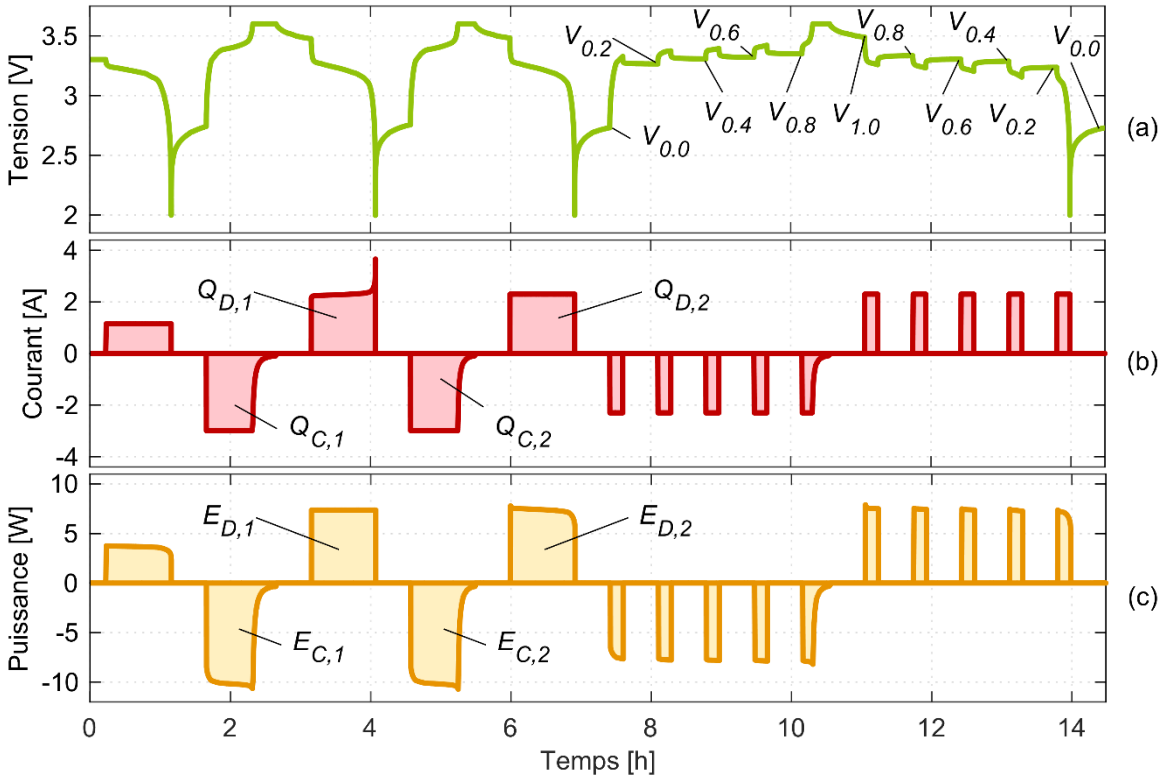


Figure 49. Cycle de contrôle dans l'étude de vieillissement : (a) tension de batterie, (b) courant de batterie, (c) puissance de batterie.

charges Q_{C2} et Q_{D2} et les énergies E_{C2} et E_{D2} sont mesurées pendant le deuxième cycle. Suite aux mesures de capacité, la batterie est chargée par des étapes successives de 20 % de la capacité mesurée lors de la décharge à courant constant. Entre les étapes de charge, elle est mise en pause pour mesurer la tension à vide. A la fin, la batterie est chargée jusqu'à son état pleinement chargé par une charge à tension constante (floating). Puis, une décharge en étapes de 20 % de la charge identifiée est effectuée pour ramener la batterie à l'état vide. La tension à vide peut de nouveau être mesurée dans les phases intermédiaires. En somme, des mesures des niveaux de tension $V_{0,0}$, $V_{0,2}$, $V_{0,4}$, $V_{0,6}$, $V_{0,8}$ et $V_{1,0}$ aux états de charge de 0 %, 20 %, 40 %, 60 %, 80 % et 100 %, respectivement, sont enregistrées. Pour les niveaux de 0 % et de 100 %, une seule mesure est prise, tandis qu'une mesure en décharge et une mesure en charge sont disponibles pour les niveaux intermédiaires. Les étapes de charge et de décharge permettent également d'estimer la résistance aux impulsions de courant. Pour ceci, le saut de tension entre la fin d'une phase de pause est le début d'une phase à courant constant est divisé par le courant appliqué. La figure 49 montre le courant, la tension et la puissance de batterie pendant un cycle de contrôle. Les quantités mesurées sont annotées. Les examens sont faits à des intervalles

réguliers de l'énergie cumulée déchargée de la batterie pendant sa durée de vie. Au total, 36 itérations sont effectuées, chacune après quelques 470 Wh additionnelles déchargées pendant la phase d'opération. Pour chaque itération, les mesures du cycle de contrôle seront comparées à l'identification du modèle par l'algorithme d'identification en cours de fonctionnement. L'identification du modèle utilise les données des dernières 48 h de la phase d'opération avant le checkup. Le principe de l'algorithme a été exposé dans la section II.3 avec la figure 45 montrant les données d'une seule itération.

La figure 50 montre les courbes de la tension à vide sur la charge nette contenue dans la cellule dans leur évolution pendant l'ensemble des itérations, obtenues par la mesure en examen et par l'identification du modèle, respectivement. Les courbes de la figure 50(a) sont obtenues par la mesure directe dans les cycles de contrôle. La charge nette correspond à la charge totale chargée jusqu'à la mesure lors de la charge à étapes du cycle de contrôle (l'impact du rendement faradique est négligeable, car il s'agit d'un seul cycle). On voit clairement que les points de la courbe de tension à vide se décalent au fil des itérations de façon à couvrir une plage moins étendue de la charge nette. Les mêmes courbes sont montrées dans la figure 50(b) après la mise à l'échelle par rapport à la première itération selon (128). Ça veut dire que la charge nette dans ces courbes-là représente la charge nette des courbes dans la figure 50(a) multipliée par le rapport entre la capacité initiale et la capacité identifiée par la mise à l'échelle. Les courbes se superposent presque parfaitement. Ceci confirme l'hypothèse faite dans la section III.1 que la

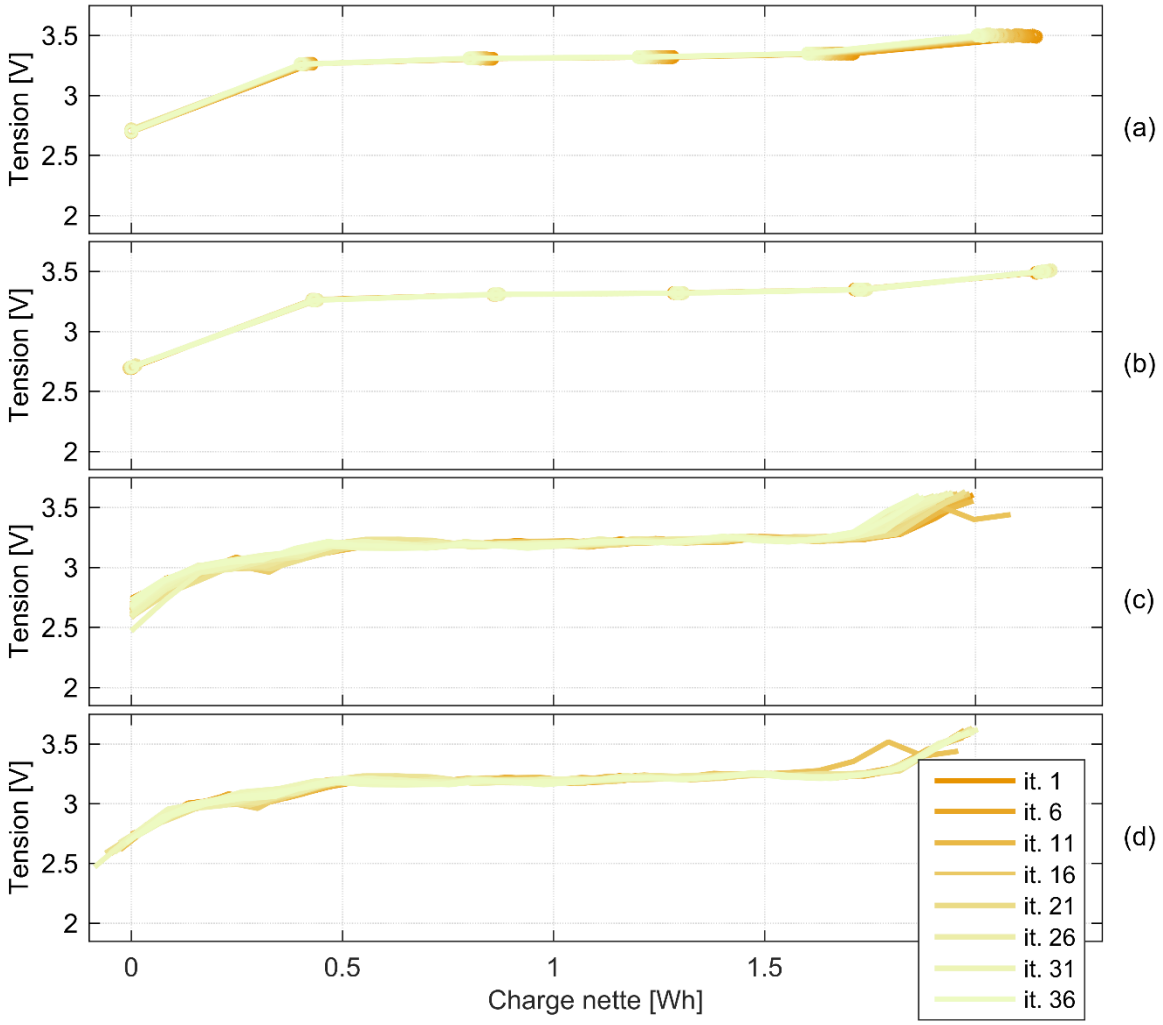


Figure 50. Courbes de tension à vide de toutes les itérations de l'étude de vieillissement. (a) valeurs mesurées lors des cycles de contrôle, (b) mises à l'échelle de la première itération, (c) courbes identifiées par l'analyse des données opérationnelles, (d) mises à l'échelle de la première itération.

forme de la courbe de tension à vide ne change pas après mise à l'échelle. L'hypothèse est également confirmée pour les courbes de tension obtenues de l'identification du modèle. La figure 50(c) montre les courbes de tension à vide de toutes les itérations qui résultent de l'identification du modèle en cours de fonctionnement. La figure 50 trace les mêmes courbes après leur mise à l'échelle de la première itération. Après la mise à l'échelle, l'axe de la charge nette peut être transformé en état de charge simplement en divisant par la capacité de la batterie identifiée lors de la première itération. La forme de la courbe de tension à vide diffère entre celle obtenue par un cycle de contrôle et celle obtenue par l'identification. La pente de la courbe vers la limite supérieure de la plage de l'état de charge est plus raide pour le modèle identifié. La différence n'empêche pas l'utilisation de l'identification pour suivre l'évolution de la capacité, car le modèle identifié peut être comparé à celui identifié dans la première itération.

La figure 51 montre les courbes de résistance aux différentes itérations. La charge nette des points de mesure a été normalisée par la capacité identifiée pour toutes les courbes de façon que toutes les courbes puissent être tracées sur la même échelle de l'état de charge. Les courbes identifiées par l'identification du modèle en cours de fonctionnement sont montrées dans la figure 51(a). La forme fondamentale de la courbe de résistance semble se maintenir entre différentes itérations. La tendance d'une résistance plus élevée vers les états de charge bas reflète la forme des courbes identifiées dans le système commercial de la section II.2.6 et présentées dans la figure 43II.2.6. Une différence marquée existe entre ces courbes et les courbes de résistance mesurées pendant les cycles de contrôle. La figure 51(b) montre ces courbes obtenues pendant la charge à étapes et la figure 51(c) celles de la décharge à étapes. La

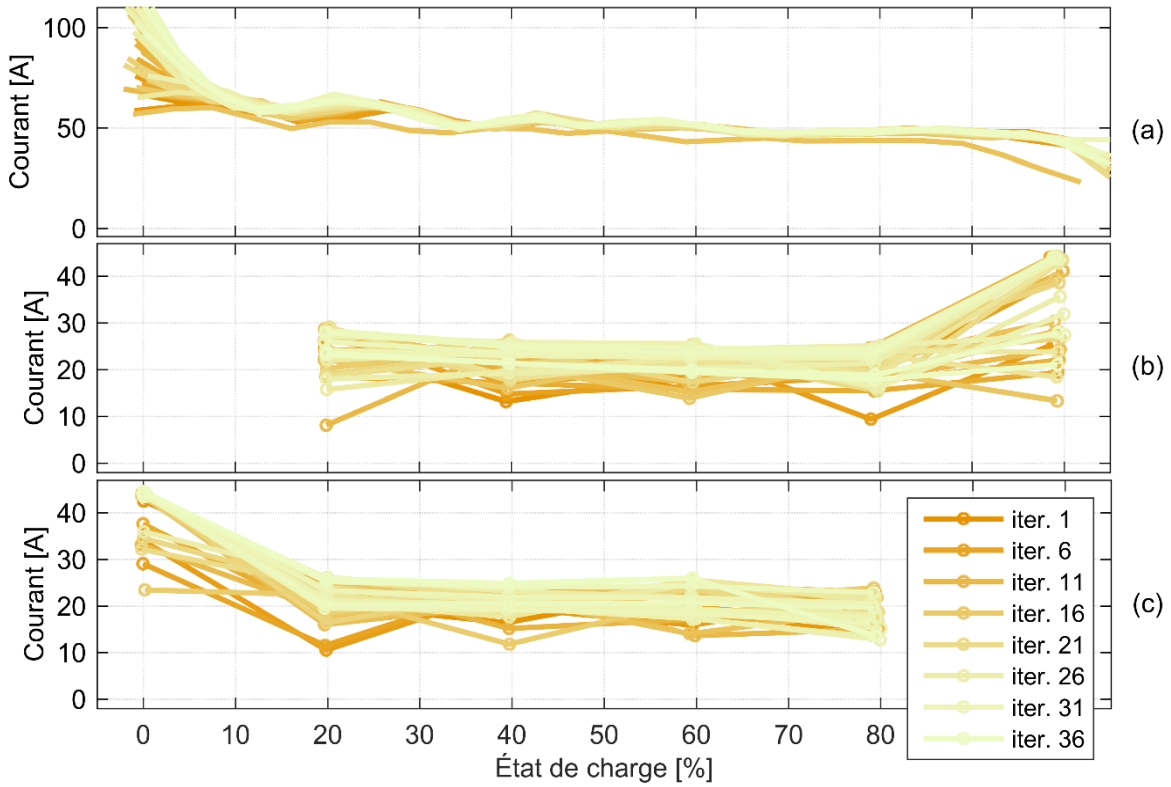


Figure 51. Courbes de résistance de toutes les itérations de l'étude de vieillissement mise à l'échelle de l'état de charge. (a) courbes identifiées par l'analyse des données opérationnelles (b) valeurs mesurées en décharge lors des cycles de contrôle, (c) valeurs mesurées en charge lors des cycles de contrôle.

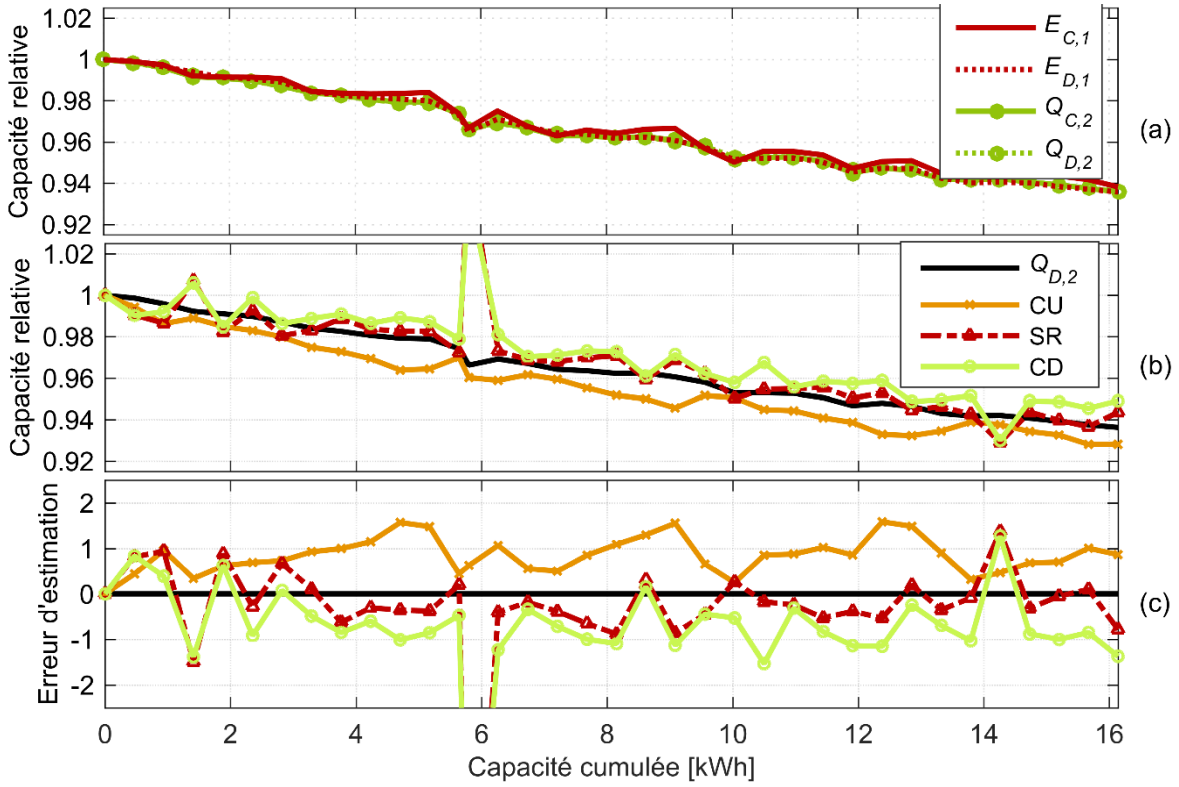


Figure 52. Evolution de la capacité relative : (a) capacités et énergies chargées et déchargées lors des cycles de contrôle normalisées à la première itération, (b) capacité relative estimée par la mise à l'échelle des courbes de tension à vide des checkups (CU), de l'algorithme à une seule résistance (SR) et de l'algorithme à résistances individuelles de charge et de décharge (CD), (c) erreur par rapport à la capacité déchargée lors des cycles de contrôle.

résistance en charge et la résistance en décharge semblent être symétriques avec une tendance à la hausse vers les états de charge extrêmes. L'explication des valeurs moins importantes par rapport à la figure 51(a) se trouve dans l'interprétation de la résistance mesurée. Les valeurs de la figure 51(b) et de la figure 51(c) proviennent du saut de tension au début d'une phase de courant constant. Elles représentent la résistance qui s'oppose à une impulsion de courant. Dans les termes du modèle dynamique de la figure 37, elles représentent la limites de hautes fréquences de l'impédance internes, égale à la résistance série R_S. Au contraire, les résistances identifiées dans la figure 51(a) captent plutôt la dynamique lente. Elles représentent la résistance de la batterie à un courant continu, la somme des résistances ohmiques dans le modèle de la figure 37.

Pour montrer que la mise à jour régulière du modèle de batterie permet de suivre l'évolution de sa capacité et ainsi de son état de santé, la figure 52 illustre l'évolution de la capacité relative à la capacité initiale. Dans la figure 52(a), les capacités énergétiques et de charge mesurées

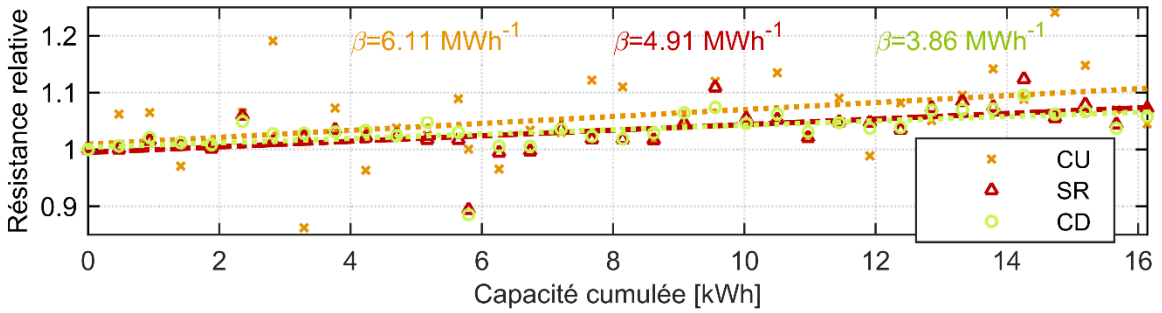


Figure 53. Évolution de la résistance estimée relative à la première itération et droite de régression.

Tableau 5. Indicateurs d'erreur des estimations de capacité par rapport à la capacité déchargée lors des cycles de contrôle.

	CU	SR	CD
Erreur absolue moyenne relative	0,85 %	0,47 %	0,78 %
Erreur absolue médiane relative	0,86 %	0,38 %	0,85 %
Erreur absolue maximale relative	1,59 %	1,49 %	1,53 %

pendant les 36 cycles de contrôle sont tracées, normalisées à la capacité respective à la première -itération. Les évolutions de ces indicateurs sont quasiment identiques. Pour cette raison, une seule mesure, la charge déchargée Q_{D2} peut être utilisée comme référence à la vraie évolution de l'état de santé de la batterie par la suite.

La figure 52(b) compare l'évolution de la capacité identifiée par la mise à l'échelle de la section III.1à l'évolution réelle de la capacité Q_{D2}. La ligne jaune représente les valeurs normalisée de la capacité identifiée par un recalage de la courbe de tension à vide mesurée pendant les checkups (CU). La ligne rouge pointillée trace la capacité calculée par la mise à l'échelle de la courbe de tension à vide identifiée par la méthode de régression avec une seule résistance (single resistance – SR). Les résultats représentés par les courbes vertes proviennent de la régression avec une prise en compte séparée de la résistance en charge et de la résistance en décharge (charge/discharge – CD). A l'œil nu, les courbes semblent suivre une même tendance. Ceci est confirmé par l'analyse des erreurs. Une déviation importante se trouve dans la 14ème itération. Cette donnée erronée est due au défaut d'un équipement de mesure. Par conséquence, elle sera négligée dans le calcul des mesures d'erreur présentées par la suite. L'erreur d'estimation des capacités relatives montrées dans la figure 52(b) est tracée dans la figure 52(c). L'évolution de la capacité Q_{D2} a été utilisée comme référence. Les erreurs restent à moins de 2 % de la capacité. Pour la méthode SR, l'erreur dépasse rarement les 1 %. Le tableau 5 résume quelques indicateurs d'erreur pour les trois courbes montrées (l'itération 14 a été exclue de l'échantillon).

Le vieillissement de la batterie est généralement caractérisé par une perte de capacité, mais aussi par une augmentation de la résistance interne. Afin de tester si la méthode proposée peut suivre le développement de la résistance interne, les courbes de résistance, respectivement

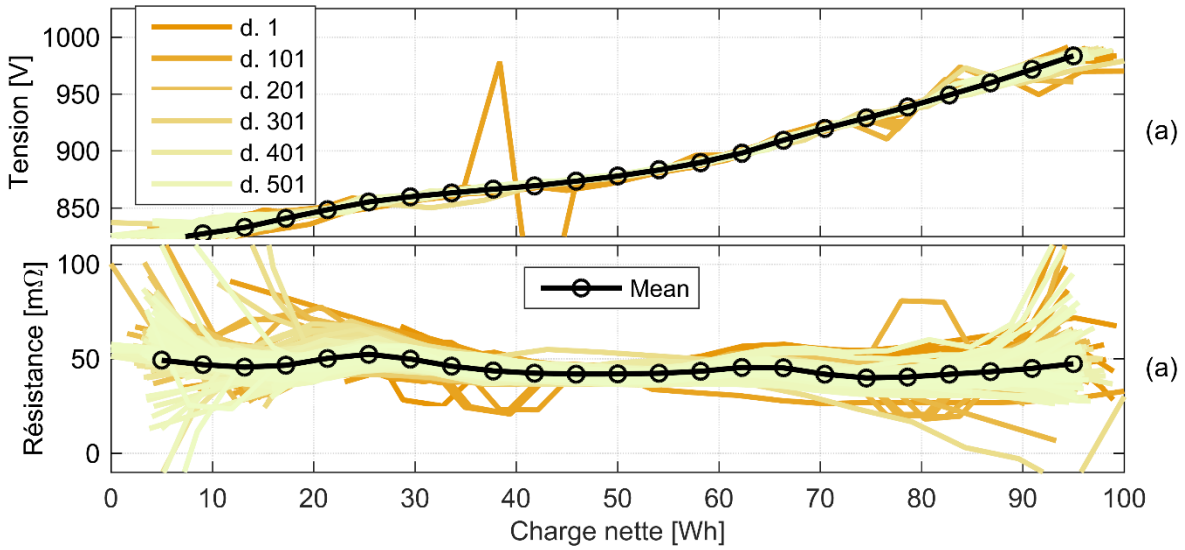


Figure 54. Courbes de tensions à vide et de résistances internes de toutes les itérations du système industriel. (a) courbes de tensions à vide et moyennes, (b) courbes de résistances internes et moyenne.

identifiées en cours de fonctionnement ou mesurées lors des cycles de contrôle à chaque itération, ont été transformées en un seul indicateur de la résistance interne en moyennant toutes les valeurs sur toute la plage de l'état de charge. Cet indicateur de résistance est tracé dans la figure 53 pour les courbes de résistance mesurées lors des checkups (CU), l'identification par régression avec une seule résistance (SR) et avec une résistance individuelle en charge et décharge (CD). Avec les trois nuages de points, les droites de régression calculées sur l'ensemble des 36 itérations sont montrées. Les trois ensembles de points montrent une tendance similaire de croissance de la résistance avec une pente de la droite de 0,61 %/kWh (CU), 0,49 %/kWh (SR) et 0,39 %/kWh (CD).

III.3. Cas d'étude : opération industrielle

Le suivi de la capacité effective de la batterie qui a été validé par le cas d'étude de la section III.2 a également été testé pour estimer l'état de santé du système de batterie réel mentionné dans la section II.2.6. La capacité effective de la batterie a été estimée continument pour une période globale couvrant 599 jours. L'estimation est effectuée sur des périodes d'observation de sept jours consécutifs. Cet horizon d'observation est décalé d'un jour pour obtenir une nouvelle estimation tous les jours. Le système est équipé d'un système de gestion de batterie (battery management system – BMS) qui renvoie en permanence une estimation de l'état de charge actuel du système. Les estimations de l'état de charge en combinaison avec les mesures du courant de batterie permettent de déduire la capacité moyenne que le BMS a dû supposer pour estimer l'état de charge pendant une période d'observation. Ainsi, on obtient deux séries temporelles d'estimations de la capacité effective. La première reflète les estimations de l'état de charge remontées par le BMS et la deuxième provient de la méthode de régression linéaire avec recalage subséquent à une courbe initiale de la tension à vide. La figure 55 illustre encore le processus de la régression linéaire par morceaux appliquée aux données opérationnelles de la centrale d'une période d'observation. Le premier graphe montre le nuage d'échantillons de la tension de batterie sur la charge nette calculée avec un rendement faradique de 100% réparti en plusieurs plages de tension. Le deuxième graphe montre les échantillons après le recalage de la charge nette par la première étape de régression de l'algorithme, ainsi que la courbe linéaire par morceaux résultante. La figure 54 montre l'évolution de la courbe estimée de la tension à vide et de la résistance interne. Les périodes d'observation sont marquées par le dégradé de couleurs des courbes. Dans la figure 54 toutes les courbes estimées de la tension à

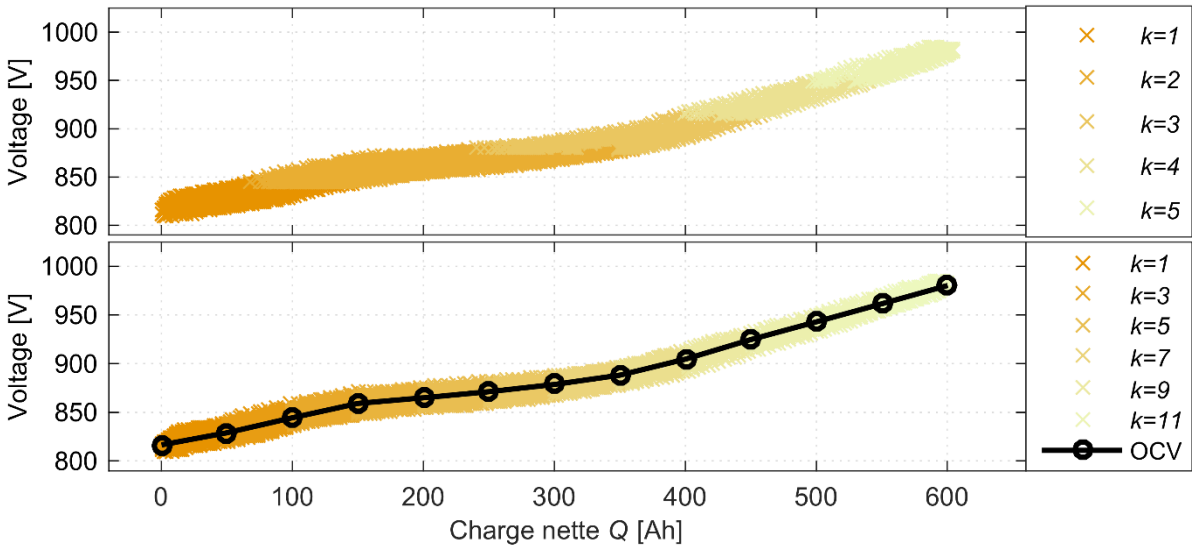


Figure 55. Échantillons de la tension sur la charge nette de la batterie dans le système industriel. En haut : échantillons bruts avec un rendement de 100 %. En bas : échantillons répartis par plage de charge nette avec la courbe linéaire par morceaux issue de la régression.

vide sont tracées avec la moyenne des 594 estimations. Toutes les courbes sont mise à l'échelle d'un seul état de charge. On observe d'abord que la forme des courbes reste largement inchangée entre les périodes d'observation, en particulier au milieu de la plage de valeurs de l'état de charge. Les estimations aux extrêmes de la plage de l'état de charge sont moins fiables parce qu'il n'est pas possible d'assurer un nombre suffisant d'échantillons dans ces régions. En conséquence, l'hypothèse d'une courbe de tension à vide de forme constante qui a été supposée dans la section III.1 semble justifiée. Néanmoins, il y a aussi des estimations aberrantes qui peuvent être liées à un nombre insuffisant de mesures dans un intervalle de l'état de charge ou à des erreurs de mesure qui sont également présentes dans les données expérimentales hors des conditions contrôlées de laboratoire. Les estimations de la capacité correspondante seront aussi aberrantes. Il est donc nécessaire d'introduire une certaine robustesse de l'algorithme de suivi contre ces erreurs éventuelles et contre des variations aléatoires des estimations. Pour cette raison, la moyenne mobile des estimations présente une meilleure mesure de l'état de santé de la batterie. La moyenne mobile est calculée de manière récursive

$$\overline{Q}_{Batt,t+1} = (1-\gamma)\cdot\overline{Q}_{Batt,t} + \gamma\cdot\hat{Q}_{Batt,t+1} \tag{131}$$

où $\overline{Q}_{Batt,t}$ est la moyenne mobile à la période t et $\hat{Q}_{Batt,t+1}$ est l'estimation de la capacité obtenue de l'analyse de régression. Le facteur d'innovation $\gamma \in [0,1]$ peut être utilisé pour rendre la moyenne mobile robuste envers les erreurs de mesure. Ainsi, une première version de l'algorithme rejette la nouvelle estimation si sa différence absolue de la moyenne mobile actuelle dépasse un certain seuil. La motivation pour cette modification de la loi récursive de la moyenne mobile est l'observation que la batterie ne change pas brusquement de capacité à cause des processus de vieillissement. Le rejet répété des nouvelles estimations peut être interprété comme un avertissement que les mesures contiennent des erreurs ou qu'un événement exceptionnel s'est passé (défaut des équipements de mesure ou d'une série de modules). Au vu de la variance des estimations de capacité produite, la tolérance a été choisie à 5 % de la capacité nominale de la batterie. La figure 56 montre l'évolution de la capacité estimée et de la résistance moyennée sur la plage d'états de charge. Dans la figure 56(a), les valeurs de la capacité obtenue pour chaque période d'observation par la méthode de régression à une seule valeur de résistance (SR) sont représentées en nuage de points. Elles sont accompagnées de la série temporelle d'estimations calculées par la moyenne mobile. De la même façon, toutes les estimations

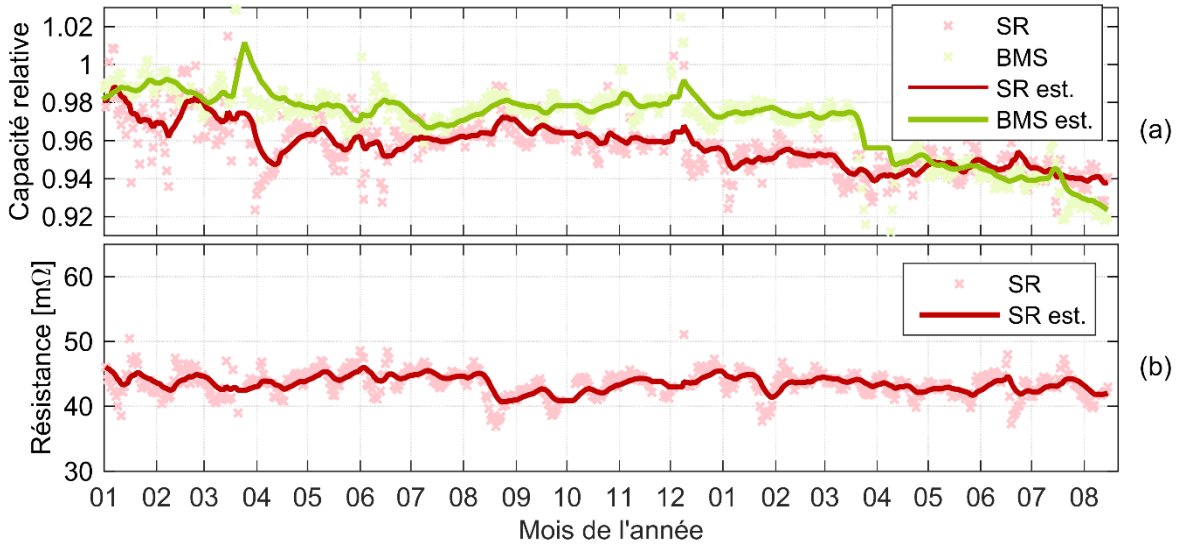


Figure 56. Évolution de la capacité et de la résistance interne estimées du système industriel : (a) capacité relative estimée par l'analyse des données du BMS et par l'identification du modèle avec courbes d'estimations par moyenne mobile, (b) résistance moyenne estimée par l'identification du modèle et courbe de moyenne mobile.

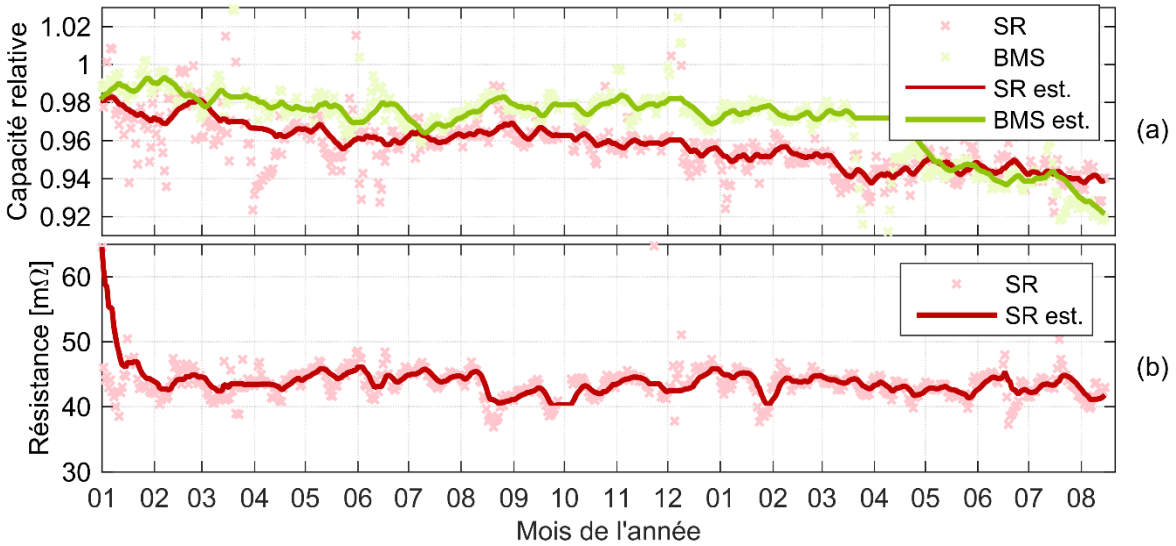


Figure 57. Évolution de la capacité et de la résistance interne estimées du système industriel : (a) capacité relative estimée par l'analyse des données du BMS et par l'identification du modèle et courbes d'estimations par moyenne mobile avec paramètre d'innovation variable, (b) résistance moyenne estimée par l'identification du modèle et courbe de moyenne mobile.

obtenues par l'analyse des données remontées par le BMS sont montrées avec leur moyenne mobile. On observe que les deux lignes des estimations ont une tendance à la baisse sur l'ensemble des 594 estimations journalières. Une droite de régression montre que la perte moyenne de capacité est de 3,08 %/an pour les estimations du BMS et de 1,87 %/an pour celles obtenues par l'algorithme de suivi. Toutefois, les deux courbes montrent des grandes différences. Tandis que les estimations de l'algorithme SR baissent continument tout le long de la période de test, les estimations basée sur l'état de charge du BMS sont plus constantes pendant les premières 15 mois, puis tombent brusquement à la fin du mois de mars de la deuxième année. Les estimations individuelles pour chaque période d'observation montrent une chute encore plus raide que celle de la moyenne mobile dans le graphe. Après cette phase, les deux courbes affichent des valeurs relativement similaires. En outre, on observe, que des valeurs aberrantes qui sont en partie dues à des erreurs de mesures influencent encore significativement la moyenne mobile, par exemple en mars et avril de la première année. Cette observation a motivé l'utilisation d'un calcul différent de la moyenne mobile expliqué plus loin. La figure 56(b) trace les valeurs de résistance moyennées sur la plage de l'état de charge entre 33 % et 66 %, ainsi que leur moyenne mobile calculée selon le même algorithme que celle de la capacité. La résistance moyenne reste relativement stable avec une moyenne d'environ 44 mΩ et un écart-type de 5 % de la moyenne.

Afin de minimiser l'impact des erreurs de mesure et des valeurs aberrantes sur l'estimation de la capacité une approche différente pour le calcul de la moyenne mobile a été testée. Le facteur d'innovation γ dans (131) est alors choisi variable en fonction de la dernière valeur estimée

$$\gamma_t = \overline{\gamma} \cdot e^{-0.5 \cdot \left(\frac{\overline{Q}_{Batt,t} - \hat{Q}_{Batt,t+1}}{\sigma_Q} \right)^2} \tag{132}$$

où $\overline{\gamma}$ est sa valeur maximale et σ_Q est un paramètre représentant l'écart-type de la capacité estimée. (133) a la forme d'une courbe gaussienne non-normalisée. Ainsi, les nouvelles estimations proches de la dernière valeur moyenne $\overline{Q}_{Batt,t}$ se voient attribuer un poids plus important sans que pourtant une limite précise de rejet existe.

La figure 57 montre l'évolution de la capacité estimée par cette deuxième version de l'algorithme, où $\overline{\gamma} = 0{,}2$ et σ_Q a été choisi à 1 % de la capacité nominale, ainsi que la résistance moyennée associée. Les courbes d'estimation de la capacité dans la figure 57(a) pour l'algorithme d'identification et les données du BMS montrent que le nouveau calcul de la moyenne supprime l'impact des valeurs aberrantes tout en gardant les variations de la capacité autour de la tendance générale. Les pentes moyennes des deux courbes ainsi calculées sont de 2,60 %/an pour le BMS et de 2,16 %/an pour l'algorithme d'identification. L'évolution de la résistance moyenne montrée dans la figure 57(b) reste largement identique à celle présentée dans la figure 56(b) sans tendance définitive (régression : -0,91 mΩ/an). Seulement au début, on observe une phase transitoire de la courbe parce que la deuxième variante de l'algorithme ne rejette pas la première estimation de capacité qui correspond à un profil de résistance élevé au contraire de la première variante.

Il n'est pas possible d'évaluer l'estimation de capacité obtenue sans effectuer des tests de contrôle sur ce système de stockage industriel, mais le cas d'étude montre que l'algorithme de suivi de l'état de santé peut être appliqué à un système de batterie réel avec des résultats cohérents et similaires à la capacité utilisée par le BMS industriel pour suivre l'état de charge.

IV. Transformation des modèles

Les méthodes décrites dans ce chapitre servent à identifier des modèles de la batterie à différents niveau d'abstraction. Les observateurs présentés dans la section II.2 permettent d'identifier en temps les états et les paramètres d'un modèle de circuit électrique équivalent avec des éléments R||C qui caractérisent la dynamique du circuit. En collectionnant les estimations des paramètres et des états, il est possible d'établir un modèle de circuit électrique équivalent simplifié qui comporte seulement une source de tension à vide et une résistance interne variables sur l'état de charge. La méthode de régression décrite dans la section II.3 permet d'établir un tel modèle simplifié directement depuis les données opérationnelles. Finalement, l'objectif de la modélisation est l'intégration des modèles obtenus dans la gestion de la centrale. Les algorithmes d'optimisation qui sont présentés dans le chapitre D nécessitent un modèle énergétique qui modélise l'évolution de la puissance disponible d'un système de stockage complet en fonction de sa sollicitation en puissance. Ici, la transformation entre ces différents types de modèles est brièvement résumée. Le modèle du circuit électrique équivalent dynamique dans la figure 37 comporte une source de tension variable en fonction de l'état v_{OCV} de charge, une tension supplémentaire v_{SoC} représentant son erreur par rapport à la meilleure estimation d'un observateur en temps réel et un circuit linéaire. Lors de l'identification du modèle en temps réel, les estimations de la tension v_{SoC}, et les paramètres des éléments électriques R_S, et R_{Pi} sont enregistrés ensemble avec l'état de charge actuel associé. A chaque instant les paramètres du circuit linéaire définissent une impédance interne de la batterie $Z_i(\omega)$. Afin de passer de la modélisation dynamique à un modèle avec une seule résistance interne R_i en fonction de l'état de charge, on calcul R_i pour chaque instant comme la limite de l'impédance $Z_i(\omega)$ pour un courant continu

$$R_i = \lim_{\omega \to 0} Z_i(\omega) = R_S + \sum_{i=2}^{N} R_{Pi} \tag{133}$$

Ainsi, on obtient une résistance interne qui produit les mêmes pertes électriques que le circuit dynamique si elle subit une charge ou décharge à courant constant. Puis la résistance interne de tous les échantillons peut être moyennée par intervalle de l'état de charge associé aux

échantillons, comme expliqué dans la section II.2.6, afin d'obtenir la dépendance de l'état de charge de la batterie.

Pour passer du modèle électrique simplifié illustré dans la figure 23 à un modèle énergétique, il est d'abord utile de substituer l'état de charge de la batterie par un état d'énergie comme introduit dans la section B.III.4.3 où de manière équivalente par une énergie stockée E^{stor} dans la source de tension interne de la batterie. Cette énergie stockée représente l'énergie que la source de tension à vide peut fournir dans le modèle électrique jusqu'à ce que la batterie atteigne l'état vide $SoC = 0$. Elle est liée à un état de charge donné SoC_X par l'équation

$$E^{stor}(SoC_X) = \int_{SoC=0}^{SoC_X} V_{OCV}(SoC) \cdot Q_{Batt} \cdot dSoC \tag{134}$$

où Q_{Batt} est la capacité de charge nominale de la batterie. Le changement de l'énergie stockée P^{stor} – la puissance de la source interne – est diminuée des pertes internes de la batterie qui pour obtenir la puissance de la batterie P^{Batt} qui est observée aux bornes de la batterie. Les pertes de la batterie sont représenté dans le modèle électrique par la résistance interne R_i. Par conséquence, la puissance interne dépend de la puissance de la batterie

$$P^{stor}(P^{Batt}, SoC_X) = -P^{Batt} - R_i \cdot I_{Batt}(P^{Batt}, SoC_X)^2 \tag{135}$$

Le courant de la batterie peut être calculé depuis la puissance appliquée et l'état de charge selon

$$I_{Batt}(P^{Batt}, SoC) = \frac{2 \cdot P^{Batt}}{V_{OCV}(SoC) + \sqrt{V_{OCV}(SoC)^2 - R_i \cdot P^{Batt}}} \tag{136}$$

Finalement, la puissance d'un système de stockage dépend aussi du rendement du convertisseur électronique de puissance qui lie la batterie au réseau électrique. Généralement, le rendement global de la chaine de conversion du changement de l'énergie stockée à la puissance du système de stockage P^{BESS} est nécessaire dans les algorithmes d'optimisation utilisés dans la planification. Afin d'obtenir un tableau de valeur de la fonction $P^{stor}(P^{BESS}, E^{stor})$, on choisit un ensemble de valeurs de l'énergie stockée et de la puissance de la batterie représentatif pour les conditions opérationnelles du système. Pour chaque valeur de l'énergie stockée E^{stor}, on détermine l'état de charge correspondant. Puis, pour les valeurs de la puissance P^{BESS} on détermine la puissance de batterie P^{Batt} en utilisant le rendement de conversion du convertisseur. Avec la puissance de batterie P^{Batt} et l'état de charge, on calcule le courant de batterie correspondant suivant (136) et finalement les pertes de batterie selon (135).

D. GESTION DU SYSTEME DE STOCKAGE

A fin d'avoir la maîtrise de la puissance de sortie de la centrale photovoltaïque à des fins de lissage entre autres, un système de gestion de la puissance injectée ou absorbée par le système de stockage est implanté. Celui-ci génère les signaux de commande adéquat pour les convertisseurs de l'électronique de puissance d'interfaçage. Dans le cas où la source photovoltaïque et le système de stockage sont co-localisés, un échange direct d'énergie entre les deux est possible et la puissance mesurée au point de raccordement peut être contrôlée en fournissant le complément de la puissance produite par la source photovoltaïque par une charge ou une décharge de la batterie [Rif09]. Un contrôle similaire est possible dans le cas où le système de stockage n'est pas situé dans la même installation que la source photovoltaïque. La somme des puissances injectées correspondra alors à la consigne de puissance contrôlée alors que les puissances individuelles aux points de raccordement peuvent varier. Un tel arrangement, appelé « centrale virtuelle » [Pol13], nécessite un lien de communication à faible délai (500 ms-2 s) si les variations de la puissance disponible de la ou des sources sont rapides et importantes [Usde10]. La centrale, rendue contrôlable dans ce sens par son système de stockage, peut suivre un plan de production défini. Celui-ci est en revanche élaboré par un système de gestion de l'énergie qui doit prendre en compte, au-delà de la consigne de puissance actuelle, les réserves d'énergie représentées par la ressource solaire et l'énergie stockée.

Ce chapitre commence par une description de l'architecture globale du système de gestion pour un système de stockage dans une centrale photovoltaïque dans la section I. Les différentes couches de la gestion sont exposées par la suite. La section II propose un système de contrôle-commande rapproché pour les éléments d'électronique de puissance dans la chaîne de conversion. L'objectif de l'exposition est d'énoncer les boucles de rétroaction nécessaire pour assurer le fonctionnement du système de stockage dans le respect des exigences potentielles de l'utilisateur, soit :

- un suivi suffisamment rapide et indépendant de consignes de puissances active et réactive,
- le maintien des grandeurs électriques dans leurs plages de fonctionnement sûr pour le système, notamment le maintien de la tension du lien DC et l'évitement d'états de sous-tension, de surtension ou de surcharge en courant de la batterie,
- la capacité de participer au réglage de fréquence et de tension, respectivement, par un statisme de puissances active et réactive.

Le fonctionnement du contrôle rapproché est démontré par des simulations. Le contrôle de puissance qui gère l'ensemble des composants de la centrale est développé dans la section III. Les cas d'un système de stockage unitaire et d'un ensemble de systèmes de stockage parallèles sont traités. Finalement, la section IV récapitule les scénarios d'utilisation et les défis de la gestion d'énergie.

I. Architecture du système de gestion

La gestion du système de stockage s'effectue en plusieurs étapes et sur plusieurs niveaux [Rif11] comme illustré dans la figure 58. Le contrôle rapproché des convertisseurs d'électronique de puissance répond en permanence et en temps réel aux consignes de puissance active et réactive dans le respect des conditions de bon fonctionnement du système. Ceci inclut généralement un réglage de la tension continue dans le lien DC, s'il existe, et du courant

alternatif qui passe par le filtre au point de raccordement permettant de contrôler les puissances active et réactive [Bac14] . En conséquence, le système est aussi capable de participer au réglage de la fréquence et de la tension du réseau par un statisme de réglage primaire (droop control) [Ssy16] [Ded10]. On observe une différence entre le contrôle direct de la puissance active suivant une consigne, communément utilisé dans le système de stockage, et le suivi du point de fonctionnement fournissant une puissance maximale de la source de tension continue (maximum power point tracking – MPPT) utilisé dans la chaîne de conversion de la source photovoltaïque [Luq03]. Une architecture de contrôle pour un système de stockage, dont la chaine de conversion comprend un convertisseur DC/DC et un onduleur, est présentée dans la section II.

La consigne de puissance appliquée instantanément est déterminée par un système de gestion de la puissance qui peut comporter une règle de calcul de la puissance fournie et sa répartition par l'ensemble de la source photovoltaïque et du stockage au point de raccordement de la centrale. Il existe de nombreuses stratégies pour déterminer et répartir la consigne de puissance. On peut distinguer les stratégies pour les systèmes îlotés de celles pour les systèmes connectés au réseau public d'électricité. Dans les systèmes îlotés, les priorités de l'opération des centrales renouvelables sont le maintien de la stabilité et de la fréquence du système, ainsi que l'utilisation maximale du gisement solaire afin de réduire la consommation des centrales thermiques qui assurent la stabilité du système électrique. [Dat09] [Dat11] et [Elm11] proposent des stratégies d'opération des centrales photovoltaïques pour soutenir le maintien de la fréquence et réduire les fluctuations de la production photovoltaïque dans les systèmes îlotés. Le support de la fréquence et de la tension d'un réseau îloté par la coordination du statisme de plusieurs systèmes électroniques de puissance parallèles est démontré dans [Gao14]. Cette thèse se concentre sur les systèmes connectés au réseau, et la priorité de la gestion de puissance est l'application de la consigne de puissance définie par le plan de production et l'éventuelle participation à des services système [Tra07]. Pour les systèmes d'architecture hybride DC, [Bru14] propose une stratégie d'utilisation du stockage basée sur la tension du lien DC commun. Pour les systèmes d'architecture hybride AC, le système de stockage doit activement être piloté pour compenser les fluctuations de la source intermittente. Dans le cas où les sources photovoltaïques suivent le point de fonctionnement de puissance maximale, le complément de la puissance photovoltaïque disponible par rapport à la consigne de la centrale entière doit être produit ou absorbé par les systèmes de stockage ce qui implique un monitoring en temps réel. De manière générale, la gestion de puissance doit fonctionner proche du temps réel afin de pouvoir réagir aux variations de la source photovoltaïque, bien que la stabilité opérationnelle du système n'en dépende pas, de la même façon que pour les boucles de contrôle direct du courant et de la tension. En conséquence, la mise à jour des consignes de puissance communiquées à chaque chaîne de conversion peut s'effectuer à une fréquence moins importante, toutefois au détriment de l'uniformité de la puissance injectée au point de raccordement de la centrale. Un système simple de gestion de la puissance est introduit dans la section III et l'optimisation de la répartition de la puissance sur plusieurs systèmes de stockage est abordée dans la section E.IV.

La gestion de puissance base son calcul de la consigne de puissance sur un plan de production de la centrale lequel est établi, hors du domaine temps réel, par un système de gestion de l'énergie. Ce plan de production représente l'engagement de l'opérateur du système à respecter des niveaux de puissance et des quantités d'énergie injectées au réseau ou absorbées par le système sur un horizon de temps plus au moins étendu. La forme la plus simple d'un plan de production serait donc une prévision de la production photovoltaïque en l'absence d'un système de stockage. Le plan de production reflète les transactions entre l'opérateur du système et les acteurs externes. Dans le cas d'une centrale commercialisée sous un régime de tarifs d'achat, il

intègre les prévisions de la source photovoltaïque ainsi que les contraintes imposées à au fonctionnement par le gestionnaire du réseau public [Fri14] [CRE11]. Pour une centrale commercialisée aux marchés d'électricité, il représente le solde de l'énergie achetée et vendue par l'opérateur et rentre dans le solde du responsable d'équilibre gérant le périmètre auquel appartient la centrale [RTE16]. Puisque le calcul d'un plan de production en présence d'un

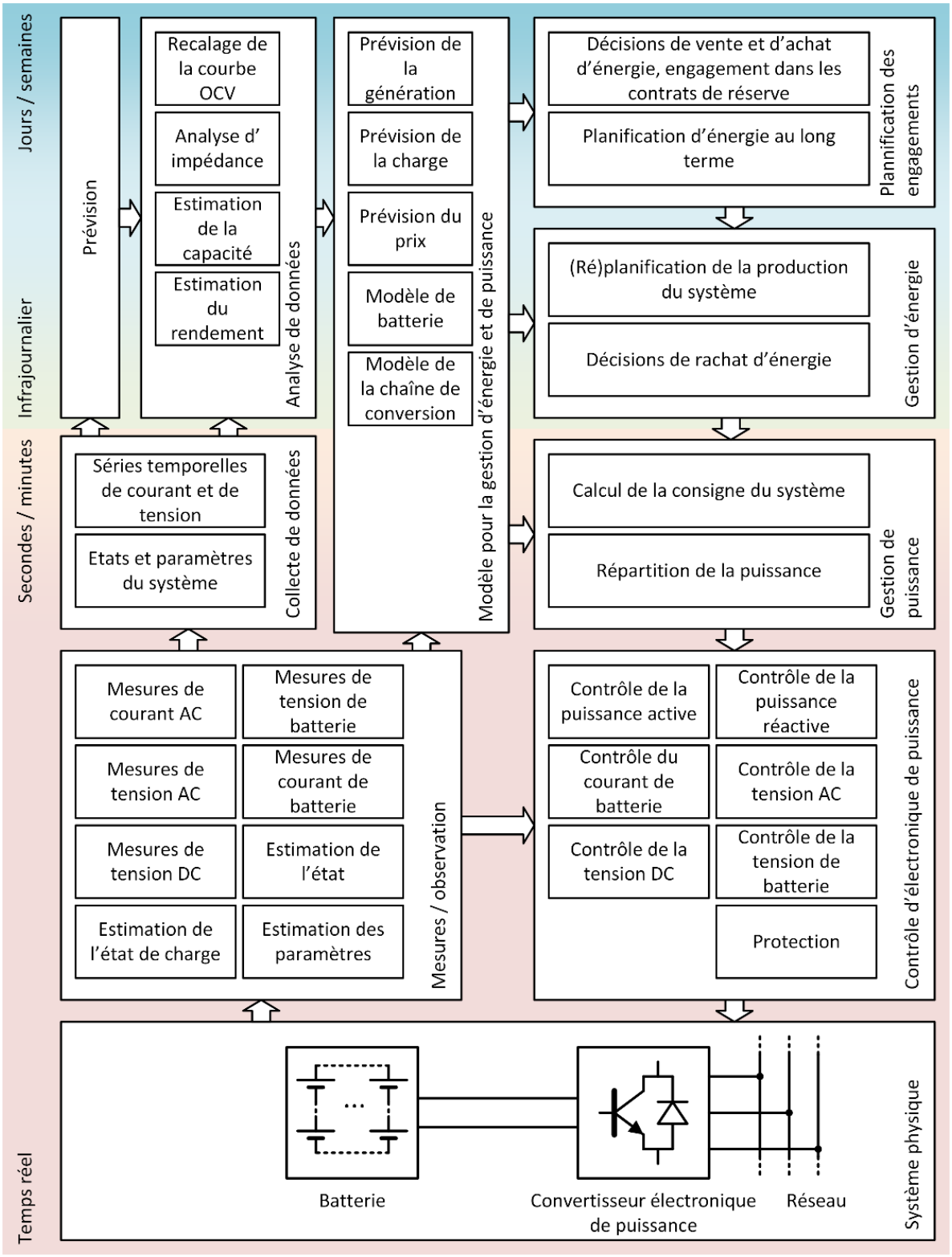


Figure 58. Schéma conceptuel d'une architecture de contrôle avec modèle adaptatif pour un système de stockage.

système de stockage comporte un degré de liberté, il peut être déterminé par une méthode d'optimisation. De plus, la gestion d'énergie comprend souvent plusieurs phases successives de calcul pour tenir compte d'une mise à jour des prévisions de la source photovoltaïque ou d'une éventuelle déviation de l'état du système de son état prévu. Ceci est particulièrement pertinent si l'erreur initiale des prévisions est importante ou si le système contribue au réglage de fréquence lorsque les appels imprévisibles de puissance modifient le bilan énergétique. Par exemple, une première optimisation la veille de l'opération (J-1) peut servir à figer les quantités d'énergie vendues au marché et le niveau de participation au réglage de fréquence. Ensuite, le niveau réel de production est déterminé par une optimisation le jour de l'opération afin d'assurer la continuité du service et minimiser le risque de pénalité, ou pour atteindre un coût minimal d'énergie d'ajustement en cas de révision des prévisions photovoltaïques. Un tel système de gestion d'énergie multiphasé est décrit en détail dans la section IV.

Les systèmes de gestion de la puissance et de l'énergie ont besoin d'un modèle du système de stockage afin de formaliser et renseigner les fonctions objectif et les contraintes des méthodes d'optimisation utilisées. Ce modèle doit inclure les prévisions de la production photovoltaïque et des prix de vente et d'achat, mais également un modèle suffisamment précis du système de stockage afin d'assurer que le plan de production soit applicable par le système réel. Comme décrit dans le chapitre C, un modèle qui s'ajuste également à l'évolution du comportement du système peut être obtenu par un processus continu d'analyse des données opérationnelles. Ce processus est illustré par le côté gauche de la figure 58. Les mesures électriques recueillies au cours du fonctionnement ne servent pas uniquement d'entrées aux boucles de rétroaction du contrôle direct, mais sont également exploitées par des observateurs pour déterminer les paramètres et les états d'un modèle du système, comme décrits dans la section C.II.2, et conservées pour une analyse statistique, telle qu'introduite dans la section C.III. Bien que les mesures s'effectuent en temps réel, une telle analyse peut intervenir à des intervalles de temps plus larges pour recaler le modèle utilisé dans l'algorithme d'optimisation. L'approche présentée ici consiste à mettre à jour un modèle du circuit électrique équivalent qui est ensuite transformé en modèle énergétique par la méthode décrite dans la section C.IV. La mise à jour du modèle inclut également l'état de charge actuel de la batterie. Elle peut être vue comme un rebouclage de la gestion d'énergie.

II. Contrôle-commande de l'électronique de puissance

La fonction du système de contrôle d'un système de stockage repose sur les boucles de rétroaction des convertisseurs électroniques de puissance. Sa finalité est d'appliquer les consignes de puissance active et réactive calculées par le système de gestion de puissance – les contributions éventuelles au réglage de la fréquence et de la tension incluses – tout en assurant le respect des conditions de sûreté du système. A titre d'exemple, une architecture de contrôle est développée dans cette section et regroupe les principes des architectures de contrôle les plus répandues pour un système comprenant un hacheur à courant continu connectant la batterie à un lien DC qui alimente l'onduleur connecté au réseau. Un résumé de telles architectures se trouve par exemple dans [Bac14] et [Ded10]. Le bon fonctionnement et la réactivité de l'architecture développée sont illustrés par des résultats de simulation. Cette architecture a été conçue pour un système connecté en architecture hybride AC, mais pourrait être utilisée avec quelques modifications dans un système hybride DC où le lien DC est partagé par un ou plusieurs systèmes de stockage et la source photovoltaïque. De manière analogue, un contrôle similaire peut être employé dans un système monophasé.

La figure 59 montre une vue globale de l'architecture de contrôle. Le contrôle du convertisseur AC/DC maintient la tension continue au lien DC et veille à l'application de la consigne de puissance réactive injectée au réseau. Il accomplit cette tâche en actionnant le rapport cyclique de la modulation de largeur d'impulsions (pulse width modulation – PWM) du convertisseur AC/DC en utilisant les mesures de la tension DC, ainsi que la tension du réseau et le courant injecté au réseau fourni en coordonnées dq0 par un équipement de mesure intégrant une boucle à verrouillage de phase. Le contrôleur utilise indirectement l'ajustement de la puissance active injectée au réseau pour maintenir la tension du lien DC. En conséquence, le niveau de puissance active passant de la batterie au réseau est contrôlé par une autre boucle de contrôle qui définit la consigne de courant du convertisseur DC/DC. La boucle de contrôle du courant de batterie assure, en actionnant le rapport cyclique du convertisseur, que la puissance soit injectée dans le lien DC et par la suite transportée au réseau via le contrôle de maintien de la tension DC. Dans cette architecture conçue pour un système hybride AC, le contrôle de la tension DC, situé au niveau du convertisseur AC/DC, est assuré par un seul régulateur PID, à la différence d'un

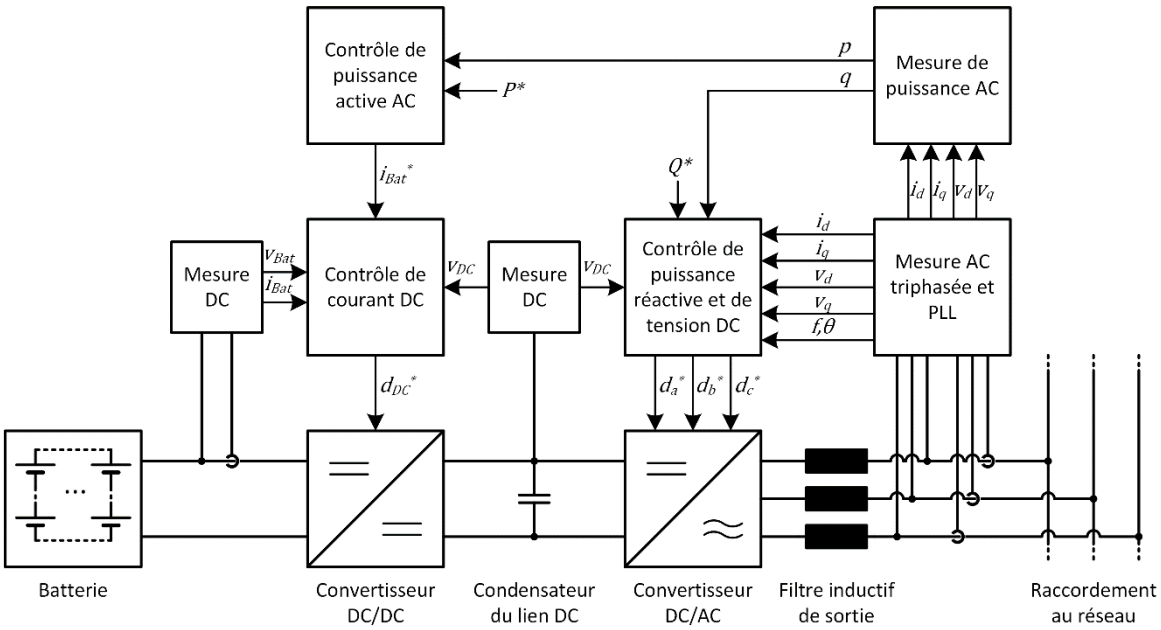


Figure 59. Architecture du système de contrôle direct pour un système de stockage composé d'un convertisseur DC/DC et d'un convertisseur AC/DC.

système hybride DC, où les convertisseurs AC/DC qui partagent le lien DC doivent inclure un statisme de la puissance active vis-à-vis du niveau de tension DC et permettre à celle-ci de varier. Pour adapter cette architecture à un système monophasé, il suffit de substituer à la transformation des courants et tensions AC, réalisée en coordonnées dq0, une transformation de la seule tension et du seul courant AC en phaseurs. Les boucles de contrôle comprises dans les blocs sont exposées ci-après.

Le premier bloc contient le contrôle de la tension DC et de la puissance réactive au niveau du convertisseur AC/DC. Une boucle primaire (figure 60) contrôle les courants triphasés i_a, i_b et i_c injectés au réseau par le convertisseur. Cette boucle actionne le rapport cyclique de la modulation de largeur d'impulsions (Pulse Width Modulation – PWM). Il est effectué dans le système dq0 (souvent appelé « transformée invariante de Park ») [Aka84] [Par29] qui permet d'utiliser des régulateurs PID pour contrôler le courant direct i_d et le courant en quadrature i_q. Ceci donne un modèle invariant dans le temps et fait des composants d et q des grandeurs moyennes, donc constantes en régime permanent. Les consignes des tensions v_d^* et v_q^*, qui doivent être appliquées aux bornes du convertisseur pour obtenir le courant souhaité, sont calculées par la boucle de contrôle, montrée dans la figure 60, comprenant un régulateur PID pour chacun des deux composantes d et q [Bah13]. La réponse des régulateurs est améliorée par un terme prédictif calculé par inversion des équations du système :

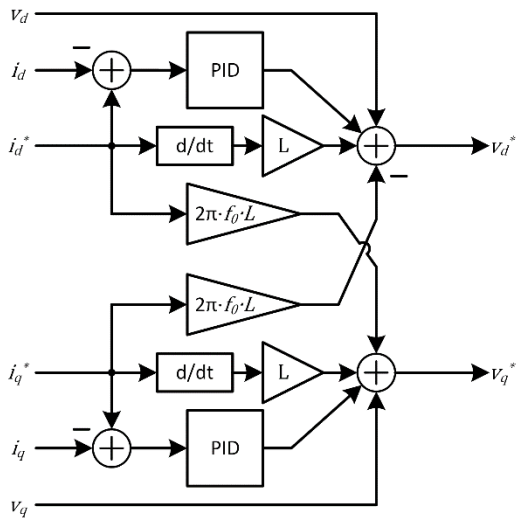


Figure 60. Contrôle des tensions moyennes de sortie par le rapport cyclique.

$$\begin{aligned} L \cdot \frac{di_d}{dt} - 2\pi \cdot f_0 \cdot L \cdot i_q &= v_d, \\ L \cdot \frac{di_q}{dt} + 2\pi \cdot f_0 \cdot L \cdot i_d &= v_q, \end{aligned} \tag{137}$$

et par l'anticipation de la perturbation.

Les consignes de tension directe et en quadrature sont ensuite converties en rapport cyclique des commutateurs de chaque phase d_a^*, d_b^* et d_c^*. Pour ceci, les tensions moyennes sont d'abord retransformées en système triphasé à partir des coordonnées dq0. Ensuite, le rapport cyclique se calcule par le rapport des tensions moyennes sur la tension DC. Ce calcul est illustré sous forme de schéma de bloc dans la figure 61.

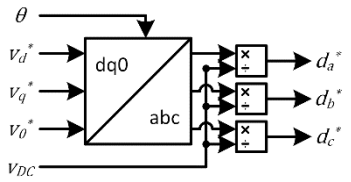


Figure 61. Calcul des rapports cycliques depuis les tensions moyennes.

Dans ce qui suivra, on prendra comme référence la tension de la première phase et de ce fait on imposera v_q à 0.

Puisque le courant direct est proportionnel à la puissance active injectée au réseau lorsque les tensions du réseau sont sinusoïdales et équilibrées, et par conséquent proportionnelles au courant soutiré à la capacité du lien DC, la consigne du courant directe i_d^* est utilisée comme actionneur dans une boucle secondaire de régulation de la tension DC [Bac14], comme illustrée dans la figure 62. Tant que la boucle de contrôle maintient la tension DC à son

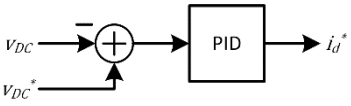


Figure 62. Contrôle de la tension du lien DC.

niveau nominal, elle assure aussi que toute la puissance injectée dans le lien DC par le convertisseur DC/DC soit transmise par le convertisseur AC/DC au réseau, pertes déduites.

De manière analogue à la puissance active, la puissance réactive est proportionnelle au courant i_q dans un système sinusoïdal et équilibré. Son contrôle est alors assuré par un régulateur PID actionnant la consigne de courant i_q^* pour supprimer l'erreur entre puissances réactives, mesurée q et souhaitée Q^{**}. Dans la boucle de contrôle montrée dans la figure 63, la réponse du régulateur PID est également améliorée par une réponse anticipative utilisant le module de la tension AC v_{AC}.

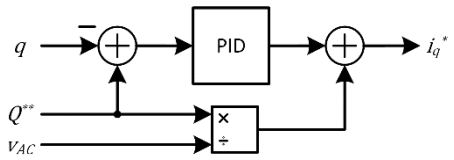


Figure 63. Contrôle de la puissance réactive.

Le rapport cyclique du convertisseur DC/DC est contrôlé de façon à assurer dans l'état stationnaire le soutirage de la consigne du courant de batterie i_{Bat}^* et l'injection du courant i_{DC}^* dans le lien DC, d'après la relation

$$i_{DC} = \frac{v_{Bat}}{v_{DC}} \cdot i_{Bat}, \tag{138}$$

dans laquelle les pertes de conversion ont été négligées. Puisque le courant de batterie est proportionnel à celui injecté au lien DC et à la puissance injectée au réseau sous condition d'une tension DC stable, la boucle primaire de contrôle du convertisseur DC/DC actionne la consigne i_{Bat}^*. Les limites de courant de la batterie peuvent alors être avantageusement intégrées comme limites de la sortie du régulateur. Un régulateur PID contrôlant la puissance active injectée au réseau par le courant de batterie est au cœur de cette boucle de contrôle, comme le montre la figure 64. Cependant, le contrôle ne doit pas continuer à accroître le courant soutiré à la batterie si celle-ci se trouve aux limites de tension acceptables, même si la consigne de puissance n'a pas été atteinte. Cette protection contre les tensions trop basses ou trop élevées pourrait être réalisée par une simple déconnexion du système en cas de détection. Ici, en revanche, le régulateur PID a été remplacé par un régulateur PID à composant intégral contrôlé (PcID). C'est-à-dire que les signaux binaires b_{up} et b_{lo} limitent le signal d'entrée du bloc intégrateur du PID à des valeurs négatives et positives en cas d'atteinte, respectivement, des limites supérieure ou inférieure de la tension de batterie. Ceci garantit un arrêt de la sortie du bloc intégrateur. Pour contrer une possible augmentation de la partie proportionnelle, une consigne correctrice $i_{Bat,V}^*$ est ajoutée à la sortie du régulateur PcID. La consigne correctrice $i_{Bat,V}^*$ est calculée à partir de deux blocs de contrôle PID, dont l'entrée est limitée à des valeurs positives, et qui agissent pour tenir la tension de la batterie à sa limite (« PID unilatéral ») comme le montre la figure 65. Ces régulateurs n'ont aucun impact sur le fonctionnement quand la tension se situe dans la plage de valeurs admissibles. Ainsi, quand la batterie atteint une des deux limites de tension, elle entre dans un mode de charge ou décharge à tension constante (« floating ») et continue à fournir de la puissance dans les limites de son fonctionnement sûr.

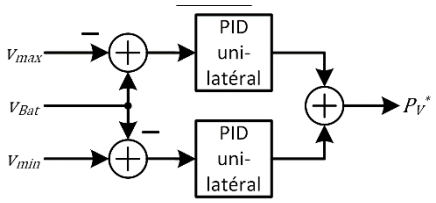


Figure 65. Contrôle de la tension de batterie aux limites maximale et minimale.

Finalement, les consignes de puissance active P^{**} et réactive Q^{**}, appliquées, respectivement, aux boucles de contrôle déterminant le courant de batterie et le courant en quadrature du convertisseur AC/DC, sont elles-mêmes calculées dans un bloc de contrôle de la puissance AC. La consigne de puissance active P^{**} se compose d'une consigne originale P^{*} fournie par la gestion de puissance du système de stockage et par une contribution au réglage de fréquence déterminée par le statisme K_P qui lui est également attribué par la gestion de puissance. De façon analogue, la consigne de puissance réactive Q^{**} est calculée en ajoutant à la puissance réactive planifiée Q^{*} une contribution au réglage de tension déterminée par le statisme K_V. Ainsi, le système de stockage peut participer au schéma conventionnel des services système [Ssy16].

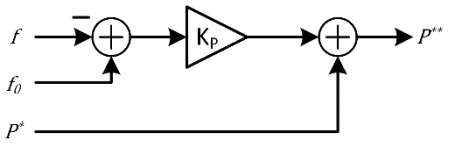


Figure 66. Calcul de la puissance active avec réglage de fréquence.

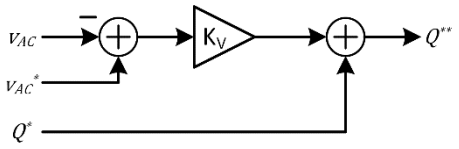


Figure 67. Calcul de la puissance réactive avec réglage de tension.

La possibilité d'appliquer une puissance réactive planifiée lui permet de participer à des stratégies de contrôle de la tension basées sur la coordination des ressources décentralisées également [Aga14] [Pol13]. Le calcul de la puissance active est illustré dans la figure 66, celui de la puissance réactive dans la

figure 67.

Afin de valider son efficacité, l'architecture de contrôle proposée a été implémentée dans un modèle de simulation dans l'environnement Matlab/Simulink/SimScape. Le modèle du système physique comprend le modèle de batterie basé sur le circuit équivalent dynamique proposé dans [Che06], ainsi que des modèles du chargeur de batterie et du convertisseur AC/DC. Le modèle de batterie est illustré par la figure 68. Le circuit équivalent représente une cellule de batterie. Afin d'obtenir le modèle d'un container de batterie d'une puissance représentative d'un système de batterie connecté au réseau, une résistance, qui modélise la résistance de la connectique, est ajoutée au circuit. Ensuite, la tension et le courant de batterie sont mis à l'échelle du container par un élément de transformation idéale répartissant la tension du container sur le nombre total de cellules connectées en série N_{ser} et le courant sur le nombre de cellules connectées en parallèle N_{par} comme illustré par l'architecture électrique de la figure 70. Les valeurs de résistance et de capacité utilisées pour chacun des éléments discrets sont montrées en fonction de l'état de charge de la batterie dans la figure 69.

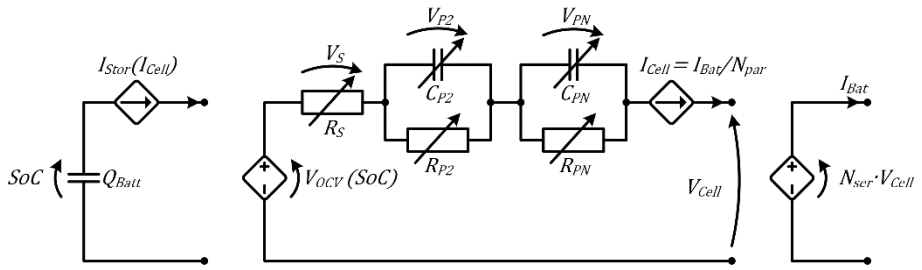


Figure 68. Modèle de batterie pour la simulation du système incluant la mise à l'échelle du container.

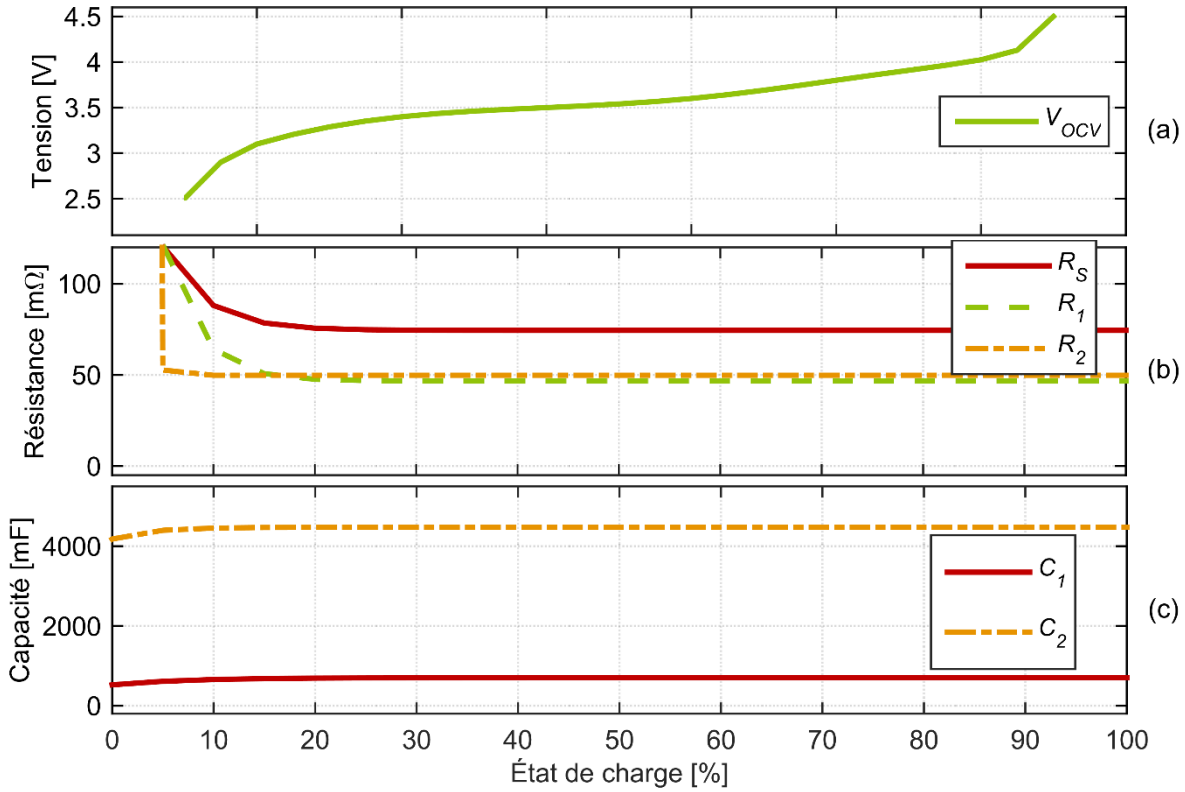


Figure 69. Paramètres électriques d'un élément de batterie unitaire dans le modèle de simulation dynamique en fonction de l'état de charge [Che06] : (a) tension à vide, (b) résistances, (c) capacitances.

Les modèles de l'électronique de puissance font abstraction de la technique de modulation de largeur d'impulsions en remplaçant les tensions de sortie commutées par leurs valeurs moyennes durant le cycle de commutation [Bac14]. Ainsi, le chargeur de batterie peut être simulé par un modèle de convertisseur en demi-pont, représenté par une source de tension contrôlée et une inductance en entrée, ainsi qu'une source de courant contrôlée en sortie. Le rapport entre la tension mesurée à la sortie v_{out} et la tension contrôlée à l'entrée v_{in} est alors donné par le rapport cyclique d_{DC} du commutateur du demi-pont.

$$\frac{v_{in}}{v_{out}} = \frac{i_{out}}{i_{in}} = d_{DC}. \tag{139}$$

Le circuit équivalent du demi-pont est montré dans la figure 71 et son modèle de simulation avec des sources moyennées dans la figure 72.

Le chargeur en demi-pont est limité à un mode élévateur de tension (boost). Des simulations préliminaires ayant montré que cette limitation cause des instabilités lors de transitoires où la tension du lien DC baisse en dessous de la tension de batterie, le modèle final utilisé est celui d'un convertisseur en cascade capable de baisser ou élever la tension d'entrée (buck-boost). La figure 73 montre son circuit équivalent. Le modèle moyenné correspond aux équations suivantes

$$v_L = d_{DC} \cdot v_{in} - (1 - d_{DC}) \cdot v_{out}$$
$$L \cdot \frac{di_L}{dt} = v_L \tag{140}$$
$$i_{in} = d_{DC} \cdot i_L, \qquad i_{out} = (1 - d_{DC}) \cdot i_L$$

Le modèle moyenné utilisé dans la simulation est montré dans la figure 74.

De la même manière, le convertisseur AC/DC est modélisé par trois blocs de transformation, représentant des ponts complets dont le rapport entre la tension à la sortie v_{out} et la tension à

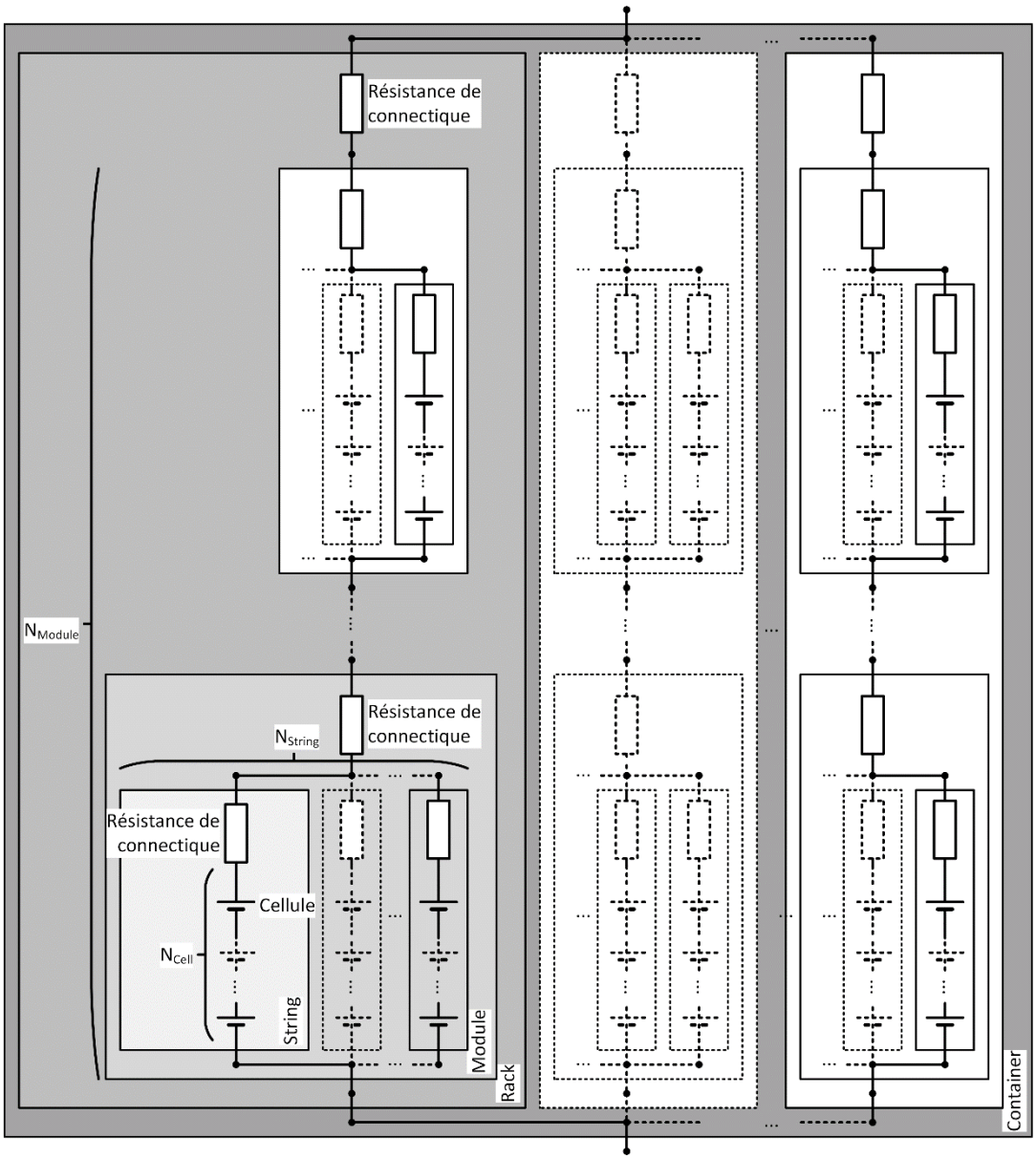


Figure 70. Architecture électrique du container de batterie.

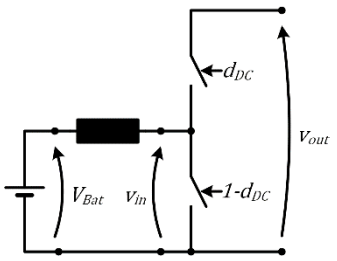


Figure 71. Circuit équivalent du chargeur de batterie boost en demi-pont.

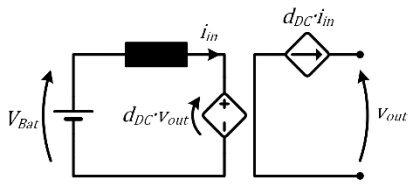


Figure 72. Modèle du chargeur de batterie boost pour la simulation avec tension et courant moyennés.

l'entrée v_{in} est donné par les rapports cycliques effectifs d_a^*, d_b^* et d_c^* correspondant aux trois phases

$$\frac{v_{out,a}}{v_{in}} = \frac{i_{in,a}}{i_{out,a}} = d_a^* = 2 \cdot d_a - 1, \tag{141}$$

où d_a est le rapport cyclique du premier commutateur du pont complet. Le circuit équivalent du convertisseur à pont complet est illustré en figure 75. La figure 76 montre le modèle de simulation basé sur les sources moyennées.

Dans le modèle de simulation sont inclus le condensateur du lien DC ainsi qu'un simple filtre inductif à la sortie du convertisseur AC/DC. Les trois phases du réseau sont représentées par trois sources de tension contrôlables ce qui permet de changer la fréquence et le niveau de tension pour simuler la fonctionnalité des statismes du réglage de fréquence et tension, ainsi que la robustesse du contrôle face à des chutes de tension ou à des variations de fréquence.

Trois simulations sont présentées par la suite. Chacune s'étend sur une durée de soixante secondes et impose au contrôle une sollicitation en puissance qui inclut des niveaux de puissance supérieurs aux capacités réelles du système afin de mettre en évidence les limitations du courant et de la tension de batterie par le contrôle. De plus, la tension du réseau subit à intervalles réguliers de brusques chutes ou des variations continues du niveau de tension et de la fréquence. La différence entre les trois simulations réside dans l'état de charge dans lequel se trouve la batterie au début de la simulation. Celui-ci est de 50 % pour la première, de 105 % pour la deuxième et de -3 % pour la troisième simulation. Les simulations à SoC extrême sont nécessaires pour mettre en évidence le contrôle effectif de la tension de batterie puisque la limitation de courant intervient avant que la tension de batterie atteigne une valeur critique dans la plage de fonctionnement habituelle.

La figure 43 montre les séries temporelles des résultats sur 30 secondes de simulation avec un état de charge initial de 50 %. Dans la figure 43(a), le profil de la consigne de puissance active appliqué au système de batterie est représenté en rouge, celui de la puissance réellement produite par le système en vert. La consigne de puissance est maintenue à des niveaux constants

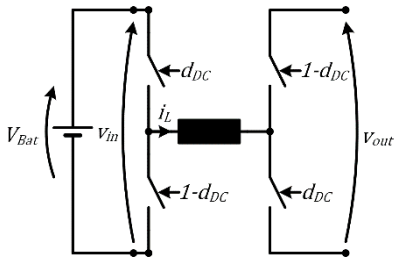


Figure 73. Circuit équivalent du chargeur de batterie buck-boost en cascade.

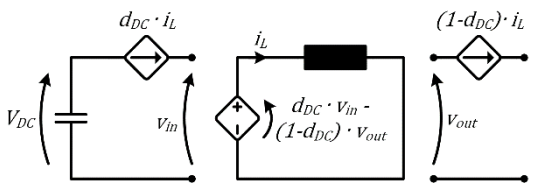


Figure 74. Modèle du chargeur de batterie buck-boost pour la simulation avec tension et courant moyennés.

sur des périodes très courtes de 2 s avec trois plateaux au début, deux de 0,5 s et un de 4 s, respectivement.

Pendant ces périodes de sollicitation constante, des variations supplémentaires sont imposées par le réglage de fréquence à cause des variations simulées de la fréquence du réseau qui est tracée dans la figure 43(g). Avec des pentes limitées à 10 MW/s, les transitions d'un plateau de puissance à un autre sont rapides au-delà des exigences probables d'une centrale de génération décentralisée avec une taille inférieure à 1 MW. Toutefois, la pente de la part supplémentaire du réglage de fréquence n'est pas limitée. La puissance active produite suit de manière suffisamment précise la consigne sauf à cinq niveaux où la consigne excède la capacité de puissance du système. On peut en conclure que le système de contrôle de l'électronique de puissance est capable de gouverner la puissance souhaitée de manière fiable dans les limites du système et dans le cas de profils de sollicitation de résolution semblable. En particulier, il est en mesure de faire évoluer la puissance de sa limite maximale à sa limite minimale en une seule chute comme la transition qui commence à $t = 1s$.

Les intervalles pendant lesquels la consigne n'est pas réalisée, allant de $t = 0{,}5$ à $t = 1s$, de $t = 1s$ à $t = 2s$, de $t = 16s$ à $t = 18s$, de $t = 20s$ à $t = 22s$ et de $t = 24s$ à $t = 26s$, sont caractérisés par l'atteinte de la limite maximale ou minimale du courant de batterie à $i_{Bat} = 660A$ et $i_{Bat} = -660A$, respectivement. Chaque fois, le courant de batterie, montré dans la figure 43(c), est maintenu dans ces limites jusqu'à ce que la consigne de puissance change. Ceci indique que le régulateur PcID utilisé pour le contrôle de la puissance, en combinaison avec la limite imposée à la sortie de la boucle de contrôle du courant de batterie, permet d'assurer la fourniture de la puissance maximale possible dans les limites de fonctionnement de la batterie.

La figure 43(b) trace la consigne de puissances réactive et réactive réellement produite par le système. La consigne est nulle conformément à l'exigence habituelle des systèmes de production connectés au réseau de pouvoir fonctionner à un facteur de puissance maximal. Toutefois, deux variations de la tension du réseau qui imposent une consigne non-nulle de puissance réactive par le biais du réglage de tension sont simulées. La tension du réseau, qui est tracée dans la figure 43(f), subit une chute brutale à 50 % de sa valeur nominale pendant 0,1 s à $t = 7s$. Ce type de chute correspond au cas d'un défaut à la terre intervenant à un nœud éloigné du point de raccordement et est éliminé par la protection automatisée du réseau. Pour un système électrique avec une part importante d'énergie renouvelables, il est important que ces dernières restent connectées au réseau dans le cas d'une chute de tension et il existe aujourd'hui des exigences par rapport à cette capacité (LVRT- de l'anglais « Low Voltage Ride Through ») dans les règles relatives à la connexion des centrales [Mou13]. La deuxième anomalie simulée est une variation continue de la tension de 10 % au maximum, qui intervient entre $t = 15s$ et $t = 19s$. La figure 43(b) montre que le contrôle peut suivre la consigne de puissance réactive indépendamment de la puissance active. Uniquement pendant les transitions entre deux niveaux de puissance active, des déviations de la consigne apparaissent. La chute de tension induit des dépassements visibles de la consigne au moment de la transition.

Les déviations de la consigne de puissance réactive et les dépassements et oscillations de la puissance active aux moments de la transition entre deux niveaux de puissance sont dues à l'interaction entre la boucle de contrôle du courant du convertisseur AC/DC, qui cherche à maintenir la tension DC, et le contrôle du chargeur de batterie qui pousse la puissance demandée dans le lien DC. La figure 43(e) qui montre la tension du lien DC met en évidence qu'elle subit des variations importantes à ces transitions. Néanmoins, la tension de batterie montrée dans le graphe (d) n'en est guère impactée et reste pleinement dans les limites de tolérance de la batterie.

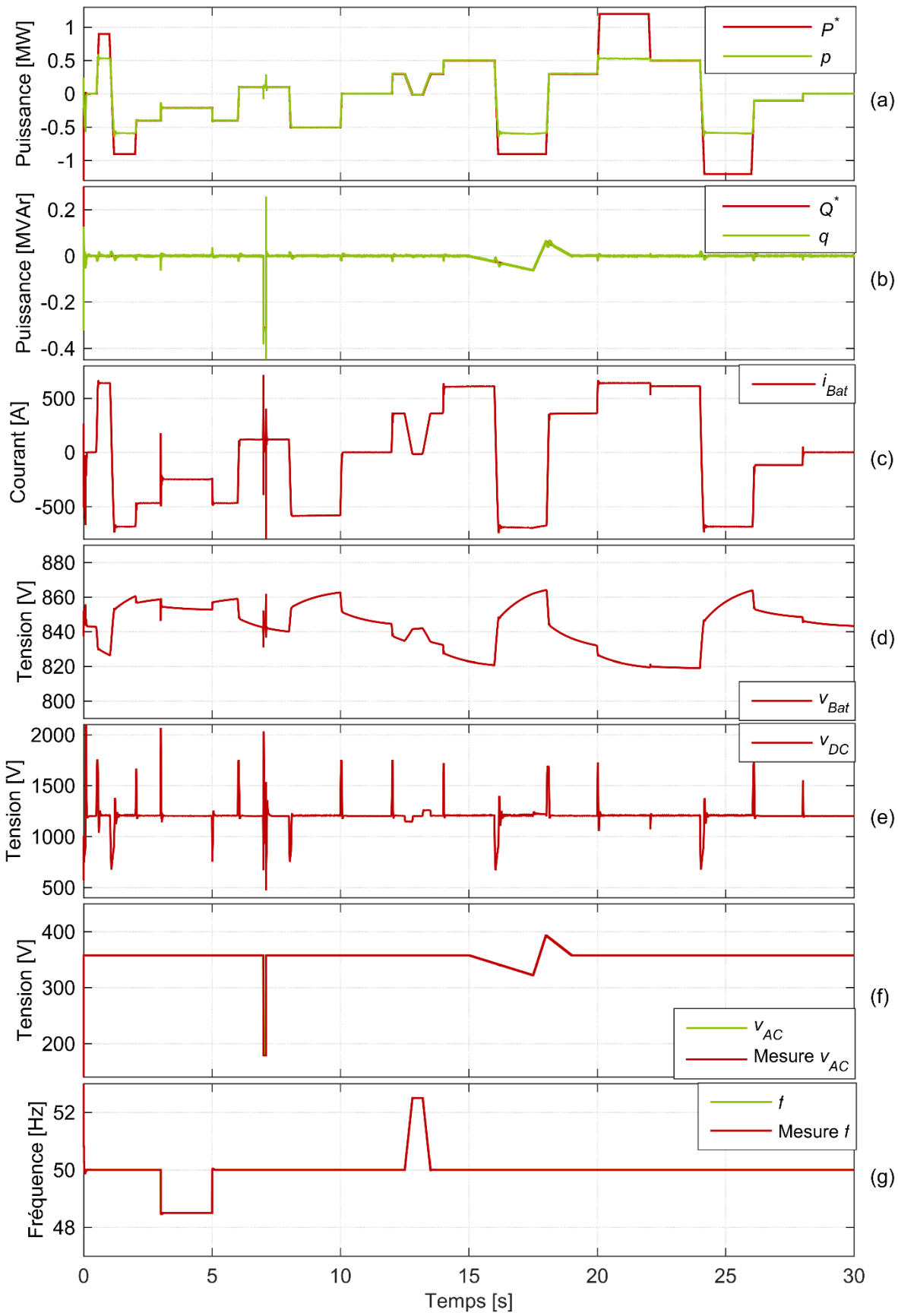


Figure 77. Résultats de la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) consigne de puissance réactive et puissance réelle, (c) courant de batterie, (d) tension de batterie, (e) tension du lien DC, (f) tension réelle et mesurée du réseau, (g) fréquence réelle et mesurée.

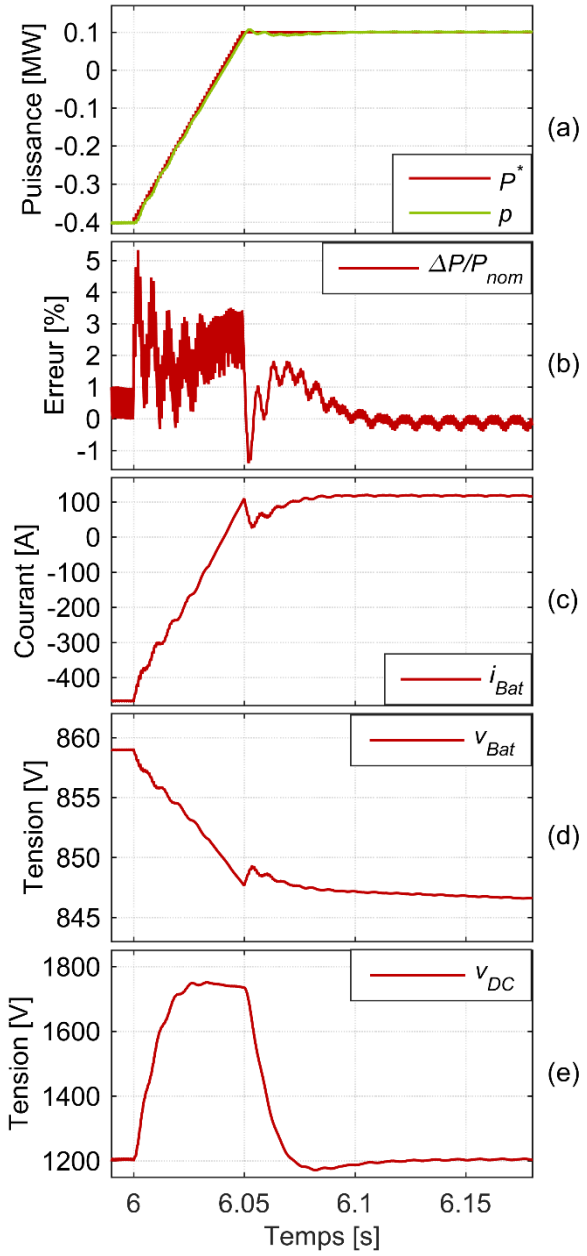


Figure 78. Changement de la consigne dans la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) erreur normalisée de la puissance, (c) courant de batterie, (d) tension de batterie, (e) tension du lien DC.

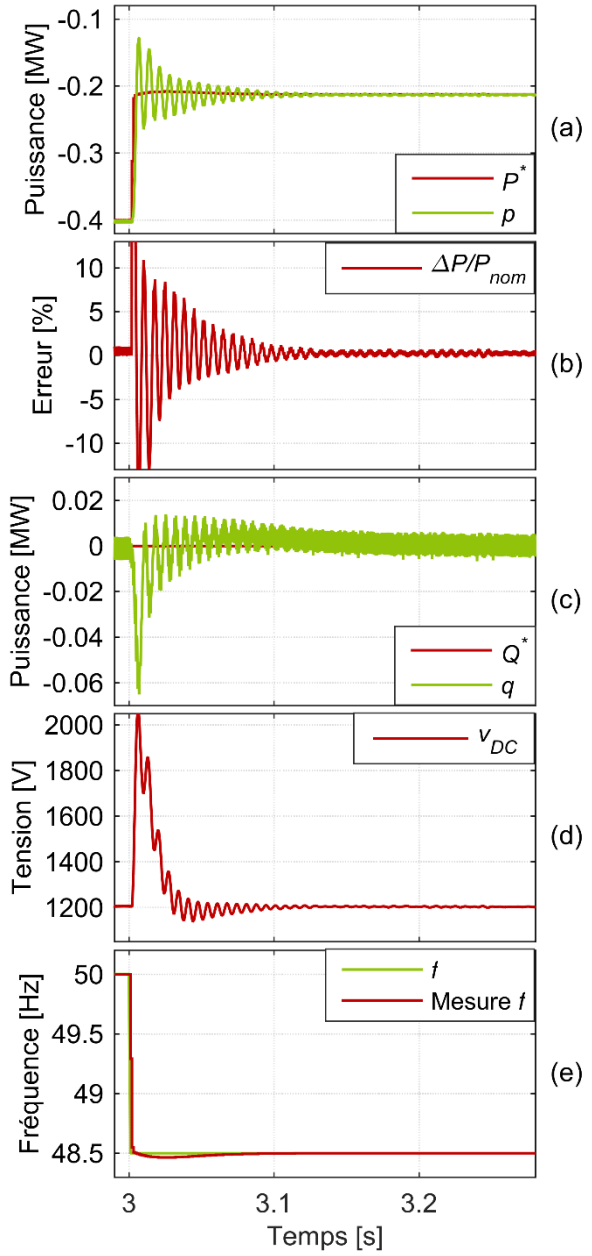


Figure 79. Réglage de fréquence dans la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) erreur normalisée de la puissance, (c) consigne de puissance réactive et puissance réelle, (d) tension du lien DC, (e) fréquence réelle et mesurée.

La figure 78 montre en détail la transition entre deux niveaux de puissance sollicitée à $t = 6s$. La transition de la consigne de puissance dans le graphe (a) de -400 kW à 100 kW dure 50 ms. Pendant cet intervalle, la puissance produite suit avec un décalage qui implique une erreur de l'ordre de 5 % de la puissance nominale. L'erreur relative de la puissance montrée dans le graphe (b) se normalise rapidement après la transition et atteint un niveau acceptable de moins de 0,5 %, 50 ms seulement après l'application de la nouvelle consigne. Le contrôle de la puissance par le chargeur de batterie est bien visible dans les comparaisons du courant de batterie comme montré dans le graphe (b), de la tension de batterie dans (c) et de la tension du lien DC dans (d). Depuis le début de la transition, le courant de batterie augmente de façon

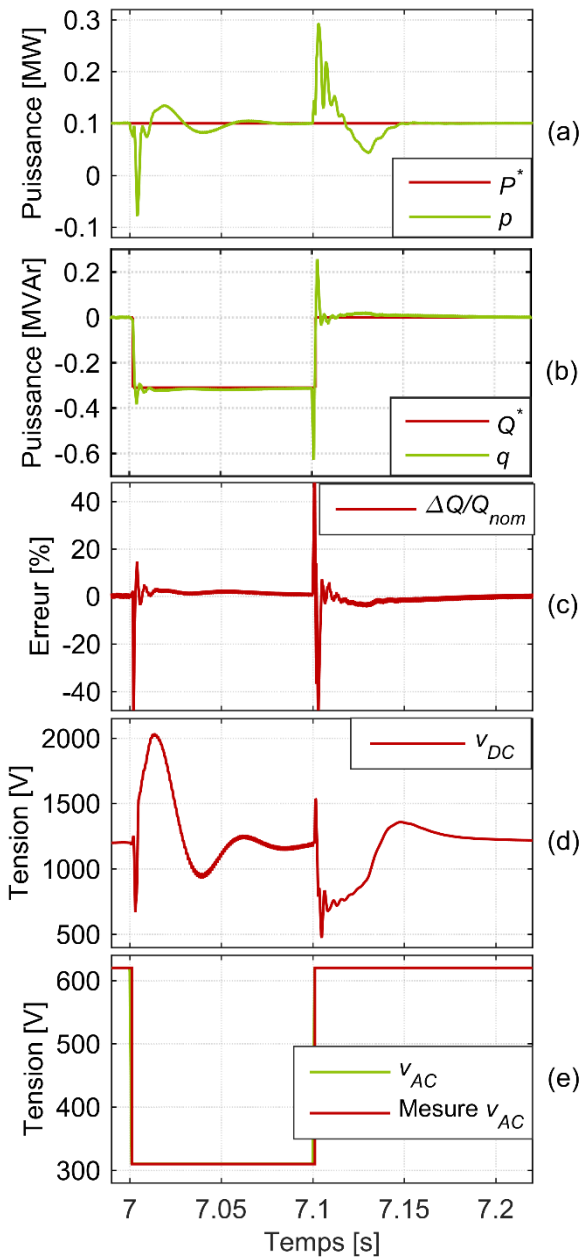


Figure 80. Chute de tension dans la simulation du système de stockage à $SoC = 50\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) erreur normalisée de la puissance, (c) courant de batterie, (d) tension de batterie, (e) tension du lien DC.

quasi-linéaire, ce qui induit une surtension au lien DC. Pendant la durée de la transition cette surtension se stabilise à un niveau voisin de 500 V au-dessus de la tension nominale de 1200 V suite à l'action du régulateur de la tension DC qui transmet la puissance au réseau via le convertisseur AC/DC. C'est seulement après la transition, lorsque le courant et la tension de batterie atteignent leurs niveaux finaux, que la tension du lien DC retrouve à son niveau initial.

Contrairement à cette transition progressive entre deux niveaux de puissance, la chute de la fréquence, dont le détail est présenté dans la figure 79, engendre un saut dans la consigne de puissance active à cause de la participation au réglage de fréquence comme le montre le graphe (a). Ceci a pour conséquence une brusque augmentation du courant de batterie et une surtension importante dans le bus DC. En parallèle, la boucle à fréquence asservie doit ajuster la fréquence estimée, tracée dans le graphe (d), ce qui entraîne une erreur de fréquence. Ces facteurs induisent des fortes oscillations des puissances active et réactive produites qui s'amortissent après environ 100 ms. A ce moment-là, le système fournit la puissance correctement ajustée pour le réglage de fréquence.

La figure 80 montre en détail la réponse du système à la chute de tension brusque subie à $t = 7s$. La tension du réseau et son estimation issue du système de contrôle sont montrées dans le graphe (d). Puisque le contrôle de courant du convertisseur AC/DC dépend du niveau de tension, la puissance active injectée au réseau varie violemment au moment de la chute de tension, comme le montre le graphe (a). Ceci engendre une forte surtension dans le lien DC, montrée dans le graphe (c), stabilisée après 100 ms, la durée de l'évènement. Un résultat important est que la consigne de puissance réactive, qui varie brusquement à cause de la participation au réglage de tension, est suivie, indépendamment des variations de la puissance active, par la puissance réactive produite par le système, comme présenté dans le graphe (b). L'erreur de la puissance réactive, relative à la puissance nominale du système, atteint un niveau inférieur à 3 % après seulement 20 ms ce qui correspond à un cycle de la tension du réseau à 50 Hz. En conclusion, le système se stabilise au niveau de ses consignes, environ 100 ms après la perturbation initiale et après la restauration de la tension.

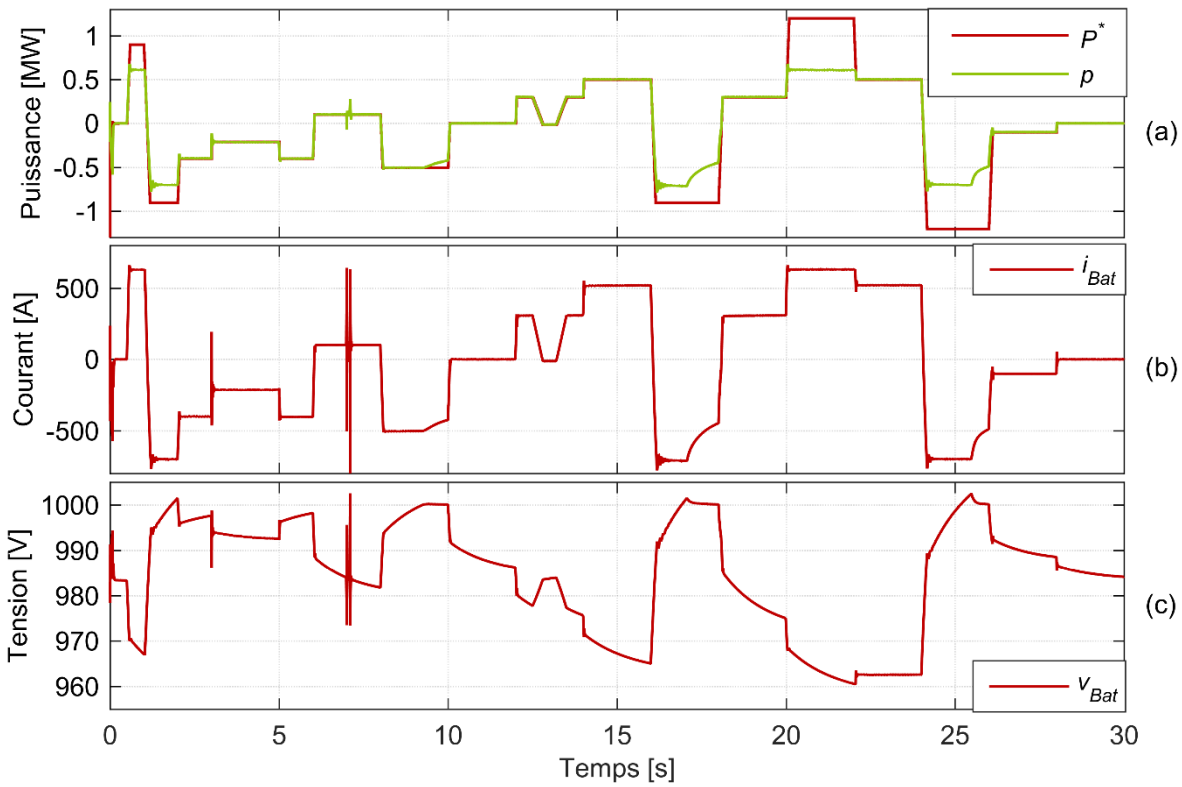


Figure 81. Résultats de la simulation du système de stockage à $SoC = 105\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (d) tension de batterie.

La figure 81 illustre les résultats des simulations du même profil de sollicitation avec un état de charge initial de 105 %. Le graphe (a) trace la consigne de puissance active et la production réelle du système, le graphe (b) représente le courant de batterie et le graphe (c) la tension de batterie. Le niveau surélevé de l'état de charge initial a été choisi pour montrer le bon fonctionnement du régulateur qui limite la tension de batterie à sa limite haute. Il intervient à trois instants pendant le profil de sollicitation, dans les plateaux de puissance négative très élevée (charge de la batterie) entre $t = 8s$ et $t = 10s$, $t = 16s$ et $t = 18s$ et entre $t = 24s$ et $t = 26s$. De manière analogue, on observe sur la figure 83, qui montre la réponse du système au même profil à un état de charge initial de -3 %, la limitation de la tension de batterie à sa limite inférieure à plusieurs instants, entre $t = 0{,}5s$ et $t = 1s$, $t = 13{,}5s$ et $t = 16s$ et entre $t = 19s$ et $t = 24s$.

Les vues de détails de la figure 84 et la figure 83 montrent, respectivement, une phase de limitation à la hausse et à la baisse de la tension de batterie, respectivement. La figure 84 illustre la régulation de la tension à sa limite supérieure qui intervient entre $t = 8s$ et $t = 10s$ dans la figure 81. Pendant la sollicitation constante à -500 kW (charge de la batterie), la tension de batterie (graphe (c)) croît jusqu'à atteindre sa limite de 1000 V. A ce moment, l'entrée limitatrice du régulateur PcID (figure 64) limite son action sur la consigne du courant de batterie. En même temps, le premier PID dans la figure 65 commence à agir sur la consigne de courant du chargeur de batterie. Par conséquent, le courant de charge, graphe (b), diminue de manière quasi-exponentielle jusqu'à ce que la consigne de puissance change à nouveau. Ceci influence la puissance produite qui dévie alors de sa consigne, comme le montre le graphe (a). La tension du lien DC, observée sur le graphe (d), ne subit pas de perturbation à la mise en marche du contrôle de la tension de batterie.

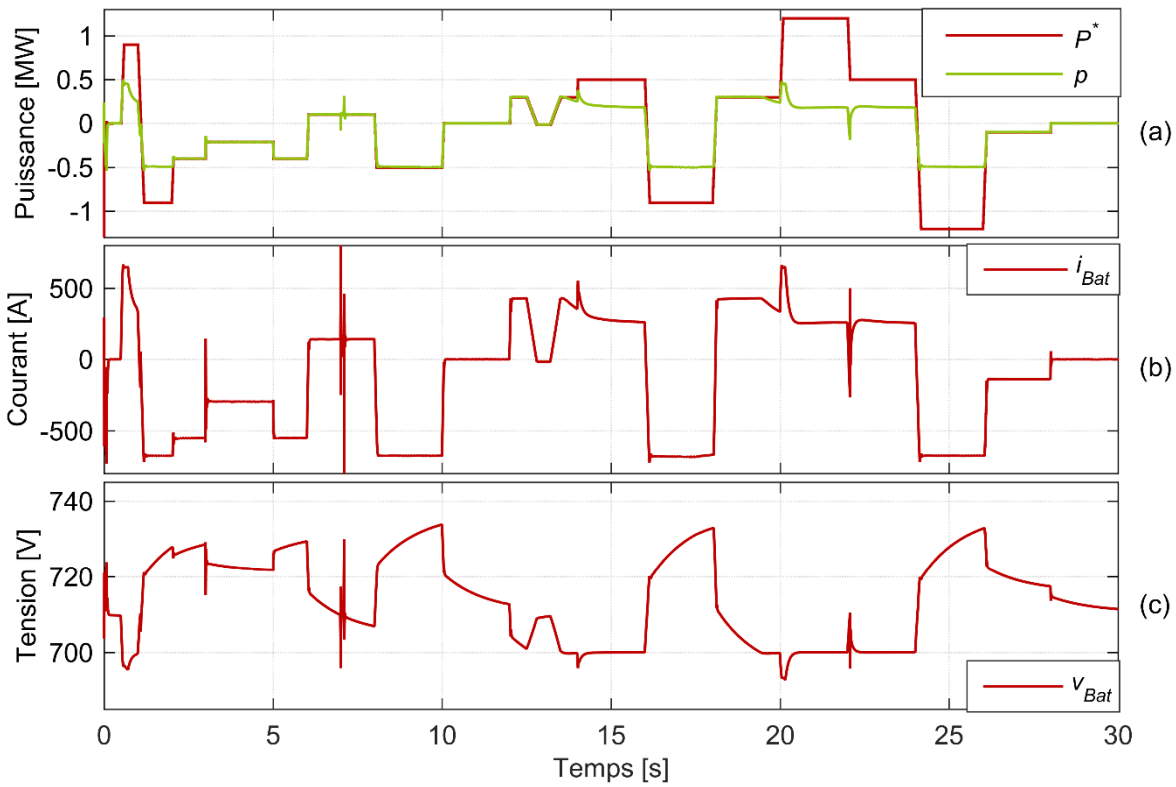


Figure 82. Résultats de la simulation du système de stockage à $SoC = -3\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (d) tension de batterie.

La figure 83 montre le contrôle de la tension de batterie à sa limite inférieure qui intervient entre $t = 13{,}5s$ et $t = 16s$ dans la figure 82. Vers la fin de la phase de sollicitation à 300 kW, la tension de batterie atteint sa limite de 700 V, ce qui déclenche la limitation du régulateur de puissance et l'action du deuxième PID dans la figure 65. Par la suite, la tension de batterie est maintenue à cette valeur. La transition à la consigne de puissance de 500 kW qui intervient à $t = 14s$, modifie la partie proportionnelle du régulateur PcID dont la partie intégrale est figée à une valeur constante. Ceci permet à la tension de batterie de dépasser temporairement sa limite de moins de 5 V, seulement. Toutefois, le régulateur de la tension de batterie parvient à la stabiliser de nouveau quelques 500 ms après cette perturbation. Cela signifie que la boucle de contrôle de la tension de batterie évite de manière efficace une surcharge ou une décharge trop basse de la batterie sur un laps de temps important.

En conclusion, la simulation de l'architecture de contrôle introduite dans la figure 59 permet au système de stockage de suivre une consigne de puissance active et réactive tout en assurant que les limites opérationnelles de la batterie soient respectées. Il permet également une participation au réglage de fréquence et de tension par un statisme, respectivement, de la puissance active et de la puissance réactive. Cette architecture ne constitue qu'un exemple illustratif parmi de nombreuses alternatives possibles pour répondre à ces exigences. Une analyse comparative des différentes architectures de contrôle est hors du périmètre de cette thèse.

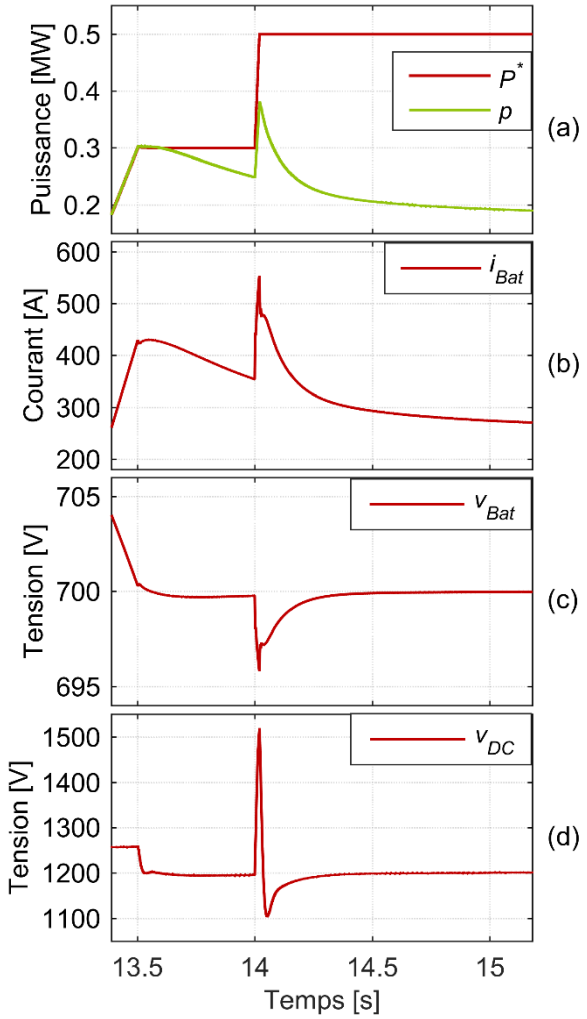


Figure 83. Limitation à la baisse de la tension de batterie à $SoC = -3\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (c) tension de batterie, (d) tension du lien DC.

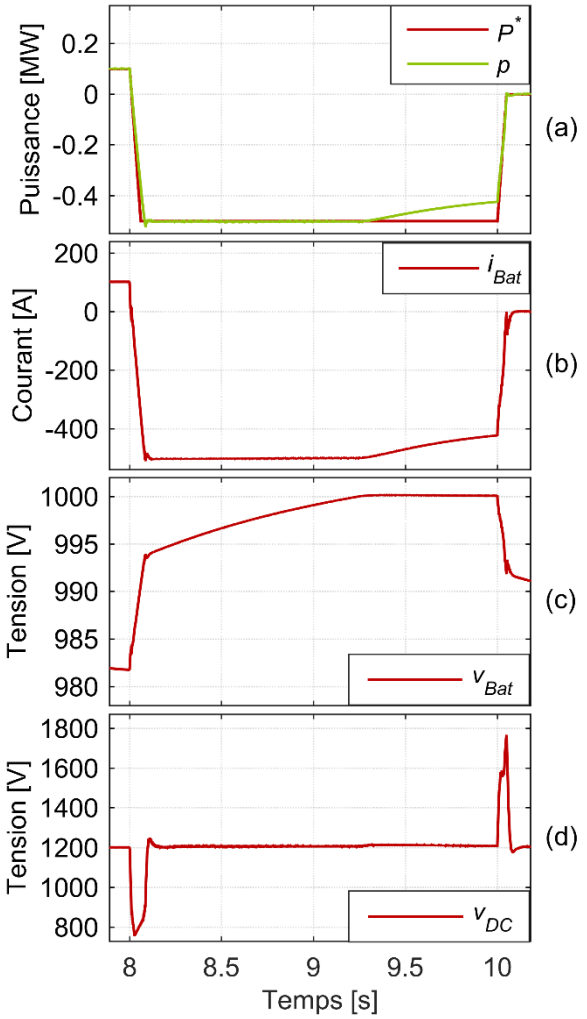


Figure 84. Limitation à la hausse de la tension de batterie à $SoC = 105\%$: (a) consigne de puissance active et puissance réelle, (b) courant de batterie, (c) tension de batterie, (d) tension du lien DC.

La simulation de l'ensemble des boucles de contrôle nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du système de stockage s'avère très lourde en temps de calcul. C'est pourquoi, pour les simulations de la batterie s'étendant sur plusieurs heures, la chaîne de conversion complète a été représentée par un modèle simplifié comprenant une source de courant contrôlée. Les boucles de contrôle régulant sa valeur ont été remplacées par des systèmes linéaires. Ainsi le courant ne change pas de manière instantanée, mais le temps de calcul a pu être réduit de manière appréciable.

III. Gestion de la puissance

L'architecture de contrôle introduite dans la section II assure seulement que la consigne d'un seul système de stockage soit appliquée dans ses limites d'exploitation sûres. Le module de gestion de la puissance représente la couche supérieure dans la hiérarchie du système de gestion. Sa tâche est de déterminer en temps réel la consigne à appliquer à chaque composant d'une centrale. Un composant peut représenter ici un système de stockage ou une source photovoltaïque avec sa chaine de conversion. Dans les explications qui suivent, l'hypothèse

prise est celle d'une architecture hybride AC pour la centrale, bien que les principes de la répartition de puissance soient également applicable à des systèmes basés sur une architecture hybride DC. Dans le cas le plus simple, la centrale est constituée alors d'un champ photovoltaïque connecté par sa chaîne de conversion, en parallèle avec un système de stockage, à un jeu de barre commun à courant alternatif. Le bilan de puissance injectée au réseau P_{out} au point de raccordement est alors simplement donné, à tout instant t, par la somme de la puissance produite par la source photovoltaïque P_{PV} et par le système de stockage P_{ESS}

$$P_{out}(t) = P_{PV} + P_{ESS}. \tag{142}$$

La puissance injectée au réseau P_{out} est contrainte par la puissance nominale du raccordement, mais est en plus soumise à des contraintes imposées par le système de gestion de l'énergie du système. Celui-ci détermine un profil de puissance P^*_{Plan} qui sert à minimiser le coût de l'utilisateur compte tenu de ses obligations envers le gestionnaire de réseau. Dans le cas d'une centrale opérant sous le régime d'un appel d'offres, ces obligations peuvent comprendre le respect d'un plan de production préalablement annoncé [CRE11]. Le non-respect ouvre alors des droits à des pénalités au bénéfice du gestionnaire de réseau. Une centrale commercialisée au marché de l'énergie relève du périmètre de responsabilité d'un responsable d'équilibre [RTE16] qui encourt des frais pour les écarts de son bilan causés par les déviations de la centrale par rapport à son plan de production. Généralement, un accord contractuel entre l'exploitant de la centrale et le responsable d'équilibre définit les flux financiers. Afin de faire abstraction des différentes modalités possibles, il est supposé ici que la centrale a l'obligation de suivre un plan de production dont le non-respect engendre des pénalités en fonction de la déviation ou du dépassement d'une éventuelle marge de tolérance. Dans ces conditions, la centrale peut fonctionner avec l'obligation supplémentaire de fournir une certaine puissance active pour le réglage de fréquence ou de la puissance réactive pour le réglage de tension. Un manquement à la fourniture de réserve engendrera également des pénalités.

Si la source photovoltaïque opère au point de puissance maximale et ne peut ajuster sa puissance de sortie, une règle simple pour atteindre la consigne de puissance souhaitée consiste à fournir le complément avec le système de stockage

$$P^*_{ESS}(t) = \min\left(\max\left(P^*_{Plan}(t) - P_{PV}(t), P^{min}_{ESS}\right), P^{max}_{ESS}\right), \tag{143}$$

où l'astérisque indique qu la consigne du système de stockage.

En conséquence, le système de stockage se charge lorsque la production photovoltaïque dépasse le plan de production et se décharge dans le cas inverse. Cette règle est optimale, à la condition que le plan de production ait été calculé avec une connaissance parfaite de la production disponible. Dans la réalité, le plan de production est basé sur des prévisions qui sont corrigées et améliorées en cours de foncionnement. Par exemple, une centrale peut-être obligée d'annoncer un plan de production la veille de l'opération, à la clôture du marché Day-Ahead, mais obtient de nouvelles prévisions le jour même de la production. Un nouveau profil de production P^*_{Opt} est alors calculé, ce qui permet de minimiser les pénalités encourues pendant toute la journée. Le système de stockage produira alors le complément du plan de production mis à jour :

$$P^*_{ESS}(t) = \min\left(\max\left(P^*_{Opt}(t) - P_{PV}(t), P^{min}_{ESS}\right), P^{max}_{ESS}\right). \tag{144}$$

La situation se complexifie encore lorsque la production de la source peut être ajustée, ce qui est généralement possible, par un mode dégradé de l'algorithme de recherche du point de puissance maximale avec un contrôle direct de la puissance [Yan13]. La répartition de la puissance entre la source photovoltaïque et le système de stockage doit s'effectuer alors en deux

étapes afin d'éviter une déviation du plan initial au cas où la production arrive aux limites de la puissance maximale de charge du système de stockage et du plan de production initial

$$P_{ESS}^{*}(t) = \min\left(\max\left(P_{Opt}^{*}(t) - P_{PV}^{max}(t), P_{ESS}^{min}\right), P_{ESS}^{max}\right)$$
$$P_{PV}^{*}(t) = \min\left(P_{Plan}^{*}(t) - P_{ESS}(t), P_{PV}^{max}(t)\right). \tag{145}$$

La recherche du point de puissance maximale du convertisseur PV entre alors en mode dégradé ce qui réduit la production photovoltaïque dès que le niveau de puissance initialement prévu est atteint et que le système de stockage fonctionne à sa limite de puissance en charge au même temps.

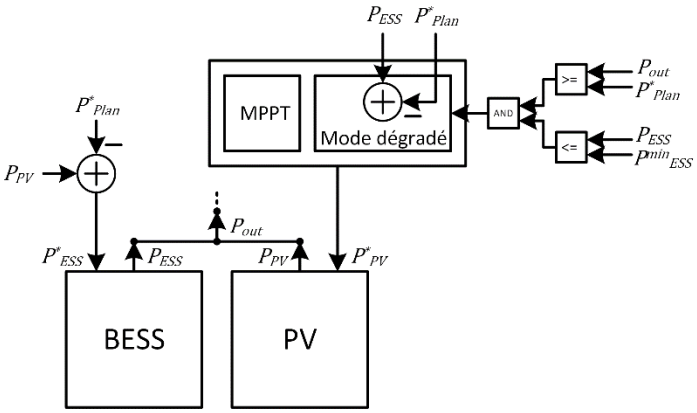


Figure 85. Gestion de la puissance pour une centrale avec un seul système de stockage

La répartition de la puissance sollicitée de la centrale par le plan de production devient plus complexe si plusieurs systèmes de stockage sont présents en parallèle de la source photovoltaïque. Dans ce cas, l'ensemble des consignes de puissance des N_{ESS} systèmes de stockage doit satisfaire au mieux le bilan

$$\sum_{i=1}^{N_{ESS}} P_{ESS,i}^{*}(t) = P_{Plan}^{*}(t) - P_{PV}(t) \tag{146}$$

ce qui est possible en attribuant un facteur de répartition δ_i au système de stockage i

$$P_{ESS,i}^{*}(t) = \delta_i \cdot \left(P_{Plan}^{*}(t) - P_{PV}(t)\right),$$
$$\sum_{i=1}^{N_{ESS}} \delta_i = 1 \tag{147}$$

Une manière de déterminer le facteur δ_i consiste à calculer la part de la puissance fournie par le système de stockage i dans les résultats de la planification du système de gestion de l'énergie qui a établi le plan de production. Ainsi, si les modèles et les prévisions utilisés lors de l'optimisation sont exacts, il est certain que le résultat optimal calculé par la gestion de l'énergie sera reproduit dans la réalité. Par analogie avec le cas d'un seul système de stockage, une mise à jour du plan de production impliquera une nouvelle répartition optimale selon la part de la puissance totale fournie par chaque système de stockage dans le nouveau plan de production. Toutefois, il peut arriver que la limite de puissance d'un système de stockage soit dépassée par la consigne qui lui est attribuée. Pour tenir compte de cette limitation, le système de gestion de

la puissance peut maintenir un tableau de la répartition optimale en fonction de la puissance totale sollicitée de tous les systèmes de stockage. Le tableau peut alors être mis à jour chaque fois qu'un système de stockage atteint ses limites de puissance de manière inattendue. Le calcul d'un tel tableau relève d'un problème d'optimisation. Puisque le nombre d'opérations de calcul nécessaire pour la solution de ce problème n'est pas connu à l'avance, la mise à jour du tableau doit être effectuée à une fréquence plus faible que celle du contrôle rapproché. Ainsi, le contrôle de la puissance d'un ensemble de systèmes de stockage rend incertaine la distinction entre le fonctionnement en temps réel pour la gestion de la puissance et l'optimisation hors-ligne pour la gestion de l'énergie. Ce cas est traité en détail dans la section E.IV.

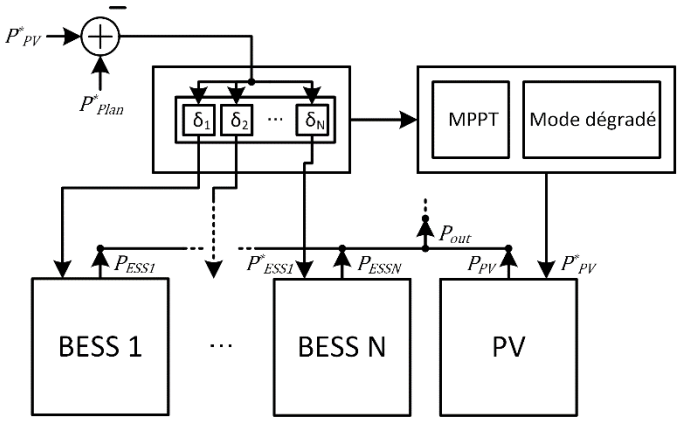


Figure 86. Gestion de la puissance pour une centrale avec multiples systèmes de stockage

IV. Gestion d'énergie

La gestion de l'énergie de la centrale comprend toutes les prises de décision concernant l'utilisation des ressources photovoltaïques et des systèmes de stockage au cours des périodes futures [Pol13] [Gri12] [Kus15] [Li14] [Rat13] [Rahi14] [Luu15]. Cette planification remplit deux fonctions dans l'exploitation de la centrale :

1. Elle détermine le niveau approprié des engagements à prendre par l'exploitant en termes d'énergie vendue, du plan de production annoncé au responsable du système, et des services système offerts au réseau,
2. Elle détermine les plans de production ou d'utilisation de tous les éléments de la centrale qui assurent que les engagements pris par l'exploitant puissent être respectés ;

La planification est une tâche complexe à cause de la multitude de solutions possibles pour un état donné du système. Elle doit tenir compte des incertitudes, notamment concernant la production renouvelable, la charge électrique et les éventuels appels de réserve. En conséquence, les algorithmes de planification sont généralement coûteux en termes de capacité de calcul et durent un temps incertain. Pour cette raison, la gestion d'énergie sort du cadre de l'opération en temps réel et s'effectue hors-ligne, avant la période d'opération considérée, et avec un délai suffisant pour permettre le déroulement correct et complet des algorithmes mis en jeu. Puisque la planification définit les engagements pris par l'utilisateur sur les différents marchés d'énergie et de services système, elle doit respecter leurs horaires de clôture [EPE16]. Dans le cas d'une opération sous contrat de tarifs d'achat, des délais similaires s'appliquent pour l'annonce du plan de production au responsable du système électrique [CRE11]. Puisque la qualité des prévisions disponibles s'améliore lors qu'on s'approche de la période d'opération planifiée, plusieurs itérations de la planification sont souvent exécutées, notamment avant chaque prise de décision de participation à un marché. Finalement, l'amélioration des prévisions et l'imprécision des modèles utilisés dans les itérations précédentes de planification signifient que le plan de production peut souvent être révisé après que les engagements ont été pris, afin de limiter l'ampleur des éventuelles pénalités ou d'atteindre un état plus favorable compte tenu de nouvelles prévisions ou de l'évolution réelle observée de l'état du système. Comme évoqué

Tableau 6. Résumé des règles des marchés Day-Ahead et Intraday de l'EPEX pour la France et l'Allemagne [Krug16] [EPE16]

	Day-Ahead		Intraday	
	France	Allemagne	France	Allemagne
Procédure	Enchère journalière	Enchère journalière	Marché continu	Enchère journlière / marché continu
Durée des contrats	1 h	1 h	1 h	1 h / 15 min
Incrément des offres	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW
Horaires de clôture	12 h 00	12 h 00	30 min avant la livraison	30 min avant la livraison

dans la section III ceci concerne en particulier les déviations de l'état de charge d'un système de stockage par rapport à son état de charge prévu par la planification. En conséquence, la gestion de l'énergie agit, sur plusieurs échelles de temps et à plusieurs instants discrets dans le cycle de fonctionnement d'une centrale, et ce, pour définir les consignes qui sont utilisées dans la gestion de puissance. Dans les sections suivantes, les facteurs les plus importants qui portent sur la planification sont repris dans le cas d'une commercialisation de la centrale aux marchés d'énergie, aux marchés des services système, dans le cadre d'un appel d'offres avec un tarif d'achat, ainsi que pour la révision du plan de production dans la planification infra-journalière.

IV.1. Planification de la participation aux marchés d'énergie

Le processus de libéralisation du secteur électrique, sous-tendu par les directives de la commission européenne qui envisagent un marché commun européen de l'électricité [EC0972], a mené à la création de marchés de gros de l'électricité, souvent sous forme de bourse, dans presque tous les pays de l'UE, où les fournisseurs d'électricité peuvent procurer des producteurs l'énergie vendue à leurs clients à des prix compétitifs. Un processus analogue a eu lieu dans d'autres grands pays industrialisés, tels que les Etats-Unis [NAV03]. Les marchés de gros de l'électricité étaient, par le passé, le domaine des grandes centrales thermiques, telles que les centrales nucléaires, à gaz ou à charbon, et hydroélectriques. Une plus grande flexibilité des règles, une augmentation de la taille des centrales renouvelables installées, et l'apparition du rôle d'agrégateur les a rendus accessible à la participation de centrales renouvelables.

Les marchés de gros de l'électricité se subdivisent selon le type de contrat en contrat « forward », où la date de livraison est future, et contrat « spot », généralement avec livraison le jour même. En outre, on distingue les contrats bilatéraux (over-the-counter) et les contrats négociés en bourse. EPEXSPOT regroupe les bourses d'électricité en Allemagne, en France, en Autriche et en Suisse [EPE16]. Ses bourses offrent deux types de marché, le marché Day-Ahead, dans lequel les participants vendent et achètent des contrats d'énergie électrique à échéance fixée pour le lendemain, et les marchés Intraday, qui offrent des contrats à échéance le jour même de la transaction. Le tableau 6 récapitule les règles les plus importantes des marchés Day-Ahead et Intraday de la France et de l'Allemagne les deux pays les plus grands de l'UE. Comme l'indique le tableau, la clôture des marchés Day-Ahead a lieu chaque jour à midi. La gestion d'énergie d'une centrale, qui offre de l'énergie sur ce type de marchés, doit alors prévoir une planification d'une journée entière avant midi la veille de l'opération. Le

moment auquel la planification est lancée est choisi en fonction du temps d'exécution nécessaire. De manière similaire, une itération du marché Intraday se termine toutes les demi-heures avant la livraison physique de l'énergie. Ceci permet à la centrale de corriger ses engagements pris la veille au marché Day-Ahead par une nouvelle planification, ainsi que la vente d'énergie supplémentaire ou le rachat d'énergie en cas de surestimation de ses ressources. La décision, si une planification est effectuée toutes les demi-heures dépendra des besoins de la centrale. On voit ici que la complexité de la planification la veille peut excéder celle de la planification infra-journalière, car les intervalles de temps disponibles pour le calcul sont plus importants. Un autre aspect important est la liquidité du marché et la confiance dans les prévisions du prix qui sont généralement plus faibles dans les marchés Intraday que dans les marchés Day-Ahead. Ceci encourage la vente d'énergie par la centrale au marché Day-Ahead, bien que les prévisions d'énergie disponible soient meilleures en planification infra-journalière. L'ensemble des règles présentées dans le tableau 6 impacte les contraintes sous lesquelles la planification est réalisée [Krug16]. Cette problématique sera plus largement discutée dans la section E.II.1.

La vente ou l'achat d'énergie sur les marchés de l'électricité crée un engagement du type plan de production, c'est-à-dire que l'exploitant s'engage à injecter la puissance correspondant au solde de l'énergie vendue et de l'énergie achetée pour la durée du contrat. Le maintien du niveau de puissance pendant toute la durée de ce créneau horaire est important pour la stabilité du réseau électrique puisqu'un déséquilibre peut causer des variations de fréquence à une échelle de temps significativement moins importante que les blocs horaires de la plupart des transactions [Ske08]. Cette problématique est prise en compte dans le dispositif du responsable d'équilibre. Un responsable d'équilibre agit sur un périmètre d'équilibre comprenant des éléments d'injection et de soutirage. Il s'engage vis-à-vis du responsable du système, i.e. le gestionnaire du réseau de transmission, à maintenir l'équilibre entre la puissance injectée par tous les éléments d'injection et celle soutirée par tous les éléments de soutirage [RTE16]. Dans le cas le plus simple, une centrale photovoltaïque constitue par elle-même un périmètre d'équilibre. La centrale physique est alors caractérisée comme un élément d'injection, tandis que la quantité d'énergie vendue à la bourse est considérée comme un élément de soutirage. Le bilan du périmètre d'équilibre est évalué par le responsable du système par le décompte de l'énergie à un pas plus fin que celui des engagements aux marchés. Dans la réalité du réseau électrique public en France, le pas d'évaluation est de 30 min [RTE216], tandis que celui du système allemand est de 15 min [Cons14]. En général, on considère qu'une déviation du plan de production engagé par l'exploitant implique des coûts, par exemple sous forme du prix de l'énergie d'ajustement [RTE216] [Cons14].

IV.2. Planification de la participation aux services système

Certaines actions réalisées par les centrales connectées au réseau en vue de soutenir le fonctionnement sûr du réseau sont considérées comme services système. En tant que services, elles font l'objet de contrats entre le gestionnaire du réseau et les exploitants des centrales, et sont rémunérées selon les règles relatives aux services système [Ssy16] [Trans07]. Les deux services qui donnent le plus souvent droit à une rémunération sont l'approvisionnement de réserves pour le réglage de fréquence et l'injection de puissance réactive pour le réglage de tension. Les règles pour la participation aux services système diffèrent suivant les pays. Pour certains services, la participation est obligatoire pour des catégories particulières de centrales, comme c'est le cas pour le réglage de fréquence primaire et secondaire en France [Ssy16]. Pour d'autres, il existe des marchés monopsomes où le gestionnaire du réseau procure les services nécessaires aux participants du marché à un prix compétitif. Le marché de réserve tertiaire en France, appelé marché d'ajustement, en est un exemple [RTE16]. La fourniture de puissance réactive lors du réglage de tension n'est généralement pas organisée sous forme de marché, car l'efficacité de son usage dépend de la localisation de la centrale. Dans la suite, seule la réserve en puissance active est considérée. Selon le schéma conseillé par le réseau européen des gestionnaires de systèmes de transmission pour l'électricité (ENTSO-E) [UCT07], elle est divisée en trois types : la réserve primaire, secondaire et tertiaire. Le réglage primaire est réalisé directement par le contrôle des centrales et agit de manière décentralisée en augmentant la puissance injectée des sites d'injection en réponse à une baisse de la fréquence du réseau. De cette façon, il donne un coup d'arrêt à une chute de fréquence suite à une perturbation de l'équilibre entre production et consommation. Sous le régime du réglage secondaire, des consignes actualisées sont envoyées aux centrales participantes afin de rétablir la fréquence nominale du réseau. Le réglage tertiaire remplace la puissance fournie par les centrales lors du réglage secondaire par la production d'autres centrales, généralement moins onéreuses. Le tableau 7 récapitule les règles principales de ces trois types de réglage de fréquence en France et en Allemagne.

La participation au réglage de fréquence crée une obligation du type réserve pour l'exploitant de la centrale. Il doit concevoir son plan de production de façon à laisser une marge suffisante pour être en mesure de répondre à un appel à la réserve. Ce principe est schématisé dans la

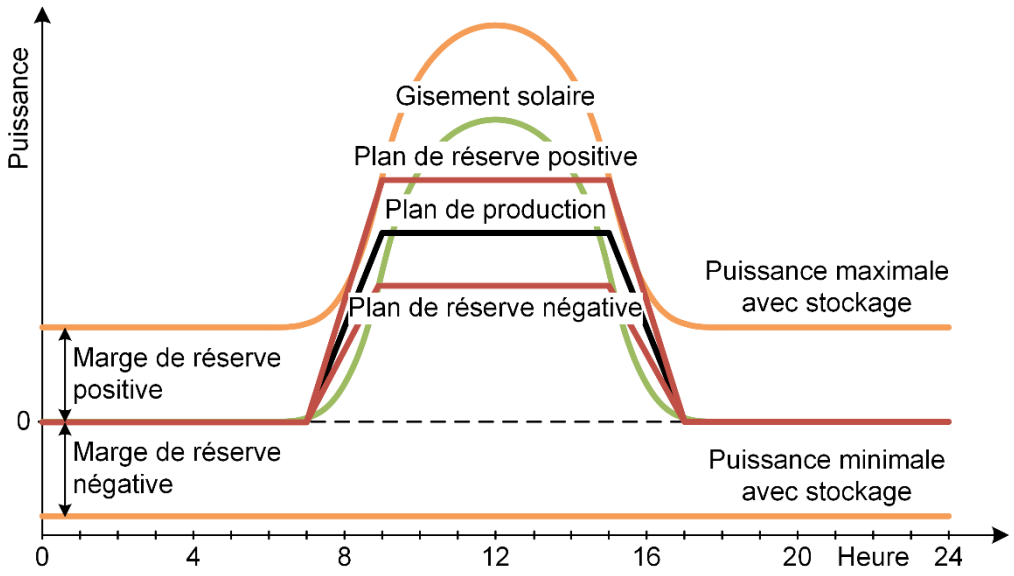


Figure 87. Schéma de la participation aux réserves de puissance par la centrale photovoltaïque avec stockage. Les limites de puissance ne tiennent pas compte de l'évolution de l'état de charge.

Tableau 7. Résumé des règles des services système en France et en Allemagne [Krug16] [Ssy16] [RTE16] [Trans07] [Cons14].

	France			Allemange		
	Primaire	Secondaire	Tertiaire	Primaire	Secondaire	Tertiaire
Volume minimale	1 MW	1 MW	10 MW*	1 MW	5 MW	5 MW
Incrément des offres	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW
Participation	Obligation	Obligation	Marché	Marché	Marché	Marché
Durée de l'obligation	Permanent	Permanent	30 min	1 semaine	1 semaine†	4 h
Offre Symétrique	Oui	Oui	Non	Oui	Non	Non
Service rémunéré	Capacité	Capacité et Energie	Energie	Capacité	Capacité et Energie	Capacité et Energie
Rémunération	Fixe	Fixe	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Temps de réponse	30 s	~8 min**	13 min	30 s	5 min	15 min
Durée minimale de disponibilité	15 min	-††	Durée de l'offre	15 min	4 h	Durée de l'offre

*Un nombre limité de participants ont le droit de faire des offres entre 1 MW et 10 MW dans le marché de réserve tertiaire en France

†Les offres dans le marché de réserve secondaire en Allemagne sont divisées en heures creuses et heures pleines.

**La performance dans la fourniture de réglage secondaire est contrôlée par un signal de téléréglage ayant une pente définie deavec une constante de temps de l'erreur de traînage tolérée de 60 s.

††La réserve secondaire doit être fournie pendant toute la période pendant laquelle elle est programmée, sauf écart supérieure à 200 mHz pendant plus de 15 min.

figure 87. L'incertitude concernant la fréquence et la durée des appels réellement rencontrés au cours du fonctionnement influence son traitement lors de la gestion d'énergie [Krug16].

IV.3. Planification de la production dans le cadre d'un appel d'offres de la CRE

En parallèle avec la libéralisation des marchés d'électricité en Europe, les pays de l'Union Européenne ont initié des réformes pour promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables dans la génération de l'électricité [EC0928]. Cet engagement se reflète dans les textes législatifs nationaux qui établissent des régimes de soutien aux énergies renouvelables [EEG14] [LOI15]. En conséquence, la rémunération de la production photovoltaïque dans des régimes de tarifs d'achat fixe est devenue un modèle économique important pour les centrales photovoltaïques [Leg12] [Sar13]. En France, la loi relative à la transition énergétique [LOI15] stipule l'organisation d'appels d'offres pour le développement de centrales photovoltaïques de taille conséquente sur le territoire français. Les modalités de ces appels d'offres sont déterminées par la commission de régulation de l'énergie (CRE).

Un nombre important de centrales photovoltaïques en France ont été construites dans le cadre d'un appel d'offres de la CRE. Ces centrales obtiennent généralement un tarif d'achat fixe par kWh d'énergie électrique injectée au réseau. Toutefois, les appels d'offres imposent des conditions, concernant le fonctionnement de la centrale, qui doivent être prises en compte dans la gestion d'énergie. Ces conditions incluent l'engagement de l'exploitant à respecter un plan de production. Par exemple, dans l'appel d'offre de la CRE [CRE11], le plan de production doit respecter une forme trapézoïdale dont les paramètres sont communiqués au gestionnaire du réseau la veille de l'opération. Dans l'appel d'offre [CRE10], seulement le niveau de production pendant la pointe du soir est fixé. En somme, l'exploitant de la centrale assume des obligations du type plan de production, comme dans les transactions aux marchés d'énergie, dont le non-respect entraîne des pénalités. Ces pénalités peuvent être proportionnelles à l'énergie non-produite, ou basées sur un forfait de la rémunération complète d'une journée en cas de violation des marges de tolérance [CRE11], ou une fonction quadratique de la déviation du plan de production [CRE10]. En plus, les appels d'offres peuvent exiger la participation aux services système. En conséquence, ils créent également des obligations du type réserve.

IV.4. Planification infra-journalière et prévisions

La planification de l'opération se base sur la prévision des ressources photovoltaïques disponibles, de la charge électrique, et dans le cas de la vente aux marchés, des prix de l'électricité. Ces facteurs sont soumis à des variations stochastiques et difficilement prévisibles. Leur prévision est un champ à part entière des activités de recherche [Gio14] [Liu15] [Tuo15]. En général, les erreurs de prévision de la source photovoltaïque sont considérables la veille de l'opération malgré les efforts engagés pour en améliorer la fiabilité. Par exemple [Gio14] affiche une erreur autour de 20 % pour la prévision par réseau de neurones avec un horizon de 24 h. C'est pourquoi le fonctionnement réel de la centrale, qui est régi par le contrôle de la puissance, peut dévier significativement de ce qui était au moment de la prise de décision. Une autre cause de déviation se trouve dans l'imprécision des modèles utilisés pour prévoir l'opération dans les algorithmes de planification. Comme décrit dans la section III, la gestion de puissance à pour objet d'appliquer le plan de production. Les écarts entre les ressources photovoltaïques prévues et réellement observées sont alors comblés par le système de stockage qui change son plan de charge et de décharge pendant l'opération. Ainsi, l'état de charge du système de stockage peut différer de l'état prévu dans la planification, qui était nécessaire pour assurer le respect du plan de production pour la suite de la période d'opération. Une erreur dans le modèle du système utilisé dans la planification a le même effet.

Puisque la fiabilité des prévisions de la production photovoltaïque augmente lorsque l'horizon temporel diminue [Gio14] [Tuo15], il est utile de recaler le plan de production initialement établi au vu des prévisions mises à jour et de l'observation de l'état de charge réel des systèmes de stockage. Ainsi, le plan peut être ajusté pour garantir un minimum de pénalités pendant la période restante. La planification est alors exécutée pour une période plus longue que l'intervalle jusqu'à sa prochaine itération. Ce principe est connu comme planification à fenêtre de temps glissante (« Rolling Horizon Planning »)[Sil15] [Set91].

E. OPTIMISATION DE LA GESTION

L'ensemble de la gestion d'énergie et une partie de la gestion de puissance se résument à déterminer le niveau optimal des engagements pris par l'exploitant vis-à-vis de ses contractants au marché ou du gestionnaire du système électrique, et les plans d'opération pour tous les éléments de la centrale, de façon à maximiser le gain pour l'exploitant. Les méthodes d'optimisations représentent l'outil approprié pour résoudre cette tâche. Dans cette section, les méthodes d'optimisation utilisées dans le contexte de l'optimisation de la gestion sont introduites. Une formulation mathématique des objectifs et contraintes est développées. La solution de cas d'études est présentée, ce qui permet de construire l'ensemble de la hiérarchie du système de gestion.

I. Méthodes d'optimisation

Le choix de la méthode utilisée pour résoudre un problème d'optimisation détermine la qualité de la solution et le temps de calcul nécessaire. Ce choix dépend de la structure de la fonction objectif et des contraintes du problème. Celle-ci est une conséquence directe de la modélisation mathématique du système et de l'opérationnalisation des préférences de l'utilisateur. En général, la modélisation elle-même exige un compromis entre la précision et la simplicité du modèle. Un problème d'optimisation avec un modèle très complet et précis nécessite le plus souvent l'utilisation de méthodes génériques pour sa solution. De telles méthodes sont souvent plus exigeantes en capacité de calcul. Par contre, une modélisation simplifiée peut permettre l'utilisation d'algorithmes moins lourds, mais compromet l'optimalité de la solution afin de pouvoir garantir, la robustesse de la méthode d'optimisation, la convergence et un temps maximal de calcul ou de trouver au moins une solution acceptable. Dans la suite, la formulation générale des problèmes d'optimisation est présentée, puis les méthodes les plus importantes pour la gestion d'énergie des systèmes de stockage sont exposées : la programmation linéaire et linéaire-mixte ainsi que la programmation dynamique.

I.1. Problème général d'optimisation

Un algorithme d'optimisation recherche une solution $\vec{x}^*$ au problème général d'optimisation

$$\min_{\vec{x}\in\Omega} f(\vec{x}) \tag{148}$$

où $f(\vec{x})$ est la fonction objectif qui représente le coût d'une solution donnée, $\vec{x}$ est le vecteur de variables d'optimisation qui peuvent être contrôlées par l'utilisateur et Ω l'espace des solutions admissibles. Par exemple, dans le cas de la gestion d'énergie d'une centrale, f peut représenter le solde (négatif) des coûts et gain du fonctionnement, $\vec{x}$ contient les consignes de puissance de tous les éléments de la centrale et Ω est défini par les limites de fonctionnement sûr des composants.

Tout problème d'optimisation peut être reformulé sous la forme (148). Si le problème est initialement défini comme un problème de maximisation d'une fonction d'utilité f^+, il suffit de le récrire comme minimisation de la fonction $f = -f^+$. Les algorithmes d'optimisation présument généralement une définition de l'espace de solutions Ω en termes de fonctions de contraintes d'inégalités $\vec{g}(\vec{x})$ et de contraintes d'égalités $\vec{h}(\vec{x})$. La formulation d'un problème général non-linéaire d'optimisation est alors donnée par [Noc99]

$$\begin{gathered}\min f(\vec{x}) \\ \vec{g}(\vec{x}) \leq 0 \\ \vec{h}(\vec{x}) = 0 \\ \vec{x} \in \mathbb{R}^n,\ \vec{g}: \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^p,\ \vec{h}: \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^q\end{gathered} \tag{149}$$

Les égalités et inégalités dans (149) sont interprétées élément par élément. On sous-entend généralement la continuité des fonctions f, $\vec{g}$ et $\vec{h}$. Dans le cas contraire, le problème est normalement défini sous forme d'un problème non-linéaire à nombres entiers

$$\begin{gathered}\min f(\vec{x}, \vec{b}) \\ \vec{g}(\vec{x}, \vec{b}) \leq 0 \\ \vec{h}(\vec{x}, \vec{b}) = 0 \\ \vec{x} \in \mathbb{R}^n,\ \vec{b} \in \{0; 1\}^m\end{gathered} \tag{150}$$

Les fonctions f, $\vec{g}$ et $\vec{h}$ sont ici des fonctions continues qui dépendent de variables binaires $\vec{b}$. Cette classe de problème est généralement traitée par une séparation en deux niveaux [Bra77]. Un problème combinatoire est formulé pour déterminer la combinaison de valeurs des variables binaires [Kor02]. Pour le résoudre et déterminer les valeurs optimales des variables continues, un sous-problème de la forme (149) est généré et résolu pour toute combinaison pertinente en figeant leurs valeurs. Cette approche sera exposée plus en détails dans la section I.3 concernant la programmation linéaire-mixte.

Dans les applications réelles, seule une faible partie des problèmes rencontrés sous forme (149) peut être résolue analytiquement. Dans le cas général, des algorithmes numériques sont utilisés qui cherchent de manière itérative à améliorer une solution actuelle $\vec{x}_k^+$ pour approximer la solution $\vec{x}^*$ en suivant le schéma

1. A partir des suites de vecteurs de variables évalués $\{\vec{x}_i\}_{i=0}^k$ et de leurs évaluations $\{f_i = f(\vec{x}_i)\}_{i=0}^k$, $\{\vec{g}_i = \vec{g}(\vec{x}_i)\}_{i=0}^k$ et $\left\{\vec{h}_i = \vec{h}(\vec{x}_i)\right\}_{i=0}^k$, construire un nouveau candidat de solutions $\vec{x}_{k+1}$ et évaluer les valeurs de la fonction objectif $f(\vec{x}_{k+1})$, et des contraintes $\vec{g}(\vec{x}_{k+1})$ et $\vec{h}(\vec{x}_{k+1})$.
2. Si $\vec{g}(\vec{x}_{k+1}) \leq 0$ et $\vec{h}(\vec{x}_{k+1}) = 0$
    a. Si aucune solution actuelle $\vec{x}_k^+$ existe, choisir $\vec{x}_{k+1}^+ = \vec{x}_{k+1}$
    b. Si une solution actuelle $\vec{x}_k^+$ existe
        i. Si $f(\vec{x}_{k+1}) \leq f(\vec{x}_k^+)$, choisir $\vec{x}_{k+1}^+ = \vec{x}_{k+1}$
        ii. Si $f(\vec{x}_{k+1}) > f(\vec{x}_k^+)$, choisir $\vec{x}_{k+1}^+ = \vec{x}_k^+$
3. Evaluer les critères d'arrêt de l'algorithme. Si un d'eux est rempli, l'algorithme s'arrête avec la solution actuelle, sinon, retourner à 1.

Les critères d'arrêt des algorithmes portent le plus souvent sur le changement de la valeur objectif, sur les valeurs des fonctions de contraintes d'une nouvelle solution par rapport à la solution actuelle ou sur la distance du nouveau vecteur candidat par rapport à son prédécesseur. Pour des raisons pratiques, le nombre d'itérations est souvent aussi limité. Au vu de la précision limitée d'un calcul numérique, les tests des contraintes dans la 2ème étape incluent normalement une certaine tolérance. Les algorithmes d'optimisation conventionnels construisent leur nouveau candidat $\vec{x}_{k+1}$ depuis un candidat déjà évalué x_i, $i \in \{0 \dots k\}$ en choisissant une direction de recherche $\vec{\Delta}$ et une longueur du déplacement α [Noc99]

$$\vec{x}_{k+1} = \vec{x}_i + \alpha \cdot \vec{\Delta} \tag{151}$$

On distingue deux grands groupes d'algorithmes [Noc99]

1. Les *algorithmes de recherche linéaire*, tels que l'algorithme à direction de descente et les algorithme de Newton : ils détermine d'abord la direction de recherche et continuent par une recherche le long de cette direction en variant la longueur α jusqu'à ce qu'un point soit trouvé qui remplisse des critères d'arrêt de la recherche linéaire, par exemple la règle de Wolfe ou de Goldstein.
2. Les *algorithmes à régions de confiance* procèdent dans un ordre inverse, car ils établissent d'abord la région de confiance dans laquelle la fonction objectif peut être représentée par une approximation polynomiale de faible ordre. Ainsi ils figent le déplacement maximal avant de calculer le minimum de la fonction d'approximation dans la région de confiance.

Les algorithmes d'optimisation sous contraintes utilisent le plus souvent le Lagrangien $\mathcal{L}$ d'un problème d'optimisation sous la forme (149) [Noc99]

$$\mathcal{L}(\vec{x}, \vec{\lambda}_{neq}, \vec{\lambda}_{eq}) = f(\vec{x}) + \vec{\lambda}_{neq}{}^{T} \cdot \vec{g}(\vec{x}) + \vec{\lambda}_{eq}{}^{T} \cdot \vec{h}(\vec{x}). \tag{152}$$

Les variables $\vec{\lambda}_{neq} \in \mathbb{R}^p$ et $\vec{\lambda}_{eq} \in \mathbb{R}^q$ sont appelées multiplicateurs de Lagrange. Le Lagrangien permet de formuler de manière succincte les conditions nécessaire qu'un point $\vec{x}^*$, λ^*_{neq}, λ^*_{eq} soit un minimum local de la fonction f dans l'espace de solutions défini par $\vec{g}$ et $\vec{h}$ [Noc99]

$$\begin{gathered}
\nabla_x \mathcal{L}(\vec{x}^*, \vec{\lambda}^*_{neq}, \vec{\lambda}^*_{eq}) = 0 \\
\vec{g}(\vec{x}^*) \leq 0 \\
\vec{h}(\vec{x}^*) = 0 \\
\vec{\lambda}^*_{neq} \geq 0 \\
\lambda^*_{neq,i} \cdot g_i(\vec{x}^*) = 0, \forall i = 1 \dots p \\
\lambda^*_{eq,i} \cdot h_i(\vec{x}^*) = 0, \forall i = 1 \dots q
\end{gathered} \tag{153}$$

Les conditions (153), appelées conditions de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), ne sont pas souvent vérifiées dans la pratique, mais elles présentent un outil théorique important. Si les gradients des contraintes d'inégalité $\nabla g_{neq,i}$, $i = 1 \dots p$, dont les multiplicateurs de Lagrange sont non-nuls (inégalités actives), sont linéairement indépendants, les vecteurs de multiplicateurs $\vec{\lambda}^*_{neq}$ et $\vec{\lambda}^*_{eq}$ qui remplissent les conditions (153) sont uniques [Noc99]. Les conditions KKT sont des conditions nécessaires, mais avec l'indépendance linéaire des gradients des inégalités actives, et des conditions supplémentaires du deuxième ordre, elles forment des conditions suffisantes pour un optimum local[Noc99]. Un résultat important est le fait que les conditions KKT sont des conditions suffisantes d'optimalité pour un problème d'optimisation convexe, c'est-à-dire un problème de la forme (149) dont la fonction objectif est convexe, les fonctions $\vec{h}$ sont affines et les fonctions $\vec{g}$ sont convexes [Noc99].

I.2. Programmation linéaire

La programmation linéaire [Dan97] [Dan03] traite une classe particulière de problème d'optimisation convexe, dont la fonction objectif et toutes les fonctions de contraintes sont linéaires

$$\begin{gathered}\min_{\vec{x}} \vec{f}^T \cdot \vec{x}, \vec{f}, \vec{x} \in \mathbb{R}^n \\ A_{eq} \cdot \vec{x} = \vec{b}_{eq}, A_{eq} \in \mathbb{R}^{p \times n}, \vec{b}_{eq} \in \mathbb{R}^p \\ A_{neq} \cdot \vec{x} \leq \vec{b}_{neq}, A_{neq} \in \mathbb{R}^{q \times n}, \vec{b}_{neq} \in \mathbb{R}^q\end{gathered} \tag{154}$$

La solution des problèmes d'optimisation linéaire est obtenue plus facilement que celle des problèmes non-linéaires. Des algorithmes existent qui trouvent une solution du problème linéaire sou contraintes en temps polynomial ou prouvent qu'une telle solution n'existe pas [Dan97] [Kha80] [Kar84]. Deux classes de méthodes regroupent les algorithmes les plus populaires. Toutes les deux peuvent être caractérisées comme méthodes de recherche linéaire :

1. Les algorithme basés sur l'algorithme du simplexe de Dantzig se fondent sur l'idée que les contraintes linéaires définissent un polytope convexe dans le $\mathbb{R}^n$. Si une solution existe, elle se trouve à un sommet de ce polytope. L'algorithme du simplexe progresse en évaluant un sous-ensemble des sommets. Il passe d'un sommet de l'enveloppe convexe à un sommet voisin en réduisant toujours la valeur objectif
2. Au contraire, les algorithmes des points intérieurs construisent une suite de points à l'intérieur de l'espace admissible suivant une direction de descente de la fonction objectif tout en gardant une distance appropriée de ses bornes à chaque itération.

Une description détaillée de ces algorithmes peut être trouvée dans [Dan97]. Un grand nombre d'implémentations commerciales et non-commerciales performantes existe pour ces types d'algorithme. La complexité polynomiale des algorithmes les plus performants pour la solution des problèmes linéaires implique que le temps de calcul pour la solution d'un problème de dimensions importantes peut souvent être réduit, si on peut le reformuler sous forme linéaire.

I.3. Programmation linéaire-mixte à nombres entiers

La programmation linéaire-mixte à nombre entiers est une classe importante de problème non-linéaire. Sa structure est dominée par le fait que toutes les fonctions continues définissant les contraintes, ainsi que la fonction objectif, sont linéaires. Toutefois, un sous-ensemble des variables d'optimisation sont contraintes à prendre des valeurs entières

$$\begin{gathered}\min_{\vec{x}} \vec{f}^T \cdot \vec{x}, \vec{f} \in \mathbb{R}^n \\ A_{eq} \cdot \vec{x} = \vec{b}_{eq}, A_{eq} \in \mathbb{R}^{p \times n}, \vec{b}_{eq} \in \mathbb{R}^p \\ A_{neq} \cdot \vec{x} \leq \vec{b}_{neq}, A_{neq} \in \mathbb{R}^{q \times n}, \vec{b}_{neq} \in \mathbb{R}^q \\ \vec{x} = \begin{pmatrix} \vec{x}_c \\ \vec{x}_i \end{pmatrix}, \vec{x}_c \in \mathbb{R}^{n-m}, \vec{x}_i \in \mathbb{Q}^m\end{gathered} \tag{155}$$

Le traitement de problèmes de la forme (155) est complexe. Dans le cas où les variables entières $\vec{x}_i$ sont limitées, on peut représenter le problème sous forme d'un problème linéaire à nombres binaires (voir l'Annexe A)

$$
\begin{gathered}
\min_{\vec{x}} \vec{f}^T \cdot \vec{y}, \vec{f} \in \mathbb{R}^n \\
A_{eq} \cdot \vec{y} = \vec{b}_{eq}, A_{eq} \in \mathbb{R}^{p \times n}, \vec{b}_{eq} \in \mathbb{R}^p \\
A_{neq} \cdot \vec{y} \leq \vec{b}_{neq}, A_{neq} \in \mathbb{R}^{q \times n}, \vec{b}_{neq} \in \mathbb{R}^q \\
\vec{y} = \begin{pmatrix} \vec{x} \\ \vec{b} \end{pmatrix}, \vec{x} \in \mathbb{R}^{n-m}, \vec{b} \in \{0; 1\}^m
\end{gathered} \tag{156}
$$

Le problème (156) peut être résolu en temps fini par énumération de toutes les combinaisons possibles des valeurs dans le vecteur de variables binaires $\vec{b}$. Pour chaque combinaison, les variables binaires seraient alors contraintes à une valeur fixe et le problème linéaire résultant serait résolu. Néanmoins, une énumération des solutions du problème combinatoire n'est praticable que pour les problèmes de très faible taille à cause de la croissance exponentielle du nombre de combinaisons possibles avec le nombre de variables binaires.

Toutefois, plusieurs algorithmes génériques existent pour résoudre les problèmes du type (156) de manière plus efficace. Le plus connu est l'algorithme « branch-and-bound » [Bra77] [Lan60] qui divise le problème en deux niveaux. Dans le problème maître, l'algorithme cherche la solution du problème combinatoire qui consiste à trouver le vecteur des valeurs binaires $\vec{b}^*$ qui correspond à la solution $\vec{y}^*$ de (156). L'algorithme crée un arbre de décision qui représente un problème linéaire dans chaque nœud. A la racine, se trouve le problème relaxé par rapport à toutes les contraintes de binarité, c'est-à-dire que l'ensemble des contraintes $\vec{b} \in \{0; 1\}^m$ est remplacé par les contraintes $0 \leq \vec{b} \leq 1$. Les explications du reste de cette section sont principalement basées sur [Bra77], [Kor02] et [Lan60]

Dès qu'un nœud a été créé, le problème linéaire associé à ce nœud actuel est résolu en utilisant une des méthodes mentionnées dans la section I.2. Si une solution est trouvée, sa valeur objectif représente la limite inférieure (lower bound) de la branche associée au nœud Puis, deux nouveaux nœuds sont créés (branching). Les problèmes linéaires associés à ces nœud sont identiques au problème du nœud « parent » dans toutes les contraintes sauf une. La contrainte qui change est associée à l'index $i \in \{1 \dots m\}$ d'une variable binaire du problème original qui est encore relaxée dans le nœud actuel. Dans le premier nœud « enfant », cette variable est alors figée à la valeur $b_i = 0$, dans le deuxième à la valeur $b_i = 1$. En descendant l'arbre de décision depuis sa racine, les contraintes deviennent ainsi toujours plus restrictives. Ceci implique que l'espace de solution d'un nœud enfant est toujours compris dans l'espace de solutions de son nœud parent et que la valeur objectif d'une solution éventuellement trouvée ne peut être inférieure à (meilleure que) la valeur objectif d'une solution trouvée dans un nœud parent. En plus, si l'espace de solutions d'un nœud s'avère vide, l'espace de solution de tous ces descendants sera vide, lui aussi.

Ces considérations limitent en pratique la partie de l'arbre de décision qui doit réellement être parcourue, car il n'est pas nécessaire de poursuivre la branche d'un nœud dont l'espace de solution est vide. Un autre mécanisme de réduction de l'arbre se base sur des solutions intégrales candidates connues. On nomme ainsi la solution y^+ d'un problème linéaire dans lequel toutes les variables du vecteur $\vec{b}$ ont été figées à une valeur binaire et qui présente la solution avec la valeur objectif minimale de toutes les solutions connues de tels problèmes. Dès qu'une solution intégrale candidate est connue, sa valeur objectif constitue la limite supérieure (« upper bound ») pour tous les nœuds de l'arbre. Un nœud dont le problème linéaire a pour solution une valeur objectif supérieure à la valeur de la solution intégrale candidate peut être écarté et sa branche ne doit plus être développée.

Les algorithmes du type « branch-and-bound » sont largement répandus dans les solutions commerciales et non-commerciales de solveur d'optimisation. Ils varient considérablement dans les détails de l'implémentation et leurs performances. En particulier, l'ordre dans lequel les nœuds de l'arbre de décision sont développés et le choix de la variable binaire à figer influence le déroulement de l'algorithme. Ici, on peut distinguer deux stratégies archétypiques :

1. La stratégie de recherche en profondeur consiste d'abord à développer la branche la plus prometteuse laquelle produit encore des solutions au problème linéaire relaxé. Ceci veut dire qu'un nœud enfant du nœud actuel qui a encore une chance de produire une solution est évalué, avant que les nœuds potentiels dans la branche parallèle au nœud actuel soient développés. Cette recherche en profondeur (« depth search ») mène souvent plus vite à une première solution intégrale candidate du problème initial au détriment de la compétitivité de cette première solution.
2. La stratégie de recherche en largeur (« width search ») utilise des critères heuristiques pour déterminer le nœud le plus prometteur à développer. Souvent le nœud enfant du nœud ayant la valeur objectif la plus basse est choisi. Une telle stratégie assure que la première solution intégrale rencontrée soit déjà « bonne », mais oblige souvent l'algorithme à remonter l'arbre de décision et évaluer beaucoup de nœuds au même niveau dans des branches parallèle avant de trouver une solution.

Une grande variabilité d'autres stratégies et de stratégies hybrides existent. En particulier, le comportement de l'algorithme au début est souvent choisi plus proche de la recherche en profondeur, parce qu'une première solution intégrale permet d'obtenir une première limite supérieure de la valeur objectif qui permet de réduire considérablement le nombre de nœuds qui seront considérés par la suite. Quand l'algorithme a déjà progressé et recherche la solution optimale parmi un nombre de solutions déjà connues, une recherche en largeur est souvent plus appropriée pour assurer que chaque nouvelle solution intégrale réduise de manière significative la limite supérieure et pour éviter le développement complet d'un grand nombre de branches aux solutions finales de valeurs objectif comparables. Des heuristiques sont également souvent utilisées pour déterminer une solution intégrale avant la recherche par branch-and-bound pour établir préalablement une limite supérieure.

Malgré la bonne performance de nombreux de ces algorithmes dans la solution de problèmes pratiques, aucune stratégie ne peut à ce jour garantir une complexité moins qu'exponentielle dans le nombre de variables binaires. Dans le pire cas, l'algorithme évaluera presque l'ensemble des nœuds de l'arbre. Pour cette raison, on choisit souvent des critères d'arrêt autres que l'optimalité de la solution candidate. Souvent, une réduction de la distance entre limite inférieure et limite supérieure de la valeur objectif au-delà d'une certaine tolérance n'apporte plus de valeur ajoutée à l'utilisateur. Il y a aussi eu des progrès importants dans le développement d'algorithmes heuristiques, tels les algorithmes génétiques [Mit96] qui génèrent rapidement des solutions acceptables dans un grand spectre de cas appliqués.

I.4. Programmation dynamique

La programmation dynamique est une méthode pour la solution d'un type particulier de problème d'optimisation, généralement non-linéaire. La méthode a été développée par Richard Bellmann dans les années 1950 [Bel52] [Bel57] [Bell57]. La description de la programmation dynamique apportée dans cette section s'inspire des articles de Bellman, ainsi que du résumé excellent qui se trouve dans [Elb13] et [Sund09].

Ces problèmes peuvent être contextualisés comme la recherche d'une stratégie optimale $\pi^* = \{\vec{u}_t^*\}$ de contrôle pour un système dynamique qui minimise une fonction de coût sur l'ensemble

d'un horizon temporel. Dans sa version discrète, un tel problème de contrôle optimal peut être formalisé comme

$$\min_{\pi} f(\pi) = c_{N_T}(\vec{x}_{N_T}) + \sum_{t=0}^{N_T-1} q_t(\vec{x}_t, \vec{u}_t)$$
$$\text{sous les contraintes}$$
$$\vec{x}_{t+1} = \vec{\phi}_t(\vec{x}_t, \vec{u}_t),\ \vec{x}_t \in \mathbb{R}^n,\ \vec{u}_t \in \mathbb{R}^m \tag{157}$$

où $\vec{x}_t$ est le vecteur d'état du système au pas discret t de l'optimisation sur un horizon de N_T pas de temps. L'évolution de l'état est déterminée par la fonction de transition $\phi: \mathbb{R}^{n\times m} \to \mathbb{R}^n$ qui détermine l'état suivant en fonction de l'état actuel et de l'action de contrôle $\vec{u}_t$. $\pi = \{\vec{u}_t\}_{t=1}^{N_T}$ est une suite d'actions de contrôle, appelée la stratégie de contrôle. On attribue à transition d'un état au suivant un coût représenté par la fonction de coût de transition $q_t: \mathbb{R}^{n\times m} \to \mathbb{R}$ au pas de temps t. Cette fonction agrège dans une seule valeur le coût j_t de l'application de l'action de contrôle dans l'état actuel et un éventuel coût c_t associé à l'état actuel

$$q_t(\vec{x}_t, \vec{u}_t) = c_t(\vec{x}_t) + j_t(\vec{x}_t, \vec{u}_t) \tag{158}$$

Le coût de l'état final $c_{N_T}(\vec{x}_{N_T})$ est considéré explicitement dans le problème (157). Les fonctions de coût et de transition dans (157) peuvent changer le long de l'horizon d'optimisation, mais elles ne dépendent explicitement que de l'état actuel et de l'action de contrôle. En particulier, l'histoire de la stratégie de contrôle $\{\vec{u}_\tau\}_{\tau=1}^{t}$ qui a amené le système à un état $\vec{x}_t$ n'a pas d'influence sur la suite $\{\vec{u}_\tau\}_{\tau=t+1}^{N_T}$ de la stratégie optimale prise à partir de cet état. En conséquence, le problème peut être séparé selon le principe d'optimalité de Bellman[8] [Bell57] en sous-problèmes récursifs. Avec la fonction de transition ϕ, on peut définir un coût minimal J_t d'atteindre l'état $\vec{x}_t$ au pas t. Ce coût est déterminé par l'équation de Bellman

$$J_t(\vec{x}_t) = \min_{\vec{u}_t} \left(q_t(\vec{x}_t, \vec{u}_t) + J_{t+1}\left(\vec{\phi}_t(\vec{x}_t, \vec{u}_t)\right)\right) \tag{159}$$

Si la fonction $J_{t+1}(\vec{x}_{t+1})$ du coût minimal d'atteindre un état $\vec{x}_{t+1}$ au pas $t+1$ est connue, la fonction $J_t(\vec{x}_t)$ au pas t peut être calculée en résolvant le problème de minimisation dans (159) pour tous les états que le système peut atteindre. A chaque état, on associe alors une action de contrôle optimale $\vec{u}_t^+(\vec{x}_t)$ à l'instant t qui résout (159), mais aussi la suite complète d'actions optimales $\pi_t^+(\vec{x}_t)$ à partir de l'instant k associée à l'état cible $\vec{x}_{t+1} = \vec{\phi}_t(\vec{x}_t, \vec{u}_t^+)$ de cette action. La stratégie optimale à partir de l'état initial $\vec{x}_0$ du système est alors donné par $\pi^* = \pi_0^+(\vec{x}_0)$ est peut être trouvée par l'algorithme suivant :

1. Initialisation : on définit $J_{N_T}(\vec{x}_{N_T}) = c_{N_T}(\vec{x}_{N_T})$.
2. Boucle récursive : Pour chaque instant t on calcule la fonction de coût $J_t(\vec{x}_t)$ et la fonction de l'action optimale $\vec{u}_t^+(\vec{x}_t)$ comme la solution de (159) sur l'espace admissible d'états.
3. Boucle progressive : à partir de l'état initial connu $\vec{x}_0^*$, on détermine pour chaque instant $t = 0 \dots N_T - 1$ l'action $u_t^* = u_t^+(\vec{x}_t^*)$ de la stratégie optimale π^* et l'état suivant $x_{t+1}^* = \phi_t(\vec{x}_t^*, u_t^*)$ auquel la stratégie optimale amène le système.

Si une solution de chaque sous-problème (159) peut être trouvée de manière analytique, la boucle progressive n'est pas nécessaire, car la politique optimale a déjà été calculée dans la boucle récursive. Dans des problèmes réels, les fonctions J_t ne peuvent généralement pas être

[8] "An optimal policy has the property that whatever the initial state and initial decision are, the remaining decisions must constitute an optimal policy with regard to the state resulting from the first decision."

données sous forme analytique sur un espace d'état continu. Si les états du système et les actions de contrôle sont bornés, on discrétise alors l'espace d'états et l'espace d'actions admissible pour obtenir un ensemble fini d'états $\Omega_x = \{\vec{x}_k | k = 1 \dots N_x\}$ et d'actions $\Omega_u = \{\vec{u}_j | j = 1 \dots N_u\}$. Ces discrétisations pourraient être choisies différentes à chaque instant de temps. Pour faciliter la lecture des indices, il est supposé dans la suite que la discrétisation, les fonctions de coût et de transitions sont identiques pendant l'horizon d'optimisation. L'algorithme de programmation dynamique est alors reformulé comme :

1. Initialisation : pour chaque état $\vec{x}_k$, on définit $J_{N_T}(\vec{x}_k) = c_{N_T}(\vec{x}_k)$.
2. Boucle récursive : Pour chaque instant t et pour chaque état $\vec{x}_k \in \Omega_x$ on calcule le coût de transition $q(\vec{x}_k, \vec{u}_j)$ de l'application de chaque action possible $\vec{u}_j \in \Omega_u$, et l'état $\vec{\phi}(\vec{x}_k, \vec{u}_j)$ à laquelle elle amène le système. Ainsi on calcule pour chaque combinaison d'état et d'action la valeur $J_{t+1}\left(\vec{\phi}(\vec{x}_k, \vec{u}_j)\right)$. Si l'état cible ne se trouve pas dans l'ensemble d'états discrétisés, on applique une interpolation. Finalement, on choisit pour chaque état $\vec{x}_k$ l'action $\vec{u}_{k,t}^{+}$ qui minimise la somme $q(\vec{x}_k, \vec{u}_{k,t}^{+}) + J_{t+1}\left(\vec{\phi}(\vec{x}_k, \vec{u}_{k,t}^{+})\right)$.
3. Boucle progressive : A partir de l'état initial connu $\vec{x}_0^*$, on détermine pour chaque instant $k = 0 \dots N_T - 1$ l'action u_t^*de la stratégie optimale π^*. Puisque les actions optimales ne sont connues que pour l'ensemble Ω_x, on interpole les actions $\vec{u}_{k,t}^{+}$, $i = 1 \dots N_x$ à l'état résultant de l'action optimale précédente $\vec{x}_t = \phi(\vec{x}_{t-1}, \vec{u}_{t-1}^*)$.

La Figure 88 illustre un pas en arrière dans la boucle récursive qui détermine J_t en fonction de J_{t+1} pour le cas $N_u = 2$. En conclusion, l'algorithme de programmation dynamique sur un ensemble fini d'états et d'actions doit calculer la transition et le coût associé pour chacune des combinaisons possible d'état et d'action à chaque instant de temps, puis emploie des interpolations pour déterminer les valeurs des autres dans le reste de l'espace d'états admissible.

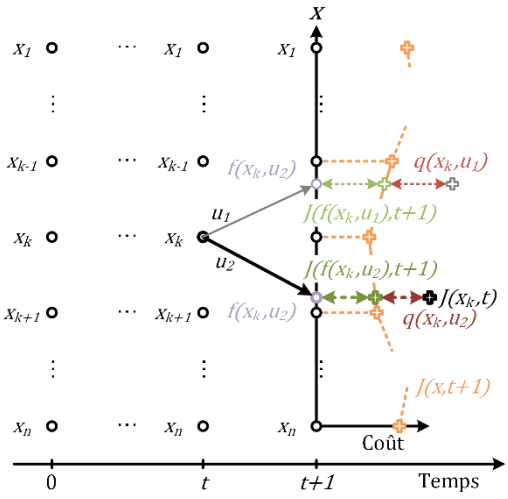


Figure 88. Illustration d'un pas de la boucle récursive dans la programmation dynamique.

La formulation basique de l'algorithme donnée ici peut être augmentée pour respecter des contraintes plus complexes que les simples bornes des valeurs d'état et d'action. Pour ceci, on ajoute un coût supplémentaire pour les transitions et états cibles inadmissibles. La valeur appropriée de ce coût supplémentaire exclut effectivement ces états de la stratégie optimale.

L'avantage de la programmation dynamique par rapport à d'autres méthodes pour résoudre (157), en particulier la programmation linéaire, est la flexibilité dans le choix du modèle du système. L'algorithme n'impose pas de restriction particulière à la fonction de transition ou à la fonction de coût de transition. Ces fonctions peuvent être non-linéaires, non-continues et variables en fonction du pas de temps. L'algorithme requiert les mêmes opérations de calcul pour le sous-problème relatif à chaque pas de temps. L'exigence de capacité de calcul augmente linéairement avec l'horizon d'optimisation, contrairement à des algorithmes linéaire-mixte si le nombre de variables binaires est proportionnel aux pas de temps. Par contre, le nombre de combinaisons état-action pour lesquelles une transition est calculée varie exponentiellement en fonction des dimensions

du vecteur d'états et du vecteur d'actions si on présume la même résolution pour tous les états [Cho89]. Ceci limite fortement les performances de la programmation dynamique pour des systèmes à un nombre important d'états.

II. Objectifs et contraintes de la gestion optimale

La fonction de la gestion de l'énergie consiste à établir un plan des engagements de l'exploitant à prendre envers les marchés d'électricité et de services système ou envers le gestionnaire du réseau. Pour autant que l'exploitant de la centrale soit rémunéré pour la quantité d'énergie injectée, on peut conceptualiser l'annonce d'un plan de production comme participation à un marché d'électricité. En plus, l'optimisation détermine des plans de productions pour tous les éléments de la centrale. Un plan d'engagement ou de production est une stratégie de contrôle π dont la suite d'actions de contrôle $\{P_t\}_{t=1}^{N_T}$ est donnée par des consignes de puissance P_t à appliquer pendant des intervalles de temps de durée T qui commencent à des instants $t \cdot T, t = 1 \dots N_T - 1$. La durée $T_{opt} = N_T \cdot T$ est l'horizon d'optimisation. Par rapport à la section D.I, l'écriture $P_t^X = P_X(t)$ est utilisée pour des raisons de lisibilité, où X désigne le type de consigne dont il s'agit. Ainsi, l'optimisation des engagements sur les marchés d'énergie cherche une stratégie d'achat $\pi^{X,buy} = \{P_t^{X,buy}\}_{t=1}^{N_T}$ et une stratégie de vente $\pi^{X,sell} = \{P_t^{X,sell}\}_{t=1}^{N_T}$, où X désigne le marché d'électricité, par exemple Intraday, Day Ahead ou tarif d'achat. De la même manière, l'optimisation de la participation au réglage de fréquence détermine des stratégies de réserve positive $\pi^{X,res+} = \{P_t^{X,res+}\}_{t=1}^{N_T}$ et négative $\pi^{X,res-} = \{P_t^{X,res-}\}_{t=1}^{N_T}$, où X est le type ou marché de réserve, normalement réserve primaire, secondaire ou tertiaire. Finalement, l'optimisation établit des plans de production pour toutes les N_S sources d'électricité de la centrale $\pi^{S,i} = \{P_t^{S,i}\}_{t=1}^{N_T}$, $i = 1 \dots N_S$, des plans d'injection et soutirage pour les N_B systèmes de stockage $\pi^{B,i} = \{P_t^{B,i}\}_{t=1}^{N_T}$, $i = 1 \dots N_B$, et des plans de consommation pour les N_L charges réglables $\pi^{L,i} = \{P_t^{L,i}\}_{t=1}^{N_T}$, $i = 1 \dots N_L$. Un objectif sous-jacent de l'optimisation est généralement économique. L'exploitant cherche à maximiser son bénéfice en maximisant les revenus de la commercialisation de la centrale et en minimisant les coûts du fonctionnement. Dans le cas de groupes électrogènes, le coût est associé à la consommation de carburant, mais les énergies renouvelables n'ont généralement pas de carburant, si l'on exclut les centrales de biomasse. En revanche, la sollicitation des sources d'énergie renouvelable ou des systèmes de stockage peut accélérer leur vieillissement et changer le coût attendu de maintenance et de remplacement. L'optimisation peut poursuivre d'autres objectifs liés à l'utilisation souhaitée de la centrale, en particulier une maximisation de l'autoconsommation ou de l'autoproduction d'une charge locale, ou de l'énergie produite par des sources renouvelables. Ces objectifs peuvent être interprétés comme des buts en soi ou comme indicateurs indirects d'une optimisation économique. Dans certains cas d'optimisation, on choisit des critères indirects pour l'optimisation économique parce qu'une évaluation de l'impact d'une variable sur les coûts est difficile, par exemple quand on cherche à minimiser le vieillissement dans la recherche d'un plan de production, ou parce que la modélisation réaliste de tous les variables pertinentes est très coûteuse. Ainsi, on peut interpréter un état de charge élevé d'un système de batterie comme indicateur d'une faible probabilité de pénalités en cas de manquement aux engagements de production. L'optimisation est soumise à ces contraintes due aux règles des marchés, au bilan de puissance de la centrale et à la modélisation des facteurs externes. Dans les sections suivantes, les fonctions objectif pour les différents objectifs de l'optimisation sont formulés et les contraintes les plus importantes sur l'ensemble de la centrale développées. Les contraintes

appartenant à la modélisation des systèmes de stockage seront discutées plus en détail dans la section III.

II.1. Participation aux marchés d'électricité

La participation aux marchés d'électricité poursuit normalement l'objectif de maximiser les bénéfices réalisés durant la période d'optimisation. Un modèle basique de la vente aux marchés d'électricité se trouve dans [Was12] et une analyse plus compréhensive a été incluse dans [Krü13]. Pour une centrale de taille limitée dont les actions ne produisent pas d'effets sur le prix, on peut simplifier le problème du placement des offres au marché X et parvenir à la formulation de programmation linéaire du résultat $J^{market,X}$ des transactions

$$J^{market,X} = \sum_{t=0}^{N_T-1} c_t^{X,sell} \cdot P_t^{X,sell} - c_t^{X,buy} \cdot P_t^{X,buy} \tag{160}$$

où $c_t^{X,sell}$ et $c_t^{X,buy}$ sont les prix attendu de la vente et de l'achat sur le marché X à l'instant t. Pour une centrale comprenant plusieurs éléments, une stratégie au marché $(\pi^{X,sell}; \pi^{X,buy})$ peut potentiellement être réalisée par un nombre de plans de production différents. Toutefois, elle crée une obligation à fournir le solde de la vente et de l'achat au réseau et impose ainsi les contraintes du bilan de puissance pour chaque intervalle de temps

$$P_t^{X,sell} - P_t^{X,buy} = P_t^{Prod} - P_t^{Cons} + \sum_{i=1}^{N_S} P_t^{S,i} + \sum_{i=1}^{N_B} P_t^{B,i} - \sum_{i=1}^{N_L} P_t^{L,i}, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{161}$$

où P_t^{Prod} et P_t^{Cons} sont la production et la consommation non-contrôlable, respectivement. Si la centrale comporte des sources de coût variable, par exemple des générateurs diesel, on oppose à (160) les coûts de génération

$$J^{generation} = \sum_{t=0}^{N_T-1} \sum_{i=1}^{N_S} c^{S,i}\left(P_t^{S,i}\right) \tag{162}$$

Pour les sources et charges contrôlables, la puissance injectée ou absorbée est limitée

$$\begin{aligned} P_t^{S,i,min} \leq P_t^{S,i} \leq P_t^{S,i,max}, \forall i = 1 \dots N_S, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \\ P_t^{L,i,min} \leq P_t^{L,i} \leq P_t^{L,i,max}, \forall i = 1 \dots N_L, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \end{aligned} \tag{163}$$

Pour les sources parfaitement contrôlables, les limites inférieure $P_t^{S,i,min}$ et supérieure $P_t^{S,i,max}$ correspondent, respectivement, à la puissance minimale en génération et la puissance nominale. Pour les énergies renouvelable $P_t^{S,i,max}$ est une prévision de la puissance disponible de la source à l'instant t. De manière similaire, pour les charges contrôlables (163) représente une marge de contrôle estimée à l'instant t. Les systèmes de batterie sont aussi sujets à des contraintes de puissance, qui dépendent de leur modélisation et sont expliquées dans la section III. Pour les groupes électrogènes, on peut ajouter des contraintes binaires, qui modélisent si un générateur est en marche ou éteint. Ces contraintes sont développées dans le cas d'application de la section IX.

Mises à part les contraintes liées à la réalisation physique des engagements de production, il y a des contraintes liées aux règles du marché. A la bourse d'électricité, les offres sont discrétisées en puissance avec un incrément $P^{X,inc}$. Il peut y avoir une limite inférieure de la taille de l'offre $P^{X,min}$. En outre, l'énergie est vendue et achetée en blocs d'une durée $T_{block}^X = N_{block}^X \cdot T$ qui

est potentiellement supérieure à la discrétisation T du problème d'optimisation. Pour cette raison, l'optimisation est aussi soumise aux contraintes d'incrément

$$P_t^X = n_t^X \cdot P^{X,inc}, n_t^X \in \mathbb{N}, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{164}$$

où n_t^X est une nouvelle variable entière, aux contraintes d'offre minimale

$$P_t^X \geq b_t^X \cdot P^{X,min}, b_t^X \in \{0; 1\}, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{165}$$

où b_t^X est une variable binaire représentation la présence d'une offre à l'instant t, et aux contraintes de bloc [Was12]

$$P_{t_X+\tau+1}^X = P_{t_X+\tau}^X, \forall \tau = 0 \dots N_{block}^X - 2 \tag{166}$$

où t_X est l'index du début d'un bloc de contrat. Les contraintes d'incrément(164) et d'offre minimale (165) nécessitent l'utilisation de variables entières et transforment automatiquement le problème en problème à nombres entiers. En conséquence, elles augmentent considérablement la complexité du problème et le temps de calcul du solveur. Néanmoins, ces contraintes ne sont pas négligeables si l'incrément ou l'offre minimale sont d'un ordre de grandeur similaire à la puissance du système.

II.2. Participation aux services système

La participation volontaire au réglage de fréquence poursuit généralement le même objectif économique que celui lié aux marchés d'énergie. A la différence des engagements relatifs aux marchés d'électricité, la vente de réserve oblige l'exploitant à être en mesure d'ajuster la puissance de la centrale sur appel, mais la fréquence et durée des appels à la contribution au réglage restent incertaines. Cette incertitude se reflète dans la formulation de la fonction objectif et des contraintes. Le développement du problème d'optimisation est illustré pour l'exemple du marché de la réserve tertiaire et secondaire en Allemagne lequel possède toutes les caractéristiques d'un marché compétitif avec une rémunération de la disponibilité et de la fourniture de réserve. La participation se structure alors en deux phases. Une offre de réserve est caractérisée par la direction (réserve positive ou négative), la taille de l'offre en puissance, le prix de la disponibilité ou prix de capacité et le prix de la fourniture ou prix d'énergie. Le gestionnaire du réseau accepte les offres de réserve en ordre croissant du prix de capacité jusqu'à ce que la capacité nécessaire pour assurer la sécurité du réseau soit atteinte. Les offres acceptées sont rémunérées pour les capacités mises à dispositions au prix indiqué (« pay-as-bid »). Ensuite, si l'activation de la réserve est nécessaire pendant le fonctionnement, les offres acceptées sont appelées dans l'ordre croissant du prix d'énergie associé aux offres. Les participants sont alors rémunérés pour l'énergie de réserve fournie à leur prix individuel (pay-as-bid) [Cons14]. De la même façon que pour le prix au marché d'énergie, on peut réduire le problème du prix de capacité à une seule prévision du prix d'acceptation sûre $c_t^{X,cap}$, où X est le marché de réserve. A un prix donné d'énergie $c_t^{X,en}$ est alors associée une probabilité d'activation $p_t^{X,call}$ qui détermine la valeur attendue des revenus réalisés par la fourniture d'énergie de réserve. La valeur attendue des revenus totaux de la rémunération par le prix de capacité et le prix d'énergie est donnée par [Krü13]

$$J^{res,X} = \sum_{t=0}^{N_T-1} c_t^{X+,cap} \cdot P_t^{X+} + c_t^{X-,cap} \cdot P_t^{X-} + c_t^{X+,en} \cdot p_t^{X,call} \cdot P_t^{X+} + c_t^{X-,en} \cdot p_t^{X,call} \cdot P_t^{X-} \tag{167}$$

où les indexes $X+$ et $X-$ dénomment, respectivement, les offres de réserve positive et négative dans le marché X. Il peut être favorable de soumettre plusieurs offres à des prix d'énergie différents. Dans ce cas, (167) doit être calculé indépendamment pour chaque offre [Krü13].

Le cas de la rémunération séparée par un prix de capacité et le prix d'énergie et par offre de réserve positive et négative a été choisi comme exemple parce qu'il est facile à modifier par des contraintes supplémentaire pour représenter d'autres schémas de marchés. Si l'acceptation ne dépend pas du prix de capacité, mais du prix de l'énergie ou d'une mesure des deux, on remplace alors le prix de l'énergie par le prix approprié qui conduit à une acceptation. Pour les marchés qui ne permettent que des offres symétriques de réserve positive et négative, par exemple la réserve primaire en Allemagne, on peut remplacer P_t^{X+} et P_t^{X-} par une seule variable P_t^X qui rentre dans la fonction objectif et dans les contraintes alternativement avec un signe positif comme réserve positive ou avec un signe négatif comme réserve négative de façon à forcer

$$P_t^{X+} = -P_t^{X-}, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{168}$$

La participation à la réserve crée des obligations de disponibilité de la centrale qui doit être capable de changer sa puissance sur appel. Le respect de ces engagements est modélisé par un bilan de réserve et la modification des limites de puissance (163). On définit une variable de contribution à la réserve positive $P_t^{res+,X,i}$ et négative $P_t^{res-,X,i}$ pour chaque source, système de stockage et charge contrôlable, où X dénomme le type d'élément. Le bilan de réserve est alors donné par [Krü13]

$$\begin{aligned} \sum_X P_t^{X+} &= \sum_{i=1}^{N_S} P_t^{res+,S,i} + \sum_{i=1}^{N_B} P_t^{res+,B,i} + \sum_{i=1}^{N_L} P_t^{res+,L,i} \\ \sum_X P_t^{X-} &= \sum_{i=1}^{N_S} P_t^{res-,S,i} + \sum_{i=1}^{N_B} P_t^{res-,B,i} + \sum_{i=1}^{N_L} P_t^{res-,L,i} \\ &\forall t = 0 \dots N_T - 1 \end{aligned} \tag{169}$$

Les contraintes de puissance des éléments de la centrale doivent refléter le fait que la capacité engagée à la réserve n'est plus disponible pour le plan de production. Ainsi, les contraintes (163) sont remplacées par [Krü13]

$$\begin{aligned} &P_t^{S,i,min} \leq P_t^{S,i} - P_t^{res-,S,i}, P_t^{S,i} \leq P_t^{S,i,max} + P_t^{res+,S,i}, \forall i = 1 \dots N_S, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \\ &P_t^{L,i,min} \leq P_t^{L,i} - P_t^{res-,L,i}, P_t^{L,i} \leq P_t^{L,i,max} + P_t^{res+,L,i}, \forall i = 1 \dots N_L, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \end{aligned} \tag{170}$$

Puisque la valeur attendue de l'énergie de réserve fournie rentre dans le calcul des gains financier (167), elle doit aussi être prise en compte dans le calcul des coûts de production si les sources ayant un tel coût y participent. Pour cette prise en compte, la répartition de la capacité de toutes les sources doit être modélisée explicitement [Krü13].

La participation à la réserve peut être obligatoire, comme c'est le cas de la réserve primaire et secondaire en France. Nonobstant, la participation est rémunérée dans ces cas. Si la contribution de la centrale à la réserve dépend de son plan de production, la rémunération doit figurer dans les objectifs. En France, les obligations de réserve par pas de temps sont attribuées aux

producteurs au prorata de leur production annoncée [Ssy16]. Dans ce cas, on peut utiliser les fonctions objectif et de contraintes évoquées ci-dessus, avec une contrainte supplémentaire

$$P_t^X = \delta^X \cdot \left(P_t^{Prod} - P_t^{Cons} + \sum_{i=1}^{N_S} P_t^{S,i} + \sum_{i=1}^{N_B} P_t^{B,i} - \sum_{i=1}^{N_L} P_t^{L,i} \right), \forall t = 0 \dots N_T - 1 \qquad (171)$$

où X est le type de réserve, et δ^X est le ratio entre la réserve totale nécessaire et la production totale de tous les participants à la réserve qu'on peut considérer comme approximativement indépendant du niveau de production de la centrale, à la condition que sa part dans la production totale soit négligeable. Même si la réserve n'entre pas dans les objectifs de l'optimisation parce qu'elle n'est pas rémunérée ou parce que les obligations ne dépendent pas des décisions de la gestion d'énergie, elle doit apparaître dans les contraintes sous la forme (170).

Naturellement, la participation à la réserve peut être soumise aux mêmes contraintes d'incrément (164) d'offre minimale (165) et de bloc (166) que la participation aux marchés d'électricité.

Une question importante est rencontrée lors de l'optimisation de la participation à la réserve en présence de systèmes de stockage. Selon les règles du marché de réserve, les participants sont obligés de tenir à disposition l'énergie de réserve nécessaire pour maintenir le niveau de leurs engagements de réserve sur le marché X en puissance pendant un temps de l'appel $T^{X,call}$. Les règles concernant la durée et la fréquence des appels possibles grâce à un contrat précis de réserve ne sont souvent formuler sous forme de « temps minimal » et ne font pas toujours l'objet d'une énonciation précise dans les règles relatives aux services système (voir tableau 7). La raison peut se trouver dans la notion conventionnelle du fournisseur de réserve comme étant une centrale thermique ou hydraulique qui retient une partie de sa capacité de puissance dans son plan de production dans cette finalité. Puisque la source primaire de l'énergie d'une telle centrale est le combustible ou un réservoir d'eau de taille conséquente pour les centrales hydraulique, on suppose que l'énergie de réserve ne représente pas un facteur limitant. Pour un système de batterie dans une centrale photovoltaïque décentralisée, la puissance disponible pour la fourniture de réserve peut être considérablement plus importante par rapport aux réserves d'énergie. La gestion d'énergie doit donc prendre en compte les appels de réserve hypothétiques dans les contraintes de fonctionnement du système de batterie qui seront introduites dans la section III [Krug16]. Un modèle mathématique est développé dans la section III.

II.3. Autoconsommation et autoproduction

L'autoconsommation, l'autoproduction et le taux de couverture sont des mesures pour caractériser l'autonomie d'une centrale intégrant des charges électriques et des sources locales. Le taux d'autoconsommation η_{cons} d'une centrale comprenant N_S sources locales et une charge électrique non-contrôlable est défini comme le rapport entre la production des sources consommée localement et la production totale des sources renouvelables

$$\eta_{cons} = \frac{\text{consommation locale de la production}}{\text{production totale}}$$
$$\eta_{cons} = \frac{\sum_{t=0}^{N_T-1} \min\{\sum_{i=1}^{N_S} P_t^S \,;\, P_t^{cons}\}}{\sum_{t=0}^{N_T-1} \sum_{i=1}^{N_S} P_t^S} \qquad (172)$$

Le taux d'autoproduction η_{prod} prend pour base du rapport la production. Il caractérise la partie de la consommation produite sur place

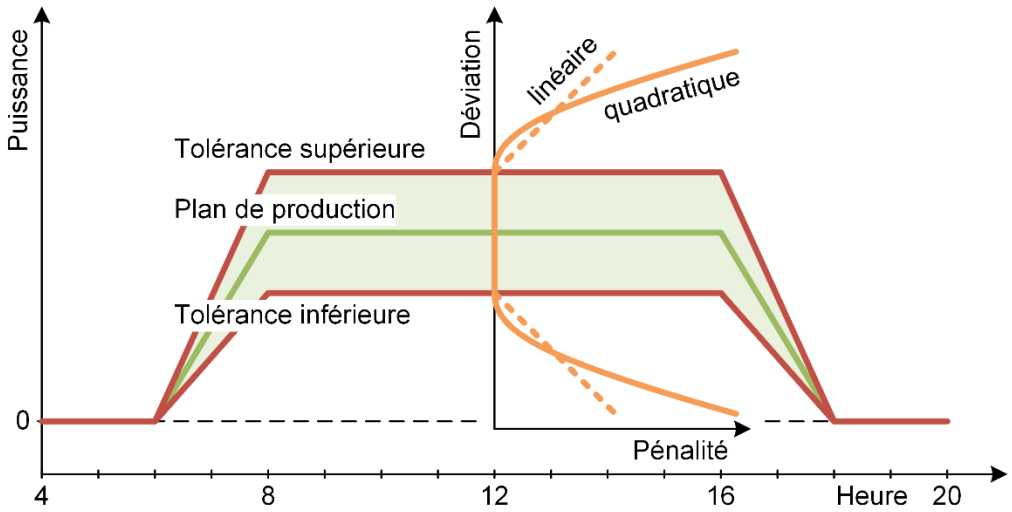


Figure 89. Schéma de la pénalisation des déviations du plan de production avec une bande morte et une fonction de pénalité linéaire ou quadratique.

$$\eta_{prod} = \frac{\text{production locale de la consommation}}{\text{consommation totale}}$$
$$\eta_{prod} = \frac{\sum_{t=0}^{N_T-1} \min\{\sum_{i=1}^{N_S} P_t^S \,;\, P_t^{cons}\}}{\sum_{t=0}^{N_T-1} P_t^{cons}} \tag{173}$$

Finalement, le taux de couverture η_{couv} relie la production locale et la consommation locale sans égard pour le synchronisme des deux. Il caractérise la part de la charge locale qui pourrait être couverte par la production locale en présence d'un stockage idéal et illimité

$$\eta_{couv} = \frac{\text{production totale}}{\text{consommation totale}}$$
$$\eta_{couv} = \frac{\sum_{t=0}^{N_T-1} \sum_{i=1}^{N_S} P_t^S}{\sum_{t=0}^{N_T-1} P_t^{cons}} \tag{174}$$

Le taux de couverture n'est pas influencé par la présence de systèmes de stockage dans la centrale. Au contraire, le calcul du taux d'autoconsommation et d'autoproduction change en présence de systèmes de stockage, car une partie de l'énergie produite localement peut être stockée pour alimenter la charge plus tard.

L'autoconsommation, l'autoproduction ou le taux de couverture peuvent constituer des objectifs en soi de l'opération du système ou des critères indirects d'une opération économique, en particulier si les sources locales n'ont pas de coût de fonctionnement et le système sert principalement à alimenter la charge locale.

II.4. Minimisation de l'impact sur le réseau et suivi d'un profil de production

Un autre concept proche de la notion de l'autonomie est l'objectif de minimiser l'impact que l'opération d'une centrale a sur le réseau public. La production locale d'électricité non corrélée avec la consommation locale cause une plus grande variabilité des flux de puissance injectée ou soutirée au point de raccordement. La présence d'énergie renouvelable dans les réseaux de distribution peut mener à l'inversion du flux de puissance depuis les réseaux à basse et moyenne tension aux réseaux vers haute tension sus-jacents. Une telle situation peut mettre en cause des systèmes de sûreté, en particulier les mécanismes de détection de défaut, qui ont été conçus

pour une distribution unidirectionnelle de puissance de la haute vers la basse tension. Une approche de solution possible est de renforcer la consommation locale et de restreindre l'échange des centrales de production avec le réseau au point de raccordement. Ceci est sûrement une raison pour l'apparition de prime d'autoconsommation et l'exigence du suivi d'un profil de production spécifique dans les appels d'offre à la construction de centrales renouvelables. Sur le principe, la minimisation de l'échange avec le réseau peut être modélisee de la même manière que le suivi d'un profil de production, car le profil de production nul n'est qu'un cas particulier. On définit alors une fonction objectif du coût de déviation

$$J^{dev} = \sum_{t=0}^{N_T-1} c^{dev}\left(P_t^{profil} - \left(P_t^{Prod} - P_t^{Cons} + \sum_{i=1}^{N_S} P_t^{S,i} + \sum_{i=1}^{N_B} P_t^{B,i} - \sum_{i=1}^{N_L} P_t^{L,i}\right)\right) \quad (175)$$

La fonction c^{dev} est une fonction non-négative qui prend la valeur zéro quand l'argument est zéro. Une simple réalisation pour un problème linéaire est la valeur absolue avec une bande morte comme le montre la figure 89. Cette fonction peut être représentée par la fonction objectif

$$J^{dev} = \sum_{t=0}^{N_T-1} c^{dev} \cdot P_t^{dev} \quad (176)$$

avec les contraintes

$$\begin{gathered}
P_t^{out} = \left(P_t^{Prod} - P_t^{Cons} + \sum_{i=1}^{N_S} P_t^{S,i} + \sum_{i=1}^{N_B} P_t^{B,i} - \sum_{i=1}^{N_L} P_t^{L,i}\right) \\
P_t^{out} \leq P_t^{profil} + P_t^{tol+} + b_t^{dev+} \cdot M \\
P_t^{profil} + P_t^{tol+} + b_t^{dev+} \cdot M \leq P_t^{out} + M \\
P_t^{dev} + b_t^{dev+} \cdot M \leq P_t^{out} - P_t^{profil} - P_t^{tol+} + M \\
P_t^{out} - P_t^{profil} - P_t^{tol+} + b_t^{dev+} \cdot M \leq P_t^{dev} + M \\
P_t^{profil} - P_t^{tol-} \leq P_t^{out} + b_t^{dev-} \cdot M \\
P_t^{out} + b_t^{dev-} \cdot M \leq P_t^{profil} - P_t^{tol-} + M \\
P_t^{dev} + b_t^{dev-} \cdot M \leq P_t^{out} - P_t^{profil} + P_t^{tol-} + M \\
P_t^{out} - P_t^{profil} + P_t^{tol-} + b_t^{dev-} \cdot M \leq P_t^{dev} + M \\
P_t^{dev} \geq 0, \forall t = 0 \dots N_T - 1
\end{gathered} \quad (177)$$

où M est un nombre suffisamment grand d'après la méthodes expliqué dans l'Annexe A. La modélisation introduit deux nouvelles variables binaires b_t^{dev+} qui représente la présence d'un excès et b_t^{dev-} qui indique un manque de puissance produite. Les tolérances par rapport à une déviation positive P_t^{tol+} et négative P_t^{tol-} créent une bande morte dans laquelle les pénalités sont toujours nulles. La tolérance peut aussi être exprimée par rapport au plan de production. Afin d'intégrer une fonction non-linéaire de pénalité comme elle est stipulée dans l'appel d'offre [CRE10], on utilise la méthode de linéarisation par morceaux (voir l'Annexe A). Au lieu ou en plus de minimiser l'écart avec le profil souhaité de production (qui peut être nul), l'écart peut également être limité explicitement par une contrainte

$$P_t^{dev,min} \leq P_t^{out} - P_t^{profil} \leq P_t^{dev,max}, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{178}$$

L'inconvénient de cette approche est le fait que la contrainte supplémentaire réduit la probabilité de trouver une solution réalisable au problème d'optimisation.

Un cas particulier du suivi d'un profil de production est donné par les exigences des appels d'offres de la CRE [CRE10] [CRE11]. Ici, la forme du profil est fixée par des phases de production constante et des phases de pentes constantes, mais les niveaux de production ainsi que les pentes et les instants des changements de phase sont choisis par l'exploitant de la centrale. Un tel profil paramétrable avec les paramètres P_{ref}, T_1, T_2, T_3 et T_4 est illustré dans la figure 90. La puissance du plateau de production constante P_{ref} ne peut excéder 40 % de la puissance installée $P_{crête}$. Les pentes des phases de croissance et de décroissance de la production sont limitées à 0,6 % de la valeur maximale P_{max} de la puissance du plateau. Les changements de phase doivent intervenir aux demi-heures. La tolérance autour du plateau de production est de 2,5 % de la limite P_{max}. Afin de modéliser les contraintes des phases sur le profil de puissance, on définit des variables binaires b_t^{ph1}, b_t^{ph2},b_t^{ph3}, b_t^{ph4} et b_t^{ph5} pour chaque instant t, qui déterminent si le système se trouve dans la 1ère phase $t \leq T_1$, dans la 2ème phase $T_1 \leq t \leq T_2$, dans la 3ème phase $T_2 \leq t \leq T_3$, dans la 4ème phase $T_3 \leq t \leq T_4$ ou dans la 5ème phase $t \geq T_4$. Un ensemble de contraintes est nécessaire pour assurer qu'une seule phase est assignée à chaque pas de temps et que l'ordre des phases est respecté

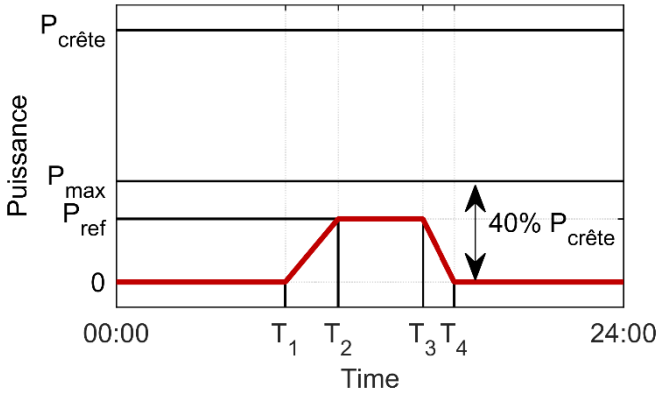


Figure 90. Illustration d'un profil de production paramétrable pour l'AO CRE [CRE11] français.

$$b_t^{ph1} + b_t^{ph2} + b_t^{ph3} + b_t^{ph4} + b_t^{ph5} \leq 1 \tag{179}$$

$$\begin{aligned} b_{t-1}^{ph5} + b_{t-1}^{ph1} - b_t^{ph1} &\geq 0 \\ b_{t-1}^{ph5} + b_{t-1}^{ph1} - b_t^{ph1} &\geq 0 \\ b_{t-1}^{ph5} + b_{t-1}^{ph1} - b_t^{ph1} &\geq 0 \\ b_{t-1}^{ph5} + b_{t-1}^{ph1} - b_t^{ph1} &\geq 0 \\ b_{t-1}^{ph5} + b_{t-1}^{ph1} - b_t^{ph1} &\geq 0 \end{aligned} \tag{180}$$

La contrainte que les changements de phase interviennent seulement à des intervalles fixes $T_{block}^{ph} = N_{block}^{ph} \cdot T$, peut être représentée par des contraintes de blocs

$$P_{t_{ph}+\tau+1}^X = P_{t_{ph}+\tau}^X, \forall \tau = 0 \dots N_{block}^X - 2 \tag{181}$$

où t_{ph} est un instant de début d'intervalle avec $t_{ph} \bmod N_{block}^{ph} = 0$. Pour chaque phase, les contraintes de fonctionnement sont formulées en termes des variables binaires, et des paramètres du profil, P_{ref}, l'incrément de puissance par pas de temps dans la 2ème phase P_{inc}^{ph2}, et l'incrément dans la 4ème phase P_{inc}^{ph4}

$$P_t^{profil} + b_t^{ph1} \cdot M \leq M$$
$$b_t^{ph1} \cdot M \leq P_t^{profil} + M, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{182}$$

$$P_t^{profil} + b_t^{ph1} \cdot M \leq P_{t+1}^{profil} + M$$
$$P_{t+1}^{profil} + b_t^{ph1} \cdot M \leq P_t^{profil} + M, \forall t = 0 \dots N_T - 2 \tag{183}$$

$$P_{t+1}^{profil} + b_t^{ph2} \cdot M \leq P_t^{profil} + P_{inc}^{ph2} + M$$
$$P_t^{profil} + P_{inc}^{ph2} + b_t^{ph2} \cdot M \leq P_{t+1}^{profil} + M, \forall t = 1 \dots N_T - 1 \tag{184}$$

$$P_t^{profil} + b_t^{ph3} \cdot M \leq P_{ref} + M$$
$$P_{ref} + b_t^{ph3} \cdot M \leq P_t^{profil} + M, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{185}$$

$$P_t^{profil} + b_t^{ph3} \cdot M \leq P_{t+1}^{profil} + M$$
$$P_{t+1}^{profil} + b_t^{ph3} \cdot M \leq P_t^{profil} + M, \forall t = 0 \dots N_T - 2 \tag{186}$$

$$P_{t+1}^{profil} + b_t^{ph4} \cdot M \leq P_t^{profil} - P_{inc}^{ph4} + M$$
$$P_t^{profil} - P_{inc}^{ph4} + b_t^{ph4} \cdot M \leq P_{t+1}^{profil} + M, \forall t = 1 \dots N_T - 1 \tag{187}$$

$$P_t^{profil} + b_t^{ph5} \cdot M \leq M$$
$$b_t^{ph5} \cdot M \leq P_t^{profil} + M, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{188}$$

$$P_t^{profil} + b_t^{ph5} \cdot M \leq P_{t+1}^{profil} + M$$
$$P_{t+1}^{profil} + b_t^{ph5} \cdot M \leq P_t^{profil} + M, \forall t = 0 \dots N_T - 2 \tag{189}$$

Les contraintes d'égalité (182), (185), (188) assurent que les plateaux de production pendant les phases 1, 3 et 5, respectivement, soient respectés, où le niveau de production est égal à P_{ref} pendant la 3ème phase et nul pendant les deux autres phases de plateau. Les contraintes supplémentaires (183), (186), (189) pour chacune des phases de plateau sont nécessaires pour que les phases de croissance et décroissance commencent au même niveau de production. Finalement la contrainte (184) force la croissance uniforme pendant la 2ème phase, tout comme (187) pour la 4ème phase.

II.5. Déviation du plan de production

Une fois les engagements d'échange d'énergie avec le réseau pris, l'objectif de mise à jour infra-journalière du plan de production revient à éviter des pénalités dues à son non-respect. Les critères pour l'application de telles pénalités dépendent des obligations de l'exploitant. Il est possible de quantifier ces pénalités et de les inclure de manière exacte dans la fonction objectif du problème d'optimisation selon une forme semblable à (175). A titre d'exemple, les écarts du plan de production pour une centrale qui constitue toute seule un périmètre d'équilibre donnent directement droit à des compensations financières payées à RTE par l'exploitant ou à l'exploitant par RTE sous les règles concernant le mécanisme d'ajustement [RTE16]. Ces compensations ont le même signe que l'écart et dépendent de la tendance actuelle de l'ajustement dans le système électrique. Dans le cas d'une tendance nulle, elles sont à la hauteur du prix spot pour les écarts dans les deux sens. En cas d'une tendance à la hausse ou à la baisse, les écarts de signe opposés sont valorisés proportionnellement à un prix moyen pondéré, un indicateur du prix que paie RTE pour obtenir l'énergie d'ajustement nécessaire sur le marché

d'ajustement. Ces prix peuvent être sensiblement moins favorables pour l'opérateur de la centrale. Dans le cas d'un manquement à la fourniture de réserve au réglage de fréquence, l'exploitant encourt des abattements proportionnels à l'énergie non-perçue. Dans certains appels d'offre, une fonction quadratique avec une bande de tolérance est utilisée pour calculer les pénalités [CRE10].

Il peut toutefois être plus facile de supposer l'erreur quadratique moyennée comme indicateur indirect des pénalités encourues. Dans ce cas, la ré-optimisation se base sur une fonction objectif quadratique de l'écart. Une telle approche a été suivie dans [Tel10].

II.6. Vieillissement et coût d'investissement

Les objectifs présentés jusqu'ici ciblent la maximisation des bénéfices de l'opération en maximisant les revenus variables et en minimisant les coûts du fonctionnement. Dans un système de stockage, les coûts variables directs du fonctionnement sont généralement très limités par rapport au coût initial d'investissement et de la maintenance. Qui plus est, les coûts des batteries dominent typiquement les coûts d'investissement dans un système de batteries Li-ion[Zak15]. Diverses méthodes d'optimisation dans la phase de conception du système cherchent à réduire la taille du stockage pour minimiser ce coût [Luu14] [Koo13]. La considération explicite du vieillissement de la batterie dans l'optimisation opérationnelle offre une voie différente de réduire le coût du système de stockage. Elle ne permet plus la réduction de la taille de la batterie, mais l'extension de sa durée de vie et par conséquence la réduction des coûts de remplacement. Dans [Tri14] la charge d'une flotte de véhicules électriques est optimisée en vue de minimiser le coût de remplacement des batteries. Afin d'intégrer le coût du vieillissement dans le problème d'optimisation il est d'abord nécessaire de modéliser l'impact des variables de fonctionnement sur le vieillissement de la batterie et ensuite de valoriser le vieillissement pendant la période d'optimisation. Les variables élémentaires qui sont fixées par l'optimisation et influencent le vieillissement de la batterie sont sa sollicitation en puissance et son état de charge. On présume qu'à chaque pas de temps, la batterie subit un vieillissement minime qui dépend de la sollicitation et de son état de charge actuel. Formulé sous forme de variables de la planification, on peut alors écrire le coût du vieillissement total subi pendant l'horizon d'optimisation pour un système de stockage comme

$$J^{aging} = \sum_{t=0}^{N_T-1} c^{aging} \cdot k^{age,B}(P_t^B, E_t^B) \cdot T = c^{aging} \cdot \Delta E_{Batt} \tag{190}$$

où c^{aging} est la valorisation de la perte de capacité énergétique de la batterie, $k^{age,B}$ est la vitesse de vieillissement, définie comme dérivée temporelle de la perte de capacité énergétique en accord avec une définition courante de l'état de santé [Alr15]. La vitesse du vieillissement dépend de la puissance P_t^B fournie par le système de stockage et de l'énergie stockée E_t^B, comme mesure indirecte de l'état de charge, pendant chaque pas de temps. Une explication plus détaillée du modèle énergétique du système de stockage est donnée dans la section III.4 et le modèle de la vitesse du vieillissement est développé dans la section III.4.

La valorisation du vieillissement vise à estimer l'impact financier que la perte de capacité énergétique a sur l'exploitant de la centrale. La valeur actuelle nette $C^{VAN}(t)$ du remplacement de la batterie au temps t (en ans) se calcule en fonction de la durée de temps attendue T_{rep} jusqu'au remplacement

$$C^{VAN}(t) = -\frac{C_{rep}}{(1+r)^{T_{rep}-t}} = -\frac{c_{rep} \cdot E_{Batt,0}}{(1+r)^{T_{rep}-t}} \tag{191}$$

où C_{rep} est la valeur nominale du coût de remplacement de la batterie, et c_{rep} est le coût spécifique en €/kWh de la capacité remplacée. Si on suppose un modèle de vieillissement exponentiel comme développé dans la section II.6, avec une capacité initiale de la batterie $E_{Batt,0}$ et un taux annuel moyen de dégradation $\overline{\gamma}$, la capacité énergétique actuelle de la batterie est approximée par

$$E_{Batt}(t) = E_{Batt,0}(1-\overline{\gamma})^t \tag{192}$$

Si la batterie doit être remplacée dès qu'elle atteint un niveau de capacité d'énergie $E_{Batt,rep}$, le temps restant jusqu'au remplacement résulte de la solution de (192)

$$T_{rep} = \frac{\log\left(\frac{E_{Batt,rep}}{E_{Batt}(t)}\right)}{\log(1-\overline{\gamma})} + t \tag{193}$$

Une diminution de la capacité actuelle de la batterie pendant l'horizon d'optimisation mène à un temps restant moins long et par conséquent à une valeur actuelle nette plus élevée du coût de remplacement selon (191). Naïvement, on peut alors en déduire logiquement le coût spécifique de la capacité perdue lors de l'opération comme le changement de la valeur actuelle nette par rapport à cette perte de capacité

$$c^{aging} = -\frac{dC^{VAN}(t)}{dT_{rep}}\frac{dT_{rep}}{dE_{Batt}} = -C_{rep}\frac{\log(1+r)}{E_{Batt} \cdot (1+r)^{T_{rep}-t} \cdot \log(1-\overline{\gamma})} \tag{194}$$

Il est important de noter que (194) est une linéarisation du changement de la VAN autour de la capacité actuelle. La perte de capacité pendant l'horizon d'optimisation est négligeable par rapport à la capacité restante jusqu'au remplacement. A cause de la formulation linéarisée du problème d'optimisation, on néglige aussi la perte de capacité qui est prévue pour une optimisation sans prise en compte du vieillissement. L'application de (194) mène à un niveau du coût de la perte de capacité qui est quasiment négligeable en comparaison avec des prix habituels de l'énergie vendue. Ceci s'explique par le fait que l'algorithme d'optimisation considère un changement dans la perte de capacité pendant l'horizon d'optimisation comme un événement singulier qui n'aura pas d'impact sur le vieillissement dans le futur. Dans la réalité, l'utilisation de l'algorithme d'optimisation modifiera à long terme le taux de dégradation moyen. On suppose alors que le taux de dégradation peut être représenté par une fonction différentiable de la capacité énergétique perdue pendant la période d'optimisation ΔE_{Batt}. Si on linéarise l'impact de la capacité perdue pendant la période d'optimisation ΔE_{Batt} sur la dégradation moyenne $\overline{\gamma}$ pendant le temps restant à l'utilisation de la batterie, on peut calculer le coût spécifique de la perte de capacité comme

$$\begin{aligned} c^{aging} &= \frac{N_T \cdot T}{a \cdot A_{rep}} \cdot \frac{dC^{VAN}}{dT_{rep}} \cdot \frac{dT_{rep}}{d\overline{\gamma}} \cdot \frac{d\overline{\gamma}}{d\Delta E_{Batt}} \\ c^{aging} &= -\frac{N_T \cdot T}{a \cdot A_{rep}} \cdot \frac{\log(1+r)}{(1+r)^{T_{rep}-t}} \cdot \frac{\log\left(\frac{E_{Batt,rep}}{E_{Batt}(t)}\right)}{(1-\overline{\gamma}) \cdot \log(1-\overline{\gamma})^2} \cdot \frac{d\overline{\gamma}}{d\Delta E_{Batt}} \end{aligned} \tag{195}$$

où le facteur supplémentaire $\frac{N_T \cdot T}{a \cdot A_{rep}}$ apparaît parce qu'on compare dans la formulation de la fonction objectif l'impact de la perte de capacité sur l'investissement de remplacement qui intervient une fois pendant la période de temps $(T_{rep} - t)$ à un changement potentiel des

revenus pendant une période d'optimisation considérablement plus courte. Puisque l'algorithme changera également les revenus moyens pendant la période d'utilisation restante de la batterie, ce déséquilibre est compensé par le rapport entre le facteur A_{rep} de l'annuité d'un investissement qui survient à T_{rep} et la part de la durée d'une année a couverte par la période d'optimisation $N_T \cdot T$. On réduit ainsi la valorisation de l'investissement qui concerne toute la durée de vie de la batterie à la part qu'en représente la période d'optimisation. Si on postule que le taux de dégradation pendant le reste de la durée de vie de la batterie sera identique au taux de dégradation pendant la période d'optimisation, on obtient

$$\frac{d\overline{\gamma}}{d\Delta E_{Batt}} = \frac{1}{N_T \cdot T \cdot E_{Batt,0}} \tag{196}$$

Dans la réalité, il est plus raisonnable de définir le taux de dégradation attendu dans le futur comme une combinaison du taux observé par le passé et du taux observé pendant la durée d'optimisation. En tout cas, un taux de dégradation attendu doit aussi être utilisé pour estimer les termes restant dans (195). La figure 91 montre le coût spécifique des pertes de capacité calculé selon (195) et (196) en fonction du taux de dégradation moyen et de la capacité restante.

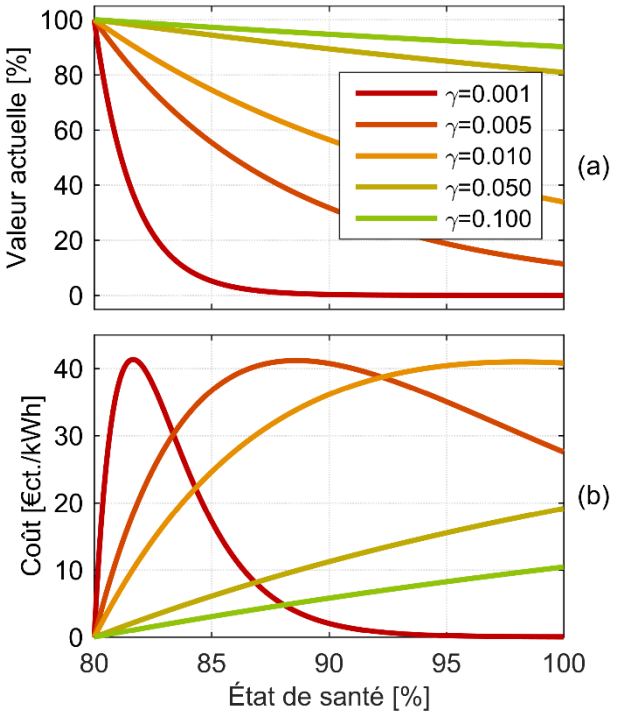


Figure 91. Coût d'un remplacement à SoH = 80% en fonction de l'état de santé actuel et du taux de dégradation moyen : (a) valeur actuelle en pourcentage, (b) coût spécifique de la capacité énergétique perdue.

L'évaluation ci-dessus a été faite pour un seul remplacement de la batterie En fonction de la durée de vie de l'installation et de la batterie, plusieurs remplacements peuvent être nécessaires pour assurer le fonctionnement pendant toute la durée de vie de la centrale. L'autre cas extrême suppose que l'installation a une durée de vie indéfinie et qu'une série infinie d'investissements dépréciés est nécessaire pour le remplacement de la batterie. Il est possible de calculer le coût de la capacité perdue pendant la période d'optimisation par une approche similaire à celle d'un remplacement unique. Néanmoins, la valorisation de la capacité perdue dépend de l'état de santé actuel du système. Une méthode alternative de valorisation mène à une valorisation plus uniforme.

Si on regarde la batterie comme un actif de l'exploitant qui est amorti au prorata de sa perte de capacité, on valorise alors la capacité perdue pendant la période d'optimisation au taux d'amortissement défini par la valeur nominale d'achat C_{rep} de l'actif et la valeur de revente C_{resale}

$$c^{aging} = \frac{C_{rep} - C_{resale}}{E_{Batt,0} - E_{Batt,rep}} \tag{197}$$

Cette approche néglige l'effet de l'intérêt sur le coût du remplacement, mais présente une méthode plus robuste pour la valorisation de la capacité perdue par rapport à la complexité de la méthode présentée ci-dessus.

III. Modèles du système de stockage dans les problèmes d'optimisation

Toutes les méthodes d'optimisation incorporent un modèle du système de stockage. Ce modèle est représenté par les contraintes des problèmes d'optimisation formalisés. Au final, il détermine les limites des valeurs de puissance qui apparaissent dans le plan de production du système de stockage. Les contraintes de puissance du système de stockage sont directement liées aux intensités minimales et maximales de courant que la batterie et la chaîne de conversion de l'électronique de puissance peuvent supporter de manière sûre. La puissance est également limitée par la tension minimale ou maximale que la batterie accepte à ses bornes. Puisque la tension aux bornes dépend de la tension en circuit ouvert de la batterie, elle dépend aussi de l'état de charge de la batterie. En somme, les limites du fonctionnement sûr de la batterie imposent des limites immédiates de puissance en fonction de l'état actuel de la batterie. En plus, les limites de l'état de charge que la batterie peut accepter déterminent des contraintes inter-temporelles car la puissance maximale dans chaque pas de temps doit prendre en compte l'utilisation de la batterie pendant l'ensemble de la période d'optimisation de façon que l'état de charge ne dépasse jamais ses limites. Finalement, pour la prise en compte du vieillissement de la batterie selon les approches données dans la section II.6, les contraintes doivent aussi intégrer un modèle du vieillissement de la batterie en fonction des variables de choix du problème d'optimisation. La formulation des contraintes modélisant le système de stockage dépend de la méthode d'optimisation.

III.1. Modèle non-linéaire

Un modèle non-linéaire de la batterie peut être utilisé, si le solveur accepte des contraintes non-linéaires. Ceci est le cas pour les solveurs génériques non-linéaires utilisés dans la solution des problèmes généraux comme expliqué dans la section I, ainsi que pour la programmation dynamique (section I.4). Par exemple, [Gaou14] emploie un modèle non-linéaire dans une programmation dynamique. Un modèle non-linéaire peut prendre la forme générale d'un circuit équivalent dynamique, tel que décrit dans la section B.IV.2. Pour la formulation du problème d'optimisation, on formalise les équations différentielles et les équations de Kirchhoff du circuit équivalent. Puis, ces équations sont discrétisées, par exemple avec la méthode du blocage d'ordre zéro, par la méthode d'Euler ou par une autre méthode d'ordre supérieur (p.ex. la méthode de Runge-Kutta) [Tho92]. Les équations discrétisées sont utilisées comme contraintes et on y ajoute les contraintes des limites de fonctionnement de la batterie

$$\begin{aligned} I_{Batt}^{min} \leq I_{Batt} \leq I_{Batt}^{max} \\ V_{Batt}^{min} \leq V_{Batt} \leq V_{Batt}^{max} \end{aligned} \tag{198}$$

L'utilisation d'un solveur générique de problèmes non-linéaires est coûteuse en temps de calcul, en particulier, si le problème comprend aussi des variables binaires comme l'exigent par exemple les contraintes de participation aux marchés d'électricité (voir section II.1). Pour chaque combinaison des variables entières, on doit alors résoudre un problème avec des

fonctions de contraintes continues et non-linéaires qui intègre l'ensemble des contraintes inter-temporelles définies par les équations différentielles des éléments de capacité et d'inductance dans le circuit équivalent. En comparaison, le calcul pur du circuit équivalent en réponse à un profil de sollicitation est moins exigeant, en particulier pour une méthode d'intégration d'ordre zéro. Pour cette raison, les modèles non-linéaires peuvent être intégrés dans la programmation dynamique. La fonction de transition $\phi(\vec{x}_t, \vec{u}_t)$ dans (157) est alors donnée par un pas d'intégration causale (d'ordre zéro) des équations différentielles du circuit équivalent. Malgré la facilité d'intégrer des modèles de circuit dynamique dans la programmation dynamique, le nombre élevé de variables d'état dans un circuit comprenant des capacités fait vite exploser la complexité du calcul comme cela a été exposé dans la section I.4. On peut alors utiliser la simplification du modèle électrique statique comme expliqué dans la section B.IV.2.

III.2. Modèle électrique statique

Le modèle électrique à une seule résistance interne illustré dans la figure 23 est bien adapté à son utilisation dans la programmation dynamique. Une démonstration de son utilisation dans la programmation dynamique se trouve dans [Gri12]. Sa simulation ne requiert pas d'équation différentielle à part l'évolution de l'état de charge qui sera alors modélisée par un modèle de blocage de l'ordre zéro. Malgré sa simplicité, le circuit à résistance interne reste un modèle non-linéaire car les contraintes en termes de la variable de décision (action) P_t^B sont

$$P_t^{Batt} = f_{Conv}(P_t^B) \tag{199}$$

$$\begin{aligned} V_t^{Batt} &= \frac{V_t^{OCV}}{2} + \sqrt{\left(\frac{V_t^{OCV}}{2}\right)^2 - P_t^{Batt} \cdot R_t^{Batt}} \\ I_t^{Batt} &= \frac{V_t^{OCV}}{2 \cdot R_t^{Batt}} + \sqrt{\left(\frac{V_t^{OCV}}{2 \cdot R_t^{Batt}}\right)^2 - \frac{P_t^{Batt}}{R_t^{Batt}}} \end{aligned} \tag{200}$$

$$\begin{aligned} V_t^{OCV} &= f_{OCV}(SoC_t^{Batt}) \\ R_t^{OCV} &= f_R(SoC_t^{Batt}) \end{aligned} \tag{201}$$

$$SoC_{t+1}^{Batt} = SoC_t^{Batt} + \frac{I_t^{Batt}}{Q^{Batt}} \cdot T \tag{202}$$

$$\begin{aligned} I_{Batt}^{min} &\leq I_t^{Batt} \leq I_{Batt}^{max} \\ V_{Batt}^{min} &\leq V_t^{Batt} \leq V_{Batt}^{max} \end{aligned} \tag{203}$$

où la contrainte (199) représente la caractéristique statique de puissance de l'électronique de puissance, P_t^{Batt} est la puissance soutirée à la batterie, V_t^{OCV} et R_t^{Batt} sont respectivement sa tension en circuit ouvert et sa résistance actuelle qui dépendent de son état de charge actuel SoC_t^{Batt} moyennant les fonctions non-linéaire dans (201). Finalement, (203) est la vraie contrainte de fonctionnement qui impose indirectement une contrainte sur la puissance P_t^B.

La programmation dynamique n'est pas très efficace dans la résolution de problèmes avec un grand nombre de variables d'états ou de décision par pas de temps. L'optimisation de la participation aux marchés d'énergie et de réserve et le calcul des plans de production en présence de plusieurs systèmes de stockage représentent une telle problématique. On favorise alors souvent la programmation linéaire-mixte. Celle-ci ne peut pas intégrer les contraintes non-linéaires (199)-(203), directement, mais utilise un modèle énergétique linéarisé.

III.3. Modèle énergétique linéarisé

Le modèle énergétique est souvent utilisé dans les problèmes d'optimisation linéaire pour la planification [Was12] [Pol13] [Luu15] [Krüg16] [Esh15] [Wu14]. Pour l'utilisation de la programmation linéaire, les contraintes du système de stockage doivent également être des fonctions linéaires des variables de décision, c'est-à-dire la puissance P_t^B sollicitée au système de stockage à chaque pas de temps t. A la limite, on peut obtenir un modèle purement linéaire du système de stockage idéal avec les contraintes

$$P^{B,min} \leq P_t^B \leq P^{B,max} \tag{204}$$

$$\begin{gathered} E_t^B = E_{t-1}^B - P_t^B \cdot T, \forall t = 1 \dots N_T - 1 \\ E^{B,min} \leq E_t^B \leq E^{B,max} \end{gathered} \tag{205}$$

où $P^{B,min}$ et $P^{B,max}$ sont les limites statiques inférieures et supérieures de puissance du système de stockage et les contraintes (204) seront appelées les limites de puissances. E_t^B est le contenu énergétique du système de stockage avec ses limites statiques $E^{B,min}$ et $E^{B,max}$. A moins que les contraintes soient choisies plus sévèrement pour des raisons opérationnelles, ont peut supposer $E^{B,min} = 0$ et $E^{B,min} = E^{B,nom}$, où $E^{B,nom}$ est l'énergie nominale de la batterie (voir section B.III.4.2). Les contraintes (205) seront appelées les contraintes de réservoir. On note au passage que la variable E_t^B a été définie pour convenance et lisibilité, car elle peut être substituée dans (205) par

$$E_t^B = \sum_{\tau=0}^{N_T-1} P_\tau^B \cdot T \tag{206}$$

Le modèle du système de stockage idéal (204)-(205) ne contient aucune information concernant le système sauf sa capacité énergétique et des limites de puissance qui sont statiques. En particulier, il suppose un rendement unitaire entre la charge et la décharge du réservoir énergétique. Un tel modèle est employé dans [Luu15]. Une version des contraintes de réservoir qui représente un rendement énergétique en charge η_{ch} et en décharge η_{ch} est donné par

$$\begin{gathered} P_t^B = \eta_{dch} \cdot \varepsilon_t^{B,dch} - \frac{1}{\eta_{ch}} \cdot \varepsilon_t^{B,ch} \\ E_t^B = E_{t-1}^B + \left(\varepsilon_t^{B,ch} - \varepsilon_t^{B,dch}\right) \cdot T, \forall t = 1 \dots N_T - 1 \\ \varepsilon_t^{B,ch}, \varepsilon_t^{B,dch} \geq 0 \end{gathered} \tag{207}$$

où $\varepsilon_t^{B,dch}$ est le changement de l'énergie stockée par la décharge et $\varepsilon_t^{B,ch}$ le changement par la charge. Un modèle à rendements différents en charge et en décharge est utilisé dans [Pol13], [Was12], [Krüg16], [Esh15] et [Wu14]. Les contraintes de puissance dans ces travaux sont modélisées par la limite statique (204). Les contraintes (207) définissent la relation entre les deux variables du changement de l'énergie stockée et la puissance fournie par le système de stockage, mais n'empêchent pas l'algorithme de choisir les variables $\varepsilon_t^{B,dch}$ et $\varepsilon_t^{B,ch}$ non-nulles au même temps ce qui impliquerait un comportement de la batterie comme si elle chargeait et déchargeait au même temps. Si $\eta_{ch} < 1$ et $\eta_{dch} < 1$, une telle situation cause un rendement plus faible de la conversion d'énergie dans la batterie. Une telle solution sera sous-optimale par rapport à une solution dans laquelle une des deux variable est égale zéro. Néanmoins, on peut construire des problèmes d'optimisation qui favorisent une telle solution (par exemple si la batterie doit tenir sa puissance de sortie à zéro en suivi d'un profil, mais perdre de l'énergie stockée pour élargir et assurer une réserve négative). Si la condition $\varepsilon_t^{B,ch} \cdot \varepsilon_t^{B,dch} = 0$ n'est pas

assurée par la structure du problème, on peut la forcer moyennant une variable binaire $b_t^{B,dch}$ qui indique si le système se trouve en mode de décharge

$$\begin{aligned} \varepsilon_t^{B,dch} &\leq M \cdot b_t^{B,dch} \\ \varepsilon_t^{B,ch} + M \cdot b_t^{B,dch} &\leq M \end{aligned} \tag{208}$$

selon la méthode décrite dans l'Annexe A. Les contraintes de réservoir (207) permettent de définir un seul rendement en charge et en décharge, respectivement. Il faut alors trouver un rendement qui représente au mieux le comportement moyen du système de stockage. On sait qu'en réalité, le rendement énergétique monodirectionnel du système de stockage dépend de la puissance appliquée (par le rendement du convertisseur et de la batterie) et de l'état de charge de la batterie. On trouve dans les systèmes réels que la dépendance de la puissance est beaucoup plus forte que celle de l'état de charge. Pour cette raison, un modèle qui représente un rendement variable en fonction de la puissance peut apporter plus de précision. Un tel modèle est caractérisé par des contraintes de réservoir

$$\varepsilon_t^B \geq f_\varepsilon(P_t^B) \tag{209}$$

$$E_t^B = E_{t-1}^B - \varepsilon_t^B \cdot T, \forall t = 1 \dots N_T - 1 \tag{210}$$

où $f_\varepsilon(P_t^B)$ est une linéarisation par morceaux d'une fonction non-linéaire, comme décrite dans l'Annexe A. On trouve dans la réalité que la fonction $f_\varepsilon(P_t^B)$ est généralement convexe en P_t^B. De nouveau, il est logique de supposer que la plupart des problèmes seront formulés de façon à minimiser implicitement le changement négatif de l'énergie stockée ε_t^B. En conséquence, la contrainte de réservoir (210) sera active dans la solution du problème d'optimisation et le modèle non-linéaire sera respecté. Dans les cas où on ne peut pas assurer cette qualité de la solution, on utilise une contrainte d'égalité avec un ensemble ordonné spécial du type 2 de variables binaires.

En outre, on peut également ajouter la dépendance du rendement de l'état de charge de la batterie. Pour ceci, on utilise l'état d'énergie comme indicateur indirect de l'état de charge et par extension l'énergie stockée E_t^B. On construit alors une linéarisation en deux dimension (voir l'Annexe A) de la fonction $f_\varepsilon(P_t^B, E_t^B)$. Cette fonction est convexe en bonne approximation dans les deux variables. Les mêmes remarques que pour le cas unidimensionnel s'appliquent.

Finalement, la dépendance de la puissance maximale $P^{B,max}$ et minimale $P^{B,min}$ du système de stockage de l'état d'énergie peut être incluse dans le modèle. Ainsi, la contrainte (204) devient

$$f_{P_{min}}(E_t^B) \leq P^{B,min} \leq P_t^B \leq P^{B,max} = f_{P_{max}}(E_t^B) \tag{211}$$

Les fonctions $f_{P_{min}}$ et $f_{P_{max}}$ sont dépendent des limites de puissance du convertisseur électronique et des limites de puissance de la batterie qui se calculent en fonction de l'état d'énergie comme décrit dans la section B.VI.2

$$\begin{aligned} f_{P_{min}}(E_t^B) &= \min\{P_{conv}^{min}; P_{Bat}^{min}(SoC(E_t^B))\} \\ f_{P_{max}}(E_t^B) &= \max\{P_{conv}^{max}; P_{Bat}^{max}(SoC(E_t^B))\} \end{aligned} \tag{212}$$

Généralement, la limite supérieure de la batterie dominera seulement vers l'état de pleine décharge tandis que la limite inférieure dominera autour de l'état de pleine charge, comme l'illustre la figure 35. Si les fonctions $f_{P_{min}}$ et $-f_{P_{max}}$ sont convexes, ceci implique que (217) peut être remplacé par une série de contraintes linéaires sur la puissance du système de stockage, qui forme une linéarisation par morceaux de ces fonctions.

III.4. Prise en compte de l'incertitude du plan d'utilisation

Le plan d'utilisation d'un système de stockage dans une centrale distribuée peut contenir des aléas imprévisibles au moment de la planification. L'impact que peuvent avoir les appels de réserve sur l'évolution stockée a déjà été évoqué dans la section D.IV.2, mais même sans participation aux réserves, la présence d'une source à prévisibilité limitée telle qu'une source photovoltaïque engendre une incertitude quant à la puissance réellement demandée au système de stockage. Une méthode de programmation stochastique pour la résolution de problèmes de planification en cas d'incertitude est proposée dans [Con10]. Un ensemble de scénario de la réalisation des variables aléatoires est considéré et le problème d'optimisation est résolu en respectant les contraintes dans chaque scénario. Ici, seulement les cas extrêmes sont pris en compte par les contraintes [Krug16]. Une telle analyse réduite est possible si la répartition des aléas dans la demande de puissance au système est fixée à l'avance comme dans (169) et les cas extrêmes de la réalisation des variables aléatoires correspond aux cas extrêmes des contraintes du système. Dans la suite, la prise en compte des appels de réserve est modélisée avec différentes hypothèses concernant la fréquence et la durée possibles des appels. Une approche similaire est possible pour la prise en compte des aléas dans la génération renouvelable.

Si le bilan des participations à la réserve est donné par (169) et la durée de l'appel n'est limitée que par la durée du contrat, on peut calculer un plan de l'énergie de réserve positive $E_t^{res+,B}$ mise en jeu par chaque système de stockage B jusqu'à l'instant t par sa contribution $P_t^{res+,B}$ à l'obligation totale de réserve positive de la centrale. L'énergie de réserve négative $E_t^{res-,B}$ se calcule de manière analogue [Krug16] :

$$\begin{aligned} E_t^{res+,B} &= T \sum_{\tau=0}^{t} \frac{1}{\eta_{dch}} \cdot P_\tau^{res+,B} \\ E_t^{res-,B} &= T \sum_{\tau=0}^{t} \eta_{ch} \cdot P_\tau^{res-,B} \end{aligned} \tag{213}$$

où le modèle (207) a été utilisé. Les contraintes de réservoir (205) sont alors supplantées par :

$$E^{B,min} \leq E_t^B - E_t^{res+,B}, \qquad E_t^B + E_t^{res-,B} \leq E^{B,max} \tag{214}$$

Les systèmes de stockage doivent respecter leurs limites d'énergie stockée dans les cas où toute la réserve contractée est demandée, respectivement, en hausse ou en baisse. Une approche similaire peut être suivie pour la prise en compte des aléas de la génération renouvelable. Les systèmes de stockage doivent palier l'écart par rapport au plan de production. Si la clef de répartition des aléas sur les systèmes de stockage est définie au préalable par une équation similaire à (169), on remplace $P_t^{res+,B}$ et $P_t^{res-,B}$ dans (214) par les contributions du système de stockage B à cette compensation dans les réalisations extrêmes de la distribution de la ressource (on choisira généralement un quantile correspondant à un niveau de risque admissible).

Les contraintes (213) et (214) sont très prudentes et restrictives au vu du fait que la durée des appels de réserve moyenne est souvent largement inférieure à la durée du contrat et que les appels consécutifs continuellement de la même tendance sont peu probables. Si un contrat de réserve a une durée de $T_{block}^{res} = N_{block}^{res} \cdot T$ et le nombre d'appels est limité à un seul appel de durée $T_{call}^{res} = N_{call}^{res} \cdot T \leq T_{block}^{res}$ par bloc de réserve, on peut reformuler (114) comme [Krug16] :

$$E_t^{res+,B} = T \sum_{\tau \in \Omega_t^{res+}} \frac{1}{\eta_{dch}} \cdot P_\tau^{res+,B}$$

$$E_t^{res-,B} = T \sum_{\tau \in \Omega_t^{res-}} \eta_{ch} \cdot P_\tau^{res-,B} \tag{215}$$

$$\Omega_t^{res+} = \{\tau : \tau = n \cdot N_{block}^{res+} + m; n \in \mathbb{N}_0; m \in \mathbb{N}; m \leq N_{call}^{res+}; \tau \leq t\}$$

$$\Omega_t^{res-} = \{\tau : \tau = n \cdot N_{block}^{res-} + m; n \in \mathbb{N}_0; m \in \mathbb{N}; m \leq N_{call}^{res-}; \tau \leq t\}$$

Les équations (215) signifient que l'appel de réserve intervient au début du bloc ce qui constitue le cas le plus restrictif.

Bien que l'énergie engagée par bloc de réserve soit réduite pour (215), la contrainte reste restrictive parce que les effets de plusieurs engagements de réserve se cumulent vers la fin de l'horizon d'optimisation. Par conséquent, la participation à la réserve devient moins réalisable, le plus étendu la période d'optimisation. Toutefois, dans la réalité il existe des moyens pour l'opérateur de la centrale de compenser les écarts dans le bilan énergétique produits par les appels de réserve. L'énergie peut notamment être rachetée (ou revendue) sur les marchés Intraday. Une prise en compte de la possibilité de rachat limite l'effet d'un engagement de réserve à une période de $N_{buyback}^{res}$ pas de temps [Krug16] :

$$E_t^{res+,B} = T \sum_{\tau=t-N_{buyback}^{res+}+1}^{t} \frac{1}{\eta_{dch}} \cdot P_\tau^{res+,B}$$

$$E_t^{res-,B} = T \sum_{\tau=t-N_{buyback}^{res-}+1}^{t} \eta_{ch} \cdot P_\tau^{res-,B} \tag{216}$$

L'étude présentée dans [Krug16] montre qu'un marché Intraday liquide peut offrir une opportunité importante d'encourager la participation des centrales renouvelables avec stockage aux marchés de réserves.

III.5. Modèle du vieillissement

Pour incorporer le vieillissement de la batterie dans les objectifs de l'optimisation suivant la méthodologie exposée dans la section II.6, il est nécessaire de modéliser la perte de capacité ΔE_{Batt} pendant la période d'optimisation en fonction des variables d'optimisation, c'est-à-dire les sollicitations en puissance du système de stockage

$$\Delta E_{Batt} = \sum_{t=0}^{N_T-1} k^{age,B}(P_t^B, E_t^B) \cdot T \tag{217}$$

Les modèles du vieillissement de la batterie ont été introduits dans la section B.III.5. Il a été constaté que les modèles du vieillissement calendaire sont fortement non-linéaires et que les modèles du vieillissement en cyclage sont semi-empiriques. En plus, l'interdépendance entre les différents modes de vieillissement n'est pas bien comprise Dans l'application d'une méthode comme la programmation dynamique, une fonction non-linéaire du vieillissement calendaire comme (54) peut être intégrée directement dans la fonction de coût

$$k^{age,B}(E_t^B) = \frac{dE_{Batt}}{dt} = k\left(\frac{E_t^B}{E_{Batt}}\right) \cdot \left(2 - \frac{E_{Batt}}{E_{Batt,0}}\right)^{-\alpha} \tag{218}$$

où quelques approximations ont été utilisées. L'état de charge a été remplacé par l'état d'énergie, et les valeurs de capacité par les capacités énergétiques. La dépendance de la température a été négligée et on suppose que la capacité énergétique actuelle de la batterie E_{Batt} reste constante pendant la période d'optimisation ce qui est justifiée par la faible vitesse de vieillissement s'il s'agit d'une ou plusieurs journées. De la même manière, on peut intégrer des fonctions semi-empiriques dans la programmation dynamique.

Le défi de la modélisation pour l'optimisation linéaire-mixte est de trouver une approximation de ces modèles qui soit linéaire dans les variables d'optimisation. Le modèle de vieillissement exponentiel (192) peut accueillir le vieillissement calendaire et le vieillissement en cyclage comme deux processus exponentiels avec un taux de dégradation γ_T qui dépend de l'état de charge et un taux γ_P qui dépend de la puissance, respectivement, et qui définissent ensemble le taux de dégradation :

$$\gamma = \gamma_T + \gamma_P \tag{219}$$

La figure 92 montre le temps passé avant qu'une batterie atteigne un certain état de santé pour le modèle parabolique de [Sch14], le modèle α de [Grol14], un modèle exponentiel avec le même taux de dégradation et une approximation linéaire. L'erreur du modèle exponentiel par rapport au modèle α est de moins de 20 % à un état de santé de 80 % qui marque habituellement la fin de vie de la batterie. Ceci paraît une approximation tolérable au vu des autres incertitudes dans le modèle de vieillissement. Si on linéarise le modèle exponentiel pour une courte durée $N_T \cdot T$, on peut substitué le taux de dégradation γ par la perte de capacité relative sur la durée

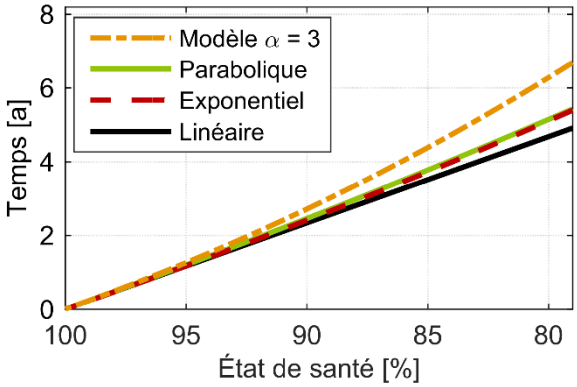


Figure 92. Comparaison des temps passé jusqu'à l'atteinte d'un état de santé donné pour le modèle α, le modèle parabolique, le modèle exponentiel et le modèle linéaire.

$$\gamma \approx \frac{\Delta E_{Batt}}{N_T \cdot T \cdot E_{Batt,0}} \tag{220}$$

On utilise le taux de dégradation du modèle (56) de [Groo14] pour substituer le taux de dégradation γ_T du au vieillissement calendaire

$$\gamma_{T,t} = k_A \cdot SoC + k_B \approx k_A \cdot \frac{E_t^B}{E_{Batt}} + k_B \tag{221}$$

Pour le vieillissement en cyclage, on utilise une linéarisation de la dépendance du taux de dégradation dans [Alr15] de la puissance de décharge. En plus, on suppose que la puissance en charge ait un effet symétrique sur le vieillissement de façon à obtenir

$$\gamma_{P,t} = \frac{dE_{Batt}}{dE_{cyc}}(P_t) \cdot \frac{dE_{cyc}}{dt} = k_P \cdot |P_t| \cdot |P_t| = k_P \cdot P_t^2 \tag{222}$$

où E_{cyc} est la valeur absolue de l'énergie totale cyclée dans la batterie et nous avons négligé les pertes de conversion. Avec (219) et (220), on obtient le modèle

$$\Delta E_{Batt} = \sum_{t=1}^{N_T-1} \left(k_A \cdot \frac{E_t^B}{E_{Batt}} + k_B + k_P \cdot P_t^2 \right) \cdot T \tag{223}$$

Le modèle simplifié (223) est linéaire en fonction de l'énergie stockée et quadratique en fonction de la puissance du système de stockage. Pour cette raison, il est convexe et peut être représenté par une approximation linéaire par morceaux comme décrite dans l'Annexe A. L'utilisation de variables binaires n'est pas nécessaire, car la capacité énergétique perdue n'apparaît généralement dans aucune autre contrainte de fonctionnement.

IV. Répartition instantanée optimal de puissance d'un système multi-stockage

La répartition instantanée de la puissance (147) sur un ensemble de systèmes de stockage a déjà été évoquée dans la section D.III. Il s'agit de trouver des facteurs $\delta^{B,i}$ pour tous les systèmes de stockage $i = 1 \dots N_B$ de façon à optimiser la répartition. La démarche envisagée ici est similaire à la répartition de puissance sur des systèmes d'électronique de puissance dans un micro-réseau développée dans [Krü12]. Puisque cette tâche constitue un problème d'optimisation avec une durée d'exécution incertaine, elle est exécutée hors-ligne, c'est-à-dire en temps asynchrone avec le contrôle direct de l'électronique de puissance. Toutefois, elle peut être considérée comme partie intégrante de la couche de contrôle de la puissance puisqu'un engagement des ressources énergétiques sur la durée n'a pas lieu. En conséquence, l'implémentation se fait en deux étapes. Dans l'étape de calcul, la répartition optimale est calculée pour un ensemble de valeurs de la puissance totale du système qui couvre la plage des valeurs attendues en fonctionnement. Les facteurs $\delta^{B,i}$ pour chacune des sollicitations sont stockés dans un tableau. Puis, lors de la phase opérationnelle, les valeurs stockées dans le tableau sont interpolées en temps réel et multipliées par la sollicitation réelle afin d'obtenir les consignes de puissance des systèmes de stockage. Le calcul d'un nouveau tableau peut recommencer avec les dernières mises à jour de l'état de tous les systèmes de stockage, dès que le dernier calcul est fini. La seule contrainte est que la vitesse d'exécution soit suffisante pour intégrer les évolutions pertinentes du système.

IV.1. Problème d'optimisation

Pour maximiser le rendement énergétique de la centrale on cherche à tout instant une répartition de la puissance totale demandée aux systèmes de stockage de façon à minimiser les pertes de conversion

$$\min_{\vec{\delta}} \sum_{i=1}^{N_B} \varepsilon_t^{B,i} - P_t^{B,i} \tag{224}$$

sous les contraintes

$$\begin{gathered} \varepsilon_t^{B,i} = f_\varepsilon^i(P_t^{B,i}) \\ P^{B,i,min} \leq P_t^{B,i} = \delta^{B,i} \cdot P_{ESS,t}^* \leq P^{B,i,max} \\ \sum_{i=1}^{N_B} \delta^{B,i} = 1 \end{gathered} \tag{225}$$

où l'on utilise le modèle générique (209) du changement $\varepsilon_t^{B,i}$ de l'énergie stockée. Comme pour le modèle (209), l'égalité dans (225) peut être remplacée par une contrainte d'inégalité à condition que la fonction $f_\varepsilon^i(P_t^{B,i})$ soit convexe.

IV.2. Méthode d'optimisation

La solution de (224)-(225) peut être trouvée par un algorithme générique d'optimisation non-linéaire. Puisque l'optimisation fait partie du système de gestion de puissance et doit réagir vite à des changements d'état du système, la vitesse de l'optimisation est importante. En particulier, il est présumé par la suite que l'optimisation est effectuée à des intervalles réguliers. L'algorithme d'optimisation doit alors garantir une convergence dans l'espace de ces intervalles. La forme de la fonction f_ε^i permet une approximation par une fonction quadratique

$$f_\varepsilon^i = c_2^i \cdot {P_t^{B,i}}^2 + c_1^i \cdot P_t^{B,i} + c_0^i \tag{226}$$

qui est utilisée dans un algorithme d'optimisation quadratique [Noc99]. Comme mentionné plus haut, l'optimisation est effectuée à une fréquence régulière pour un ensemble de consignes $\Omega_P = \{P_{ESS,i}^*, i = 1 \dots N_P\}$, qui couvre la plage des sollicitations attendues. Les vecteurs $\vec{\delta}_i, i = 1 \dots N_P$ des facteurs optimaux sont stockés dans un tableau et interpolés à la valeur réelle de la sollicitation. Si l'ensemble Ω_P des consignes sous optimisation contient des valeurs nulles ou proches de zéro, les facteurs $\vec{\delta}_i$ peuvent diverger pour des raisons numériques. Il est préférable de déterminer les facteurs optimaux autour de la sollicitation nulle par une interpolation des autres valeurs.

IV.3. Cas d'étude

L'optimisation de la répartition de puissance pour un système multi-stockage a été testée en simulation pour une centrale photovoltaïque intégrant deux systèmes de stockage à batteries Li-ion de tailles différentes. Le tableau 8 précise les paramètres du système. La simulation modélise une opération dans le cadre de l'appel d'offre de la CRE [CRE11] avec le suivi d'un profil trapézoïdal comme il a été décrit dans la section II.4. L'engagement optimal avec les paramètres du profil est déterminé par la planification optimale introduite plus loin dans la section II.4 avec un modèle énergétique à rendement fixe (207). Ensuite, le fonctionnement du système est simulée une fois avec une répartition de la puissance au prorata des puissances nominales des deux systèmes de stockage

$$\delta^{B,i} = \frac{P^{B,i,nom}}{\sum_{j=1}^{N_B} P^{B,j,nom}} \tag{227}$$

Les données opérationnelles obtenues par ce premier essai sont analysées suivant l'approche d'identification du modèle électrique montrée dans la section C.II.3 pour obtenir les courbes d'OCV et de résistance interne en fonction de l'état de charge, ainsi que la capacité de charge maximale des batteries. Par la conversion du modèle électrique en modèle énergétique expliquée dans la section C.IV, la fonction $f_\varepsilon^i(P_t^{B,i})$ est évaluée à plusieurs valeurs de puissance et de l'état d'énergie de la batterie et les coefficients c_0^i, c_1^i et c_2^i de son approximation quadratique sont déterminés par régression à plusieurs états d'énergie.

Lors du deuxième essai, la simulation est répétée avec le même plan de production, mais les facteurs de répartition de la puissance sont déterminés par la solution du problème (224)-(225) avec la fonction quadratique (226) toutes les minutes. Les coefficients c_0^i, c_1^i et c_2^i sont mis à jour avant chaque optimisation en interpolant leurs valeurs à l'état de charge actuel avec les valeurs déterminées dans l'analyse préalable.

IV.4. Résultats

L'optimisation et la simulation sont effectuées pour une journée entière. La figure 93 représente des séries temporelles pour les deux cas. La figure 93(a) montre les données de production photovoltaïque utilisées dans la simulation et sa prévision utilisée lors de la planification. Le plan de production accepté par la centrale est tracé dans la figure 93(b) ensemble avec la production de la centrale réalisée dans la simulation. La différence entre la production photovoltaïque et la production de la centrale est fournie par les deux systèmes de stockage. La figure 93(c) la montre pour le cas d'une répartition statique au prorata des puissances nominales. L'évolution de l'énergie stockée dans les deux batteries qui en résulte est affichée dans la figure 93(d). La figure 93(e) montre la production des systèmes de stockage dans le cas

Tableau 8. Spécifications du system industriel du cas d'étude.

Centrale photovoltaïque LECLERC St. Leu	
Site d'installation :	St. Leu, La Réunion
Exploitant :	ALBIOMA
Mise en service :	Janvier 2015
Capacité PV installée :	1 MWp
Système de batterie :	2 containers avec 11 racks parallèles
Taille du rack :	17 modules
Technologie de batterie :	Li-ion, LG Chem UPB4860
Tension de batterie :	714.0 - 999.6 V
Courant nominal de batterie :	660 A (1C)
Capacité de charge :	2 × 693 Ah
Capacité énergétique :	2 × 600 kWh
Puissance maximale :	2 × 348 kW

d'une répartition optimisée et figure 93(g) représente l'évolution de l'énergie stockée correspondante.

Afin de comparer l'efficacité de l'optimisation par rapport au fonctionnement non-optimisé, on quantifie l'énergie totale injectée au réseau par la centrale E^{out}, ainsi que l'énergie produite par la source photovoltaïque E^{PV} et son énergie théoriquement disponible E^{RES} et l'énergie chargée

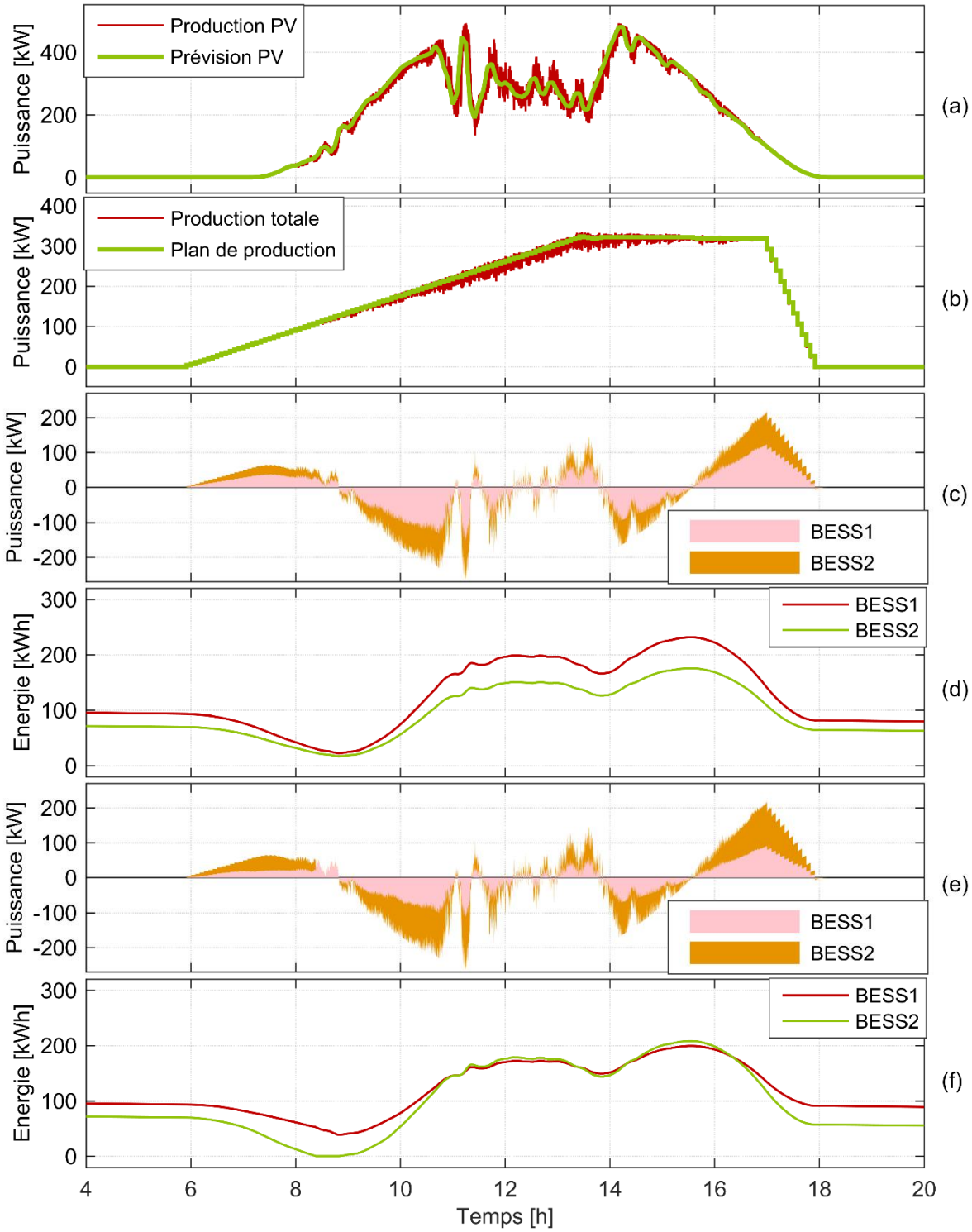


Figure 93. Fonctionnement de la centrale selon la répartition de la puissance. (a) Prévision photovoltaïque et capacité disponible. (b) Plan de production et production réalisée. Répartition selon les puissances disponibles : (c) puissance des systèmes de stockage, (c) énergie stockée. Répartition optimisée : (d) puissance des systèmes de stockage, (e) énergie stockée.

E_{Ch} et déchargée E_{Dch} des systèmes de stockage. Les pertes de conversion du stockage sont égales à la différence entre l'énergie produite par la source et celle injectée au réseau uniquement si l'état de charge des systèmes de stockage à la fin de la période de fonctionnement équivaut à celui du début. Pour cette raison, il faut évaluer d'abord le rendement de la conversion du système de stockage afin de prendre en compte le changement de l'énergie stockée dans le rendement global de la centrale. On cherche alors à déterminer un rendement total $\eta^B_{Ch\to Dch}$ (« round-trip ») du stockage de l'énergie déchargée par rapport à l'énergie chargée. Trois hypothèses simplificatrices facilitent la prise en compte du changement de l'état de charge :

- Le rendement moyen en charge est identique au rendement moyen en décharge,
- Le rendement de la période de fonctionnement est représentatif pour le rendement avec lequel l'énergie stockée sera déchargée,
- Le changement de l'énergie stockée ΔE^B est égal au changement de l'état de charge ΔSoC multiplié par l'énergie nominale E_{Batt} de la batterie ;

Avec ces hypothèses, l'équation pour le calcul du rendement d'un système de stockage pendant la période de fonctionnement est donnée par

$$\eta^B_{Ch\to Dch} = \frac{E^B_{Dch} + \Delta E^B \cdot \sqrt{\eta^B_{Ch\to Dch}}}{E^B_{Ch}} \tag{228}$$

où le changement de l'énergie stockée a été pondéré au rendement unidirectionnel de décharge qui est égal à la racine du rendement total selon les hypothèses. Après résolution pour le rendement, on obtient

$$\eta^B_{Ch\to Dch} = \frac{E^B_{Dch}}{E^B_{Ch}} + \frac{{\Delta E^B}^2}{2 \cdot {E^B_{Ch}}^2} + \frac{\Delta E^B}{E^B_{Ch}} \cdot \sqrt{\frac{{\Delta E^B}^2}{{E^B_{Ch}}^2} + \frac{E^B_{Dch}}{E^B_{Ch}}} \tag{229}$$

Un calcul analogue du rendement η_{Stock} pour l'ensemble des systèmes de stockage est possible en substituant les énergies dans (229) par les valeurs agrégées pour tous les systèmes. Le rendement global de conversion de la centrale $\eta_{PV\to Out}$ est donné par

$$\eta_{PV\to Out} = \frac{E^{out} + \eta_{Stock} \cdot \max\{\Delta E^B; 0\}}{E^{PV} - \frac{1}{\eta_{Stock}} \cdot \min\{\Delta E^B; 0\}} \tag{230}$$

Finalement, l'indicateur de performance est le rendement d'usage de la ressource photovoltaïque

$$\eta_{RES\to Out} = \frac{E^{out} + \eta_{Stock} \cdot \max\{\Delta E^B; 0\} + \min\{\Delta E^B; 0\}}{E^{RES}} \tag{231}$$

Suivant ces calculs, le tableau 9 récapitule les résultats des deux essais illustrés dans la figure 93. Les chiffres concernant la production photovoltaïque et le plan de production sont presque identiques dans les deux cas, car le plan de production est généré par le même algorithme de planification. La prévision était supposée idéale avec une erreur minimale résultant des fluctuations de la production réelle en-dessous de l'échelle des pas de 5 min de la prévision. La différence entre les deux cas est visible dans l'énergie chargée et déchargée dans les deux systèmes de stockage. L'augmentation de l'énergie transitant dans le système 2 reflète son usage plus prononcé dans la sollicitation de puissance montrée dans la figure 93(f) par rapport à la figure 93(d). Au final, une quantité équivalente d'énergie est mise en jeu dans le stockage. L'usage préférentiel du système 2 dans le deuxième cas est dû à sa fonction $f^2_\varepsilon(P^{B,2}_t)$ moins raide. La plus forte sollicitation du système 2 améliore son rendement moyen pendant la période

Tableau 9. Résultats agrégés de la journée de fonctionnement selon la répartition de la puissance.

(Valeurs en MWh)	Répartition fixe		Répartition optimale	
Production planifiée	2,513	(100,00 %)	2,513	(100,00 %)
Energie injectée au réseau	2,478	(98,57 %)	2,477	(98,56 %)
Energie non produite	0,036	(1,43 %)	0,036	(1,44 %)
Prévision photovoltaïque	2,551	(100,00 %)	2,551	(100,00 %)
Capacité photovoltaïque	2,547	(99,85 %)	2,547	(99,85 %)
Erreur de prévision	0,004	(0,15 %)	0,004	(0,15 %)
Energie PV produite	2,512	(98,59 %)	2,512	(98,60 %)
Réduction PV	0,036	(1,41 %)	0,036	(1,40 %)
Système de stockage 1				
Energie chargée	0,285	(100,00 %)	0,217	(100,00 %)
Energie déchargée	0,265	(93,18 %)	0,193	(88,98 %)
Energie stockée ΔE^B	-0,014	(-5,00 %)	-0,008	(-3,52 %)
Rendement $\eta^B_{Ch\rightarrow Dch}$		88,47 %		85,72 %
Système de stockage 2				
Energie chargée	0,213	(100,00 %)	0,282	(100,00 %)
Energie déchargée	0,199	(93,15 %)	0,274	(97,18 %)
Energie stockée ΔE^B	-0,007	(-3,49 %)	-0,012	(-4,36 %)
Rendement $\eta^B_{Ch\rightarrow Dch}$		89,83 %		92,97 %
Rendement du stockage η_{Stock}		**89,05 %**		**89,83 %**
Rendement de la centrale $\eta_{PV\rightarrow Out}$		**97,83 %**		**97,87 %**
Rendement de la resource $\eta_{RES\rightarrow Out}$		**96,64 %**		**96,69 %**

de fonctionnement de 89,8 % à 93,0 %. Dans le même temps, le système 1 est opéré dans des conditions moins favorables et voit son rendement baisser. Puisque cette baisse de rendement concerne moins d'énergie que dans le premier cas, le rendement combiné des deux systèmes de stockage augmente toutefois de huit dixième d'un point de pourcentage. Autrement dit, les pertes énergétiques du stockage baissent de 7 %. L'impact de cette amélioration sur le rendement global de la centrale est moins prononcé, car elle ne concerne pas l'énergie injectée directement au réseau.

L'approche de répartition optimale instantanée de la puissance a des limitations importantes. En particulier, elle ne prend pas en compte le comportement futur du système. Dans le cas d'étude présent, les fonctions $f^i_\varepsilon(P^{B,i}_t)$ montrent une forte symétrie des pertes en charge et décharge. Si le rendement d'un des 2 systèmes de stockage est supérieur à l'autre en charge mais inférieur en décharge ; son usage préférentiel en charge sera limité par le fait que son

énergie devra in fine être déchargée au cours de l'opération de la centrale. Une analyse plus complète de l'intérêt de cette méthode est donnée dans la section VII.

V. Planification optimale du système unitaire en programmation linéaire

L'optimisation de la répartition de puissance présentée dans la section IV concerne le suivi instantané d'un profil de puissance. Ce profil est lui-même issu d'une optimisation qui détermine le plan de production optimal sous les contraintes de l'application. Dans le cas de l'appel d'offre [CRE11], ces contraintes déterminent un plan de production trapézoïdal avec des paramètres comme il a été décrit dans la section II.4. La rémunération se base sur un tarif d'achat fixe par kWh. Dans les cas d'études présentés plus loin, un tarif de 150 €/MWh est supposé, ce qui correspond à une valeur représentative des projets qui ont été retenus lors de cet appel d'offres. L'objectif principal de la planification est alors de maximiser le revenu de la centrale en trouvant un plan de production qui permette d'injecter le maximum possible d'énergie au réseau sur la base d'une prévision de production photovoltaïque donnée. Au-delà, il peut y avoir des alternatives plus ou moins favorables parmi un ensemble de plans de production qui représentent la même énergie produite. Ces différences sont dues aux incertitudes présentes dans les prévisions de la production photovoltaïque et aux imprécisions du modèle utilisé dans l'optimisation. En particulier, les plans de production présentent un risque plus ou moins important de faire défaut aux engagements pris en cas de sous-production photovoltaïque ce qui peut exposer l'opérateur à des pénalités. Dans la suite, le problème d'optimisation pour un plan de production suivant le schéma de [CRE11] sera décrit en programmation linéaire-mixte dans son intégralité. L'optimisation est appliquée au système décrit dans la section IV avec des prévisions journalières contenant une erreur par rapport aux séries temporelles de la production photovoltaïque disponible. Ensuite, le système est simulé avec les vraies courbes de production photovoltaïque pour déterminer si les plans de production sont applicables. L'intérêt d'utiliser des modèles plus précis du système de stockage, élaborés à l'aide des méthodes exposés au chapitre C est démontré. En effet, une modélisation plus précise du rendement en fonction de la puissance appliquée mène systématiquement à des plans de production différents de ceux obtenus avec un modèle au rendement fixe. Les résultats confirment que l'utilisation d'un modèle plus précis du système de stockage peut réduire le risque du manquement au plan de production en cas de sous-production photovoltaïque.

V.1. Formulation du problème d'optimisation

La fonction objectif du problème d'optimisation suit la forme générique (160), sauf que la vente est la seule interaction possible et le prix est fixé au tarif d'achat c^{sell}

$$\min -c^{sell} \sum_{t=0}^{N_T-1} P_t^{profil} \tag{232}$$

Les contraintes du problème sont le bilan de puissance, les contraintes du profil (177)-(189) et les contraintes des systèmes de stockage. Le bilan du système (161) avec la seule source photovoltaïque devient simplement

$$P_t^{profil} = P_t^{PV} + \sum_{i=1}^{N_B} P_t^{B,i}, \forall t = 0 \dots N_T - 1$$
$$0 \leq P_t^{PV} \leq P_t^{PV,resource} \tag{233}$$

où P_t^{PV} est la puissance de sortie de l'onduleur photovoltaïque et $P_t^{PV,resource}$ est la puissance disponible au point de puissance maximale. Les contraintes (177)-(189) du profil trapézoïdal sont résumées pour convenance de la manière suivante dans leur forme générale :

$$b_t^{ph,1} + b_t^{ph,2} + b_t^{ph,3} + b_t^{ph,4} + b_t^{ph,5} = 1, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{234}$$

$$b_{t-1}^{ph,k} + b_{t-1}^{ph,k+1} - b_t^{ph,k+1} \geq 0, \forall k = 1 \dots 4, \forall t = 1 \dots N_T - 1 \tag{235}$$

$$b_{t-1}^{ph,5} - b_t^{ph,k} \geq 0, \forall k = 1 \dots 4, \forall t = 1 \dots N_T - 1 \tag{236}$$

$$P_{t+1}^{profil} + b_t^{ph,k} \cdot M \leq P_t^{profil} + P_{inc}^{ph,k} + M$$
$$P_t^{profil} + P_{inc}^{ph,k} + b_t^{ph,k} \cdot M \leq P_{t+1}^{profil} + M, \forall k = 2, 4, \forall t = 0 \dots N_T - 2 \tag{237}$$

$$P_t^{profil} + b_t^{ph,k} \cdot M \leq P_{ref}^{ph,k} \cdot (1 + \delta^{tol}) + M$$
$$P_{ref}^{ph,k} \cdot (1 - \delta^{tol}) + b_t^{ph,k} \cdot M \leq P_t^{profil} + M, \forall k = 1, 3, 5, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{238}$$

$$b_{t_{ph}+\tau+1}^{ph,k} = b_{t_{ph}+\tau}^{ph,k}, \forall k = 1 \dots 5, \forall \tau = 0 \dots N_{block}^X - 2 \tag{239}$$

Pour le cas d'étude, les limites spécifiques de l'appel d'offres [CRE11] pour les plateaux de puissance des phases 1, 3 et 5 et les pente de croissance des phases 2 et 4 s'appliquent

$$P_{ref}^{ph,1} = P_{ref}^{ph,5} = 0 \tag{240}$$

$$0 \leq P_{ref}^{ph,3} \leq 0{,}4 \cdot P_{nom}^{PV} \tag{241}$$

$$0 \leq P_{inc}^{ph,2} \leq 0{,}6 \frac{\%}{min} \cdot T \cdot P_{nom}^{PV}$$
$$-0{,}6 \frac{\%}{min} \cdot T \cdot P_{nom}^{PV} \leq P_{inc}^{ph,4} \leq 0 \tag{242}$$

P_{nom}^{PV} est ici la puissance nominale de l'installation photovoltaïque. Enfin, les contraintes des systèmes de stockage sont étudiées sous la forme du modèle à rendement constant et limites constantes de charge et de décharge, et sous la forme du modèle à rendement variable en fonction de la puissance et aux limites variables en fonction de l'état d'énergie ou de l'énergie stockée de la batterie. Pour rappel, les contraintes du modèle statique (204) et (207) sont

$$P^{B,min} \leq P_t^B \leq P^{B,max}, \forall t = 0 \dots N_T - 1$$
$$P_t^B = \eta_{dch} \cdot \varepsilon_t^{B,dch} - \frac{1}{\eta_{ch}} \cdot \varepsilon_t^{B,ch}, \forall t = 0 \dots N_T - 1$$
$$E_t^B = E_{t-1}^B + \left(\varepsilon_t^{B,ch} - \varepsilon_t^{B,dch}\right) \cdot T, \forall t = 1 \dots N_T - 1$$
$$\varepsilon_t^{B,ch}, \varepsilon_t^{B,dch} \geq 0, \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{243}$$

Les contraintes du modèle à rendement variable sont données par la linéarisation de

$$f_{P_{min}}(E_t^B) \leq P_t^B \leq f_{P_{max}}(E_t^B), \forall t = 0 \dots N_T - 1$$
$$\varepsilon_t^B \geq f_\varepsilon(P_t^B), \forall t = 0 \dots N_T - 1 \tag{244}$$
$$E_t^B = E_{t-1}^B - \varepsilon_t^B \cdot T, \forall t = 1 \dots N_T - 1$$

selon la méthode présentée dans l'Annexe A. Puisque $\eta_{dch}, \eta_{dch} \leq 1$ et $f_\varepsilon(P_t^B)$ est strictement convexe, la version sans variables binaires a été appliquée.

V.2. Méthode d'optimisation

L'optimisation est implémentée comme un problème de programmation linéaire-mixte dans MATLAB avec YALMIP [Löf04]. Le solveur CPLEX est utilisé pour résoudre le problème. Celui-ci emploie un algorithme du type « branch-and-cut » qui est basé sur le « branch-and-bound », mais utilise des analyses de la structure du problème pour réduire le nombre de nœuds candidats à résoudre.

V.3. Cas d'étude

L'optimisation est testée pour la planification journalière du système introduit dans la section D.IV.3. L'optimisation est effectuée avec une série temporelle de prévision de la production photovoltaïque pour les limites des contraintes (233). Ensuite, le fonctionnement du système est simulé pendant la journée entière. Un premier résultat a déjà été montré dans la figure 93. Cependant, la prévision utilisée dans ce cas-ci était parfaite, sauf les fluctuations de la production réelle à une échelle inférieure à la résolution de la prévision. Dans les résultats montrés dans cette section, la prévision contient une erreur aléatoire dont la valeur attendue par rapport au niveau de la production augmente avec la distance temporelle de l'instant de la prévision auquel l'optimisation est faite. Cet instant est supposé à minuit avant la journée de fonctionnement.

L'utilisation du modèle variable (244) des systèmes de stockage dans l'optimisation change leur plan optimal de charge/décharge et également le plan de production optimal pour l'ensemble de la centrale par rapport au modèle statique (243). Trois cas d'études sont alors présentés par la suite. Dans le cas 1, le modèle statique est utilisé lors de la planification. Pendant l'opération simulée, la sollicitation des systèmes de stockage pour respecter le plan de production est répartie au prorata de leurs puissances nominales. On retrouve ici les conditions du cas de référence de la section IV. Au contraire, dans le cas 2, l'optimisation est effectuée avec le modèle variable. Néanmoins, une fois le plan de production établi, la répartition instantanée de la puissance sur les deux systèmes de stockage respecte le rapport des puissances nominales comme avant. Enfin, le cas 3 consiste à utiliser le modèle variable dans l'optimisation et à sauvegarder les plans d'utilisation des systèmes de stockage en plus du plan de production de la centrale. Si l'on appliquait ces plans d'utilisation directement comme consignes aux systèmes de stockage, la centrale perdrait sa capacité de réagir aux variations de la source photovoltaïque qui ne sont pas présentes dans la prévision. Le contrôle continue donc à déterminer la sollicitation nécessaire à chaque instant comme décrit dans la section D.III. Toutefois, dans ce dernier cas, la puissance est repartie sur les deux systèmes non pas au prorata de leurs puissances nominales, mais au prorata de leurs contributions à la somme de leurs plans d'utilisation. En conséquence, leurs sollicitations réelles seraient égales aux sollicitations prévues dans leurs plans de production, si la prévision et le modèle de stockage utilisée par l'optimisation étaient parfaits.

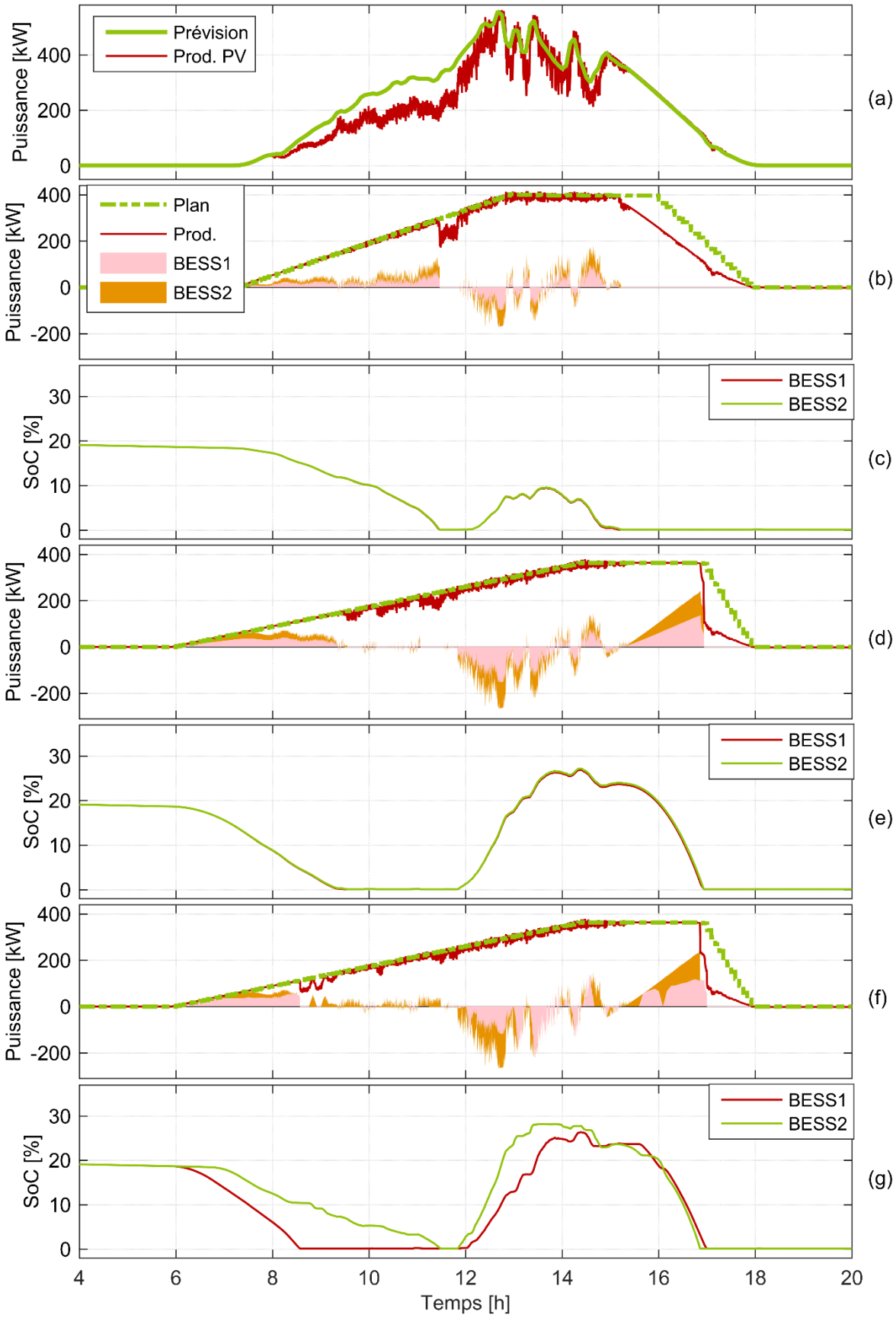


Figure 94. Fonctionnement de la centrale selon le modèle du stockage. (a) Prévision photovoltaïque et capacité disponible. Modèle statique et répartition selon les puissances disponibles : (b) production planifiée et réalisée, et puissance du stockage, (c) énergie stockée. Modèle variable : (d) puissances, (e) énergie stockée. Répartition selon la planification : (f) puissances, (g) énergie stockée.

V.4. Résultats

La figure 94 montre la prévision de la ressource photovoltaïque et la capacité photovoltaïque réellement disponible dans la période de fonctionnement ainsi que les productions et les évolutions des états de charge pour les trois cas d'étude. Dans la figure 94(a), la série temporelle de la prévision photovoltaïque utilisée dans l'optimisation s'écarte de la puissance disponible de la source photovoltaïque évaluée lors de la simulation. A part les fluctuations supplémentaires de la capacité réelle, on distingue l'erreur de prévision donnée par la différence de la moyenne des deux courbes. Dans le cas montré, la prévision est trop élevée (erreur positive). La figure 94(b) montre le plan de production de la centrale calculé dans le premier cas d'étude avec le modèle statique du stockage, la production simulée de la centrale, ainsi que la production des deux systèmes de stockage. Les niveaux de l'état de charge qui en résulte sont tracés dans la figure 94(c). L'effet de l'erreur de prévision est clairement visible. Pendant la phase de croissance, les systèmes de stockage doivent palier la puissance manquante due à la sous-production photovoltaïque. En conséquence, les batteries sont complètement déchargées autour de 11h30. La centrale dévie alors de son plan de production jusqu'à ce que la capacité photovoltaïque atteigne un niveau suffisant pour l'assurer toute seule. Bien que les batteries se rechargent pendant la phase de production photovoltaïque maximale, le déficit d'énergie persiste et la centrale tombe de nouveau en manquement à ses engagements peu après que la production photovoltaïque tombe sous le niveau du plan de production.

Tableau 10. Résultats agrégés de la journée de fonctionnement selon le modèle des systèmes de stockage utilisé dans l'optimisation. Cas 1 : modèle statique, répartition de puissance fixe. Cas 2 : modèle variable, répartition fixe. Cas 3 : modèle variable, répartition selon le plan de production.

	Cas 1		Cas2		Cas3	
Centrale	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Plan	2,732	(100,00)	2,645	(100,00)	2,645	(100,00)
Production	2,438	(89,23)	2,430	(91,88)	2,427	(91,77)
Manquement	0,294	(10,77)	0,215	(8,12)	0,218	(8,23)
PV						
Prévision	2,755	(100,00)	2,755	(100,00)	2,755	(100,00)
Capacité	2,353	(85,41)	2,353	(85,41)	2,353	(85,41)
Erreur	0,402	(14,59)	0,402	(14,59)	0,402	(14,59)
Production	2,322	(98,68)	2,326	(98,83)	2,324	(98,75)
Réduction	0,031	(1,32)	0,028	(1,17)	0,029	(1,25)
Stockage						
Chargée	0,137	(100,00)	0,300	(100,00)	0,301	(100,00)
Déchargée	0,253	(184,01)	0,409	(136,36)	0,405	(134,49)
Stockée	-0,166	(-121,07)	-0,160	(-53,48)	-0,160	(-53,24)
Rendement		37,17		81,97		80,72
$\eta_{PV \to Out}$		93,94		97,11		97,01
$\eta_{RES \to Out}$		96,76		96,71		96,59

La figure 94(d) montre le plan de production et sa réalisation pour le cas 2 avec un modèle variable des systèmes de stockage, mais une répartition constante pendant le fonctionnement. A la différence du cas 1, le plan de production trapézoïdal commence avec une pente de croissance initiale moins raide de façon à permettre la production photovoltaïque de dépasser le plan de production avant 10h00. Bien que les batteries soient également déchargées complètement pendant cette première phase, comme le montre la figure 94(e), les violations du plan de production qui s'ensuivent sont moins prononcées que dans le cas 1. L'énergie totale du plan de production est réduite par rapport au cas 1 ce qui cause un état de charge plus élevé des batteries. Celles-ci peuvent tenir plus longtemps en fin de journée avant que la production de la centrale chute en-dessous du prévisionnel.

Enfin, le plan de production et la production réalisée de la centrale et des systèmes de stockage dans le cas 3 sont montrés dans la figure 94(f). La figure 94(g) trace les états de charge résultants des deux systèmes de stockage. Le plan de production est égal au cas 2, mais l'utilisation des systèmes de stockage diffère à cause de la méthode différente de répartition en temps réel. Ainsi, on obtient des évolutions très différentes de l'état de charge.

Le tableau 10 compare les mesures d'énergie des trois cas. Les chiffres confirment que le manquement au plan de production est réduit avec l'utilisation du modèle variable du système de stockage, de 10,8 % à 8,1 % dans le premier cas et à 8,2 % dans le deuxième cas. Une grande partie de cette différence est due à la réduction de 3,2 % de l'énergie totale à fournir dans le plan de production entre l'optimisation du cas 1 et celle des cas 2 et 3. Bien que le plan de production soit mieux respecté dans les cas 2 et 3, l'utilisation plus prudente des systèmes de stockage en début de la journée mène à une plus grande énergie entreposée dans le stockage entre le pic de production et le soir. L'énergie transitant dans le stockage plus que double dans les cas 2 et 3 par rapport au cas 1. Le rendement total de la centrale baisse bien que le rendement pur de conversion des systèmes de stockage augmente. Finalement, l'usage des plans d'utilisation pour déterminer la répartition de la puissance lors du fonctionnement n'apporte pas d'avantage, mais diminue légèrement le rendement du stockage. On en conclut que les répartitions optimales calculées lors de l'optimisation ne sont plus optimales pour les sollicitations réelles rencontrées en cours de fonctionnement. Les résultats obtenus pour le reste des 7 jours de test montrent que l'optimisation avec un modèle variable réduit la décharge des systèmes de stockage au début de la journée. Dans les cas de sous-production photovoltaïque, l'énergie non fournie est ainsi réduite. Dans le même temps, l'énergie totale du plan de production est généralement réduite par rapport à l'optimisation avec un modèle statique. Sans erreur de prévision, ceci réduit le rendement global de la centrale parce qu'une plus grande partie de l'énergie transite par le stockage.

VI. Mise à jour de la planification et suivi optimal du plan de production

Les sections IV et V, ont présenté l'impact du modèle de stockage sur l'optimisation de la planification et la répartition instantanée de la puissance. Un aspect important du fonctionnement du système en présence d'erreur de prévision ou d'imprécision du modèle est le suivi du plan de production une fois l'engagement pris. Afin de préserver la réactivité du système face à des variations rapides qui ne peuvent pas être représentées dans la planification, il est nécessaire que la sollicitation des systèmes de stockage puisse être calculée instantanément. Cette approche expose le système au risque que les systèmes de stockage atteignent l'état pleinement chargé ou déchargé si la sollicitation dévie systématiquement de celle supposée dans la planification. Dans ce cas, on constate que le système n'est pas en mesure

de suivre le plan de production original. Une autre façon d'arriver à une telle situation existe si le modèle des systèmes de stockage sous-estime ou surestime ou le rendement de conversion ou la capacité maximale. Dans ce cas, la sollicitation identifiée comme optimale dans l'optimisation mène à un état différent de l'état prévu. Si la différence entre l'évolution de l'état de charge planifiée et l'évolution réelle persiste, la situation fini par la perte soudaine des systèmes de stockage et une déviation brutale du plan de production comme elle a été observée dans la figure 94(b), la figure 94(d) et la figure 94(f). Une telle chute brusque peut être problématique. Pour le gestionnaire du réseau elle implique une perturbation inattendue dans l'équilibre du système électrique. Pour l'exploitant de la centrale, elle peut avoir des conséquences financières. En particulier, les contrats de l'appel d'offres [CRE11] prévoient la perte de la rémunération d'une journée entière si la production de la centrale calculée sur un une période d'une minute sort d'une bande de tolérance. D'autres contrats imposent des pénalité calculées par une fonction convexe de la déviation du plan de production [CRE10]. Afin d'éviter d'éventuelles pénalités, la gestion de la centrale peut recalculer le plan de production à des intervalles réguliers. L'objectif de ce recalage est d'obtenir une consigne de production qui soit le plus proche possible du plan initial, mais permette au système de l'appliquer sans faute pendant le reste de la journée au vu des nouvelles informations sur la ressource solaire et l'état du système.

VI.1. Formulation du problème d'optimisation

Pour obtenir un nouveau plan de production qui soit le plus proche possible du plan initial, l'optimisation cherche à minimiser la norme de la différence entre toutes les consignes du plan initial et celles du nouveau plan. Ceci revient à minimiser une fonction quadratique de cette différence

$$\min \sum_{t=0}^{N_T-1} c^{dev} \cdot \left(P_t^{plan} - P_t^{profil}\right)^2 = \sum_{t=0}^{N_T-1} c^{dev} \cdot X_t^{Dev} \tag{245}$$

où P_t^{plan} désigne la puissance de l'ancien plan de production et P_t^{profil} celle du nouveau profil à suivre. Le terme quadratique dans (245) est représenté par une seule variable X_t^{Dev} avec la contrainte

$$X_t^{Dev} \geq \left(P_t^{plan} - P_t^{profil}\right)^2 \tag{246}$$

pour pouvoir utiliser la méthode de linéarisation par morceaux décrite dans l'Annexe A. Puisque la norme dans (246) est convexe, on peut se passer de variables binaires. En outre le problème est contraint par le même bilan de puissance (233) que l'optimisation dans la section V et par le modèle des systèmes de stockage, dans la forme statique (243) ou variable (244). Le problème d'optimisation est également implémenté en programmation linéaire-mixte et résolu par CPLEX.

VI.2. Cas d'étude

Pour tester la mise à jour du plan de production, des prévisions mises à jour de la capacité photovoltaïque disponible sont utilisées. Ainsi, une première planification est effectuée avec la prévision initiale comme décrite dans la section V. Le fonctionnement du système avec ce premier plan de production est simulé jusqu'à la première mise à jour qui intervient à 6h00. Ensuite, une nouvelle optimisation est effectuée toutes les deux heures jusqu'à la dernière optimisation à 20h00. Pour chaque optimisation une nouvelle prévision photovoltaïque du reste de la journée est utilisée.

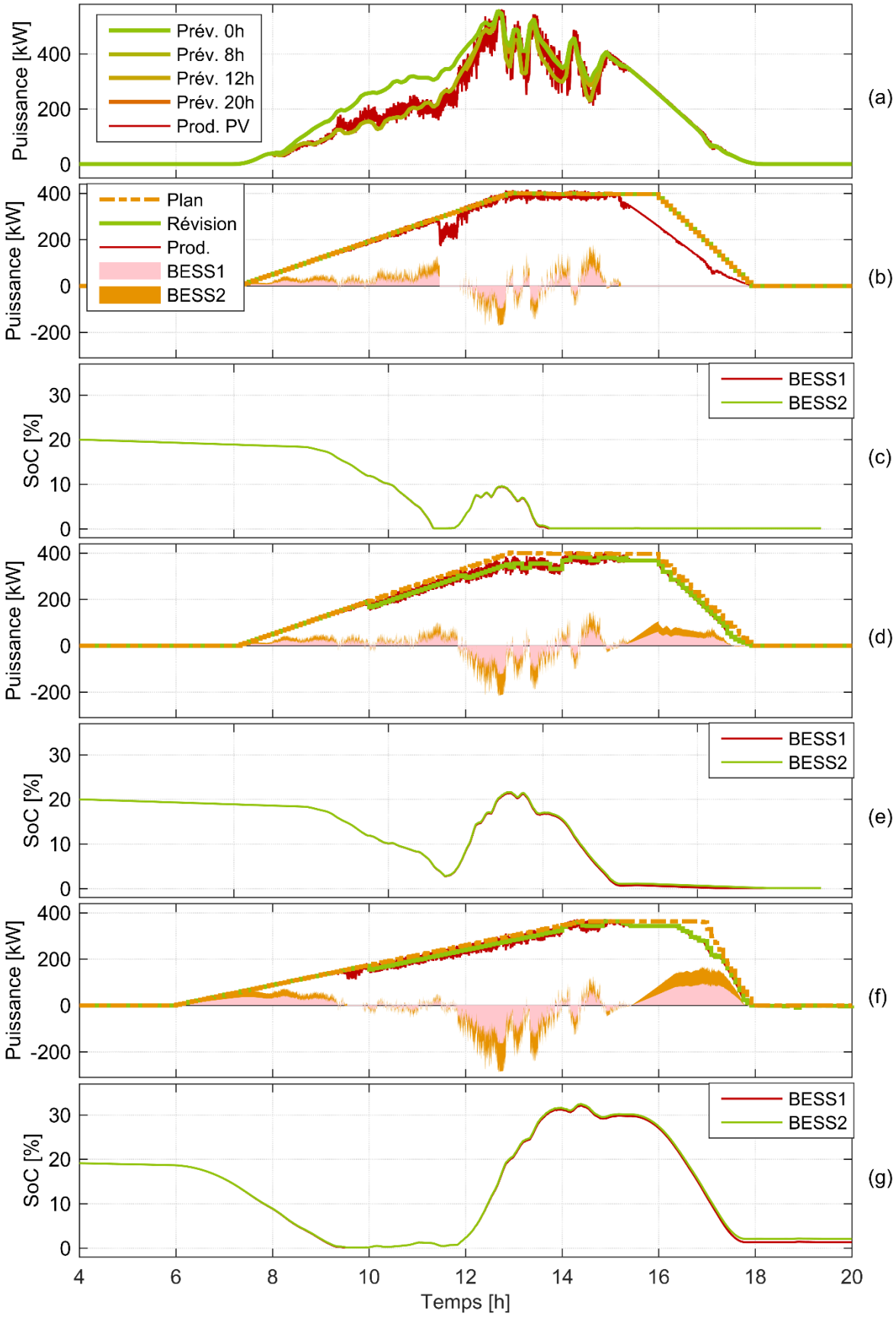


Figure 95. Fonctionnement de la centrale selon le mode de replanification. (a) Prévisions photovoltaïques à différents instants et capacité disponible. Suivi du plan initial avec modèle statique du stockage : (b) puissances, (c) états de charge. Replanification avec modèle statique : (d) puissances, (e) états de charge. Replanification avec modèle variable : (f) puissances, (g) énergie

Ces prévisions contiennent encore des erreurs aléatoires, mais comme la valeur attendue de ces erreurs augmente avec l'horizon de prévision, elles caractérisent de mieux en mieux la production réelle.

Afin de quantifier le seul effet de la mise à jour, l'approche est comparée au un premier cas d'étude avec une seule planification au début. Le cas 1 est alors identique au cas de référence de la section V avec une optimisation à modèle de stockage statique et une répartition fixe de la puissance en cours de fonctionnement. Dans le cas 2 la même optimisation initiale est utilisée, puis une mise à jour est effectuée toutes les deux heures pendant la journée comme expliqué ci-dessus. Le cas 3 réunit la mise à jour avec l'utilisation du modèle variable des systèmes de stockage. Ainsi, l'optimisation initiale emploie le modèle (244) et la répartition de la puissance se fait selon l'approche d'optimisation étudiée dans la section IV.

VI.3. Résultats

La figure 95 montre les séries temporelles de l'optimisation et simulation des trois cas d'étude et le tableau 11 récapitule les résultats associés. Dans la figure 95(a), la capacité disponible de puissance photovoltaïque est tracée ensemble avec 4 courbes de prévision faites à différents

Tableau 11. Résultats agrégés de la journée de fonctionnement selon le modèle des systèmes de stockage utilisé dans l'optimisation. Cas 1 : modèle statique, répartition de puissance fixe. Cas 2 : modèle variable, répartition fixe. Cas 3 : modèle variable, répartition selon le plan de production.

	Eq sans re		Eq avec		Opt avec	
Centrale	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Plan	2,732	(100,00)	2,732	(100,00)	2,645	(100,00)
Plan révisé	-	-	2,470	(90,43)	2,459	(92,96)
Ajustement	-	-	0,261	(9,57)	0,186	(7,04)
Production	2,438	(89,23)	2,460	(90,06)	2,442	(92,31)
Manquement	0,294	(10,77)	0,010	(0,37)	0,017	(0,64)
PV						
Prévision	2,755	(100,00)	2,755	(100,00)	2,755	(100,00)
Capacité	2,353	(85,41)	2,353	(85,41)	2,353	(85,41)
Erreur	0,402	(14,59)	0,402	(14,59)	0,402	(14,59)
Production	2,322	(98,68)	2,348	(99,76)	2,343	(99,58)
Réduction	0,031	(1,32)	0,006	(0,24)	0,010	(0,42)
Stockage						
Chargée	0,137	(100,00)	0,213	(100,00)	0,346	(100,00)
Déchargée	0,253	(184,01)	0,323	(151,57)	0,451	(130,50)
Stockée	-0,166	(-121,07)	-0,163	(-76,67)	-0,153	(-44,36)
Rendement		37,17		69,76		85,98
$\eta_{PV \to Out}$		93,94		96,75		97,33
$\eta_{RES \to Out}$		92,82		96,53		96,95

instants de la journée. On voit l'erreur de la prévision initiale déjà montrée dans la figure 94(a). Les prévisions subséquentes suivent mieux la production réelle. La figure 95(b) et la figure 95(c) montrent le plan de production et la production de la centrale et des systèmes de stockage, ainsi que l'évolution de l'état de charge, respectivement, dans le cas 1. Ces résultats sont identiques à ceux de la figure 94(b) et de la figure 94(c) et sont repris ici pour convenance. On observe les deux instants auxquels la centrale perd la contribution des systèmes de stockage et dévie brusquement du plan de production. La figure 95(d) montre les séries temporelles de puissance du cas 2 et la figure 95(b) trace l'évolution des états de charge associés. La ligne jaune pointillée représente le plan de production initial, tandis que la consigne réellement appliquée est donnée par la courbe verte. A partir de l'optimisation à 10h00, le système prend en compte le manque d'énergie disponible qui l'empêche de maintenir le niveau du plan initial. Le plan de production est alors ajusté tout au long de la journée. Au final, le mécanisme se conclut aussi par une décharge complète des batteries à la fin de la journée, mais le manquement maximal par rapport au plan initial est réduit considérablement. On observe aussi dans les résultats du tableau 11 que l'ajustement représente une énergie plus faible que celle du manquement au plan de production sans dans le cas 1. En plus, la déviation de la production réalisée de ce nouveau plan de production ajusté est de 0,4 % seulement, ce qui veut dire que l'exploitant peut communiquer l'ajustement au gestionnaire de réseau avec une fiabilité haute. La figure 95(f) et la figure 95(g) présentent les puissances et l'évolution des états de charge, respectivement, pour le cas 3. Comme déjà remarqué dans la section V.4, l'optimisation initiale avec un modèle variable des systèmes de stockage obtient un plan de production différent avec une énergie moins importante. En conséquence, l'ajustement peut être plus modéré que dans le cas 2. L'utilisation de la répartition optimale augmente le rendement des systèmes de stockage, mais en somme, l'énergie plus importante qui passe par le stockage diminue la part de la capacité photovoltaïque disponible qui est injectée au réseau.

VII. Evaluation des stratégies d'optimisation du rendement

Les stratégies d'optimisation présentées dans les sections IV-VI servent à maximiser le revenu de la centrale en augmentant l'énergie produite par un meilleur usage ou un meilleur rendement des systèmes de stockage. Elles peuvent être combinées afin d'amplifier davantage leurs effets. Dans les cas d'études, des résultats pour des journées isolées ont été montrés pour illustrer quelques effets des optimisations sur le comportement de la centrale. L'évaluation de l'efficacité d'une méthode d'optimisation dans les conditions réelles de fonctionnement pose un défi important, car un nombre important de circonstances particulières ou de sources de confusion peuvent rendre difficile la comparaison de deux résultats de l'optimisation et l'opération du système. Certaines de ces circonstances seront évoquées plus loin. Un grand nombre d'essais sous des conditions identiques d'ensoleillement et de l'état initial des systèmes de stockage seraient nécessaires. D'autre part, les conditions des essais devraient représenter une distribution caractéristique des conditions réelles. Une telle campagne de tests est longue et coûteuse à mettre en œuvre pour une centrale réelle d'une taille industrielle. Une simulation permet d'assurer les mêmes conditions dans les essais, bien que le temps de calcul continue à imposer une limite aux nombre d'essais qui peuvent être effectués. Néanmoins, une tentative d'évaluation des méthodes d'optimisation est donnée dans la suite. Le système est optimisé et simulé pour 14 jours individuels dont les courbes de capacité photovoltaïque disponible et leurs courbes de prévision sont synthétisées par une méthode stochastique. Pour chacun des 14 jours de test, le fonctionnement du système est simulé dans plusieurs cas d'études. Dans chaque cas d'études, un des éléments de la gestion est changé. Les trois aspects variables de la gestion sont la répartition de la puissance en temps réel, l'optimisation du plan de production et le recalage

de la consigne de production suivi. La répartition de la puissance se fait au prorata des puissances nominales (fixe), par l'optimisation en temps réel (optimale) ou au prorata des plans d'utilisation des systèmes de stockage (plan). L'optimisation du plan de production peut faire usage du modèle à rendement simple et constant (simple) ou du modèle variable identifié (variable). Le plan de production est établi une seule fois au début de la journée et la consigne appliquée le suit (suivi) ou est recalée toutes les deux heures (recalage). La combinaison du modèle simple avec un suivi des consignes données par le plan de production est exclue parce que la répartition optimale lors de la planification dans ce cas alloue simplement la puissance nécessaire aux systèmes de stockage dans l'ordre de leurs rendements de conversion. Dans le cas de deux systèmes avec un rendement identique ceci mène à des répartitions aléatoires. Ainsi, on obtient dix cas d'études qui sont comparés par pairs afin d'évaluer si le changement d'un élément de la gestion ceteris paribus change les indicateurs de performance du système.

Afin de déterminer si les effets observés sont représentatifs pour les conditions de fonctionnement du système, un test de Student unilatéral [Eve10] par pair de résultats d'une seule journée pour deux cas d'études est effectué sur les résultats. Avec l'écart moyen observé entre deux cas d'étude les tableaux des résultats listent le niveau de confiance avec lequel l'hypothèse nulle (que les résultats des deux cas d'études proviennent d'une même distribution) est réfutée. Les valeurs supérieures à 85 % sont marquées en gras.

Le Tableau 12 liste le rendement des systèmes de stockage moyenné sur les 14 jours pour chacun des cas d'étude dans la première ligne et la première colonne. Les cellules contiennent l'écart entre deux cas d'étude où la valeur en pourcentage est la différence (en point de pourcentage) entre le résultat du cas de la ligne et celui de la colonne. Les cas sont groupés par les trois éléments de leur système de gestion mentionnés plus haut. Le tableau 13 montre de la même façon les valeurs du rendement total de la centrale $\eta_{RES \rightarrow Out}$. Le tableau 14 compare les pertes de conversion dans les systèmes de stockage. Ici, la partie triangulaire en bas à gauche du tableau montre les différences absolues avec leurs niveaux de confiance comme dans les tableaux précédents, tandis que la partie droite en haut liste les différences relatives également entre le cas de la ligne et celui de la colonne. Le tableau 15 qui a la même structure compare le manquement à la consigne, c'est-à-dire l'énergie non fournie par rapport à la consigne de puissance appliquée à toute la centrale en temps réel après un éventuel recalcul. Cette quantité permet de déterminer si le plan de production calculé peut être appliqué et par extension si le modèle du système utilisé dans l'optimisation reflétait le comportement du système réel.

Si l'on regarde d'abord la performance de la répartition optimale de la puissance en temps réel, on observe qu'une différence significative (0,3 % à p = 0,96) par rapport à la répartition au prorata des puissances nominales se trouve uniquement en combinaison avec le recalcul du plan de production. La raison se trouve dans la capacité des systèmes de batteries de suivre le plan de production avec la répartition optimale. La plus forte utilisation du système de stockage 2 mène à sa décharge plus rapide si une décharge des batteries est prévue en début de journée. Si la batterie du système 2 se décharge complètement comme c'est aussi le cas dans la journée présentée dans la figure 93(e), le système 1 doit assurer tout seul la charge entière. Pendant ces phases-là, le rendement de conversion du système de stockage baisse considérablement. Ce phénomène apparaît pendant 10 des 14 jours. Il disparaît dans 6 des journées si une replanification est utilisée ce qui explique l'effet significatif dans ce cas-là qui est reflété aussi dans les pertes de conversion listées dans le tableau 14 qui baissent de 1,4 kWh en moyenne (p = 0,94).

Tableau 12. Comparaison du rendement de conversion des systèmes de stockage dans les différents cas d'études. Les différences sont listées entre le cas de la ligne et celui de la colonne avec le niveau de confiance du test de Student en parenthèses.

				Fixe				Optim.				Plan
				Simple		Variable		Simple		Variable		Simple
				Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi
			Moyenne	84,4%	85,1%	84,4%	84,7%	84,6%	85,4%	84,5%	84,8%	83,9%
Fixe	Simple	Recal.	85,1%	**0,6%**								
				(0,89)								
	Var.	Suivi	84,4%	0,0%	-0,7%							
				(0,51)	(0,63)							
		Recal.	84,7%	0,2%	-0,4%	**0,3%**						
				(0,55)	(0,58)	**(0,85)**						
Optim.	Simple	Suivi	84,6%	0,1%	-0,5%	0,2%	-0,1%					
				(0,81)	(0,84)	(0,54)	(0,51)					
		Recal.	85,4%	**0,9%**	**0,3%**	1,0%	0,7%	**0,8%**				
				(0,96)	**(0,96)**	(0,68)	(0,63)	**(0,94)**				
	Var.	Suivi	84,5%	0,1%	-0,5%	0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,8%			
				(0,52)	(0,61)	(0,70)	(0,72)	(0,51)	(0,66)			
		Recal.	84,8%	0,4%	-0,2%	**0,4%**	0,2%	0,2%	-0,5%	**0,3%**		
				(0,59)	(0,55)	**(0,89)**	(0,80)	(0,55)	(0,61)	**(0,93)**		
Plan	Var.	Suivi	83,9%	-0,6%	-1,2%	**-0,5%**	**-0,8%**	-0,7%	-1,5%	**-0,7%**	**-1,0%**	
				(0,62)	(0,74)	**(0,97)**	**(0,99)**	(0,65)	(0,78)	**(0,99)**	**(0,99)**	
		Recal.	83,0%	-1,4%	**-2,1%**	**-1,4%**	**-1,7%**	-1,6%	**-2,4%**	**-1,5%**	**-1,8%**	**-0,9%**
				(0,78)	**(0,85)**	**(0,99)**	**(0,99)**	(0,79)	**(0,88)**	**(0,99)**	**(0,99)**	**(0,99)**

L'utilisation du modèle variable dans l'optimisation ne montre pas d'effet significatif sur le rendement de conversion du stockage. En revanche, elle réduit visiblement les pertes de conversion des systèmes de stockage (tableau 14) de 8,2 kWh (12,4 %, p = 0,88) dans le cas de la répartition fixe avec replanification, de 6,6 kWh (10,3 %, p = 0,84) dans le cas de la répartition optimisée sans replanification et de 7,6 kWh (11,7 %, p = 0,88) dans le cas de la répartition optimisée avec replanification. Une partie de cet effet doit être attribuée à

Tableau 13. Comparaison du rendement totale de la centrale $\eta_{RES \to Out}$ dans les différents cas d'études. Les différences sont listées entre le cas de la ligne et celui de la colonne avec le niveau de confiance du test de Student en parenthèses.

				Fixe				Optim.				Plan
				Simple		Variable		Simple		Variable		Simple
				Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi
			Moyenne	96,4%	96,7%	96,6%	96,9%	96,4%	96,7%	96,6%	96,9%	96,6%
Fixe	Simple	Recal.	96,7%	**0,3%**								
				(0,99)								
	Var.	Suivi	96,6%	0,2%	-0,1%							
				(0,76)	(0,57)							
		Recal.	96,9%	**0,4%**	0,2%	**0,2%**						
				(0,97)	(0,75)	**(0,99)**						
Optim.	Simple	Suivi	96,4%	0,0%	**-0,2%**	-0,2%	**-0,4%**					
				(0,71)	**(0,99)**	(0,75)	**(0,97)**					
		Recal.	96,7%	**0,3%**	0,0%	0,1%	-0,2%	**0,3%**				
				(0,99)	(0,76)	(0,58)	(0,74)	**(0,99)**				
	Var.	Suivi	96,6%	0,2%	-0,1%	0,0%	**-0,3%**	0,2%	-0,1%			
				(0,76)	(0,59)	(0,71)	**(0,99)**	(0,75)	(0,60)			
		Recal.	96,9%	**0,4%**	0,2%	**0,2%**	0,0%	**0,4%**	0,2%	**0,3%**		
				(0,98)	(0,76)	**(0,99)**	(0,56)	**(0,98)**	(0,75)	**(0,99)**		
Plan	Var.	Suivi	96,6%	0,2%	-0,1%	0,0%	**-0,2%**	0,2%	-0,1%	0,0%	**-0,2%**	
				(0,82)	(0,59)	(0,51)	**(0,99)**	(0,81)	(0,60)	(0,60)	**(0,99)**	
		Recal.	96,4%	-0,1%	-0,3%	**-0,3%**	**-0,5%**	-0,1%	-0,3%	**-0,3%**	**-0,5%**	**-0,3%**
				(0,59)	(0,81)	**(0,99)**	**(0,99)**	(0,60)	(0,81)	**(0,99)**	**(0,99)**	**(0,98)**

l'engagement plus conservateur pris par rapport au plan de production si l'optimisation est effectuée avec le modèle variable. L'énergie totale du plan de production baisse entre l'optimisation avec le modèle statique et celle avec le modèle variable de 32,35 kWh (p=0,9999) en moyenne. Néanmoins, la baisse de l'énergie contractée est plus que compensée par la baisse des pertes de conversion et un meilleur respect de la consigne. Ainsi, le plan de production permet de réduire le manquement à la consigne de 15 % (p = 0,99) dans les cas avec

Tableau 14. Comparaison des pertes de conversion des systèmes de stockage en kWh dans les différents cas d'études. Les différences absolues sont listées entre le cas de la ligne et celui de la colonne avec le niveau de confiance en parenthèses. Les différences relatives sont également listées.

				Fixe				Optim.				Plan	
				Simple		Variable		Simple		Variable		Variable	
				Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.
			Moyenne	64,8	65,9	58,4	57,7	64,3	64,5	57,7	57,0	60,4	63,4
Fixe	Simple	Suivi	64,8	-	**1,7%** **(0,95)**	-9,9% (0,81)	**-10,9%** **(0,85)**	-0,8% (0,75)	-0,4% (0,61)	-11,0% (0,87)	**-12,1%** **(0,90)**	-6,8% (0,78)	-2,2% (0,62)
		Recal.	65,9	**1,1** **(0,95)**	-	**-11,4%** **(0,85)**	**-12,4%** **(0,88)**	**-2,5%** **(0,98)**	**-2,1%** **(0,94)**	**-12,5%** **(0,90)**	**-13,6%** **(0,93)**	-8,4% (0,83)	-3,8% (0,70)
	Var.	Suivi	58,4	-6,4 (0,81)	**-7,5** **(0,85)**	-	-1,2% (0,75)	10,1% (0,78)	10,5% (0,79)	-1,3% (0,71)	-2,5% (0,79)	**3,4%** **(0,87)**	**8,5%** **(0,96)**
		Recal.	57,7	**-7,1** **(0,85)**	**-8,2** **(0,88)**	-0,7 (0,75)	-	11,4% (0,81)	11,8% (0,82)	-0,1% (0,52)	-1,3% (0,73)	**4,6%** **(0,94)**	**9,8%** **(0,98)**
Optim.	Simple	Suivi	64,3	-0,5 (0,75)	**-1,6** **(0,98)**	5,9 (0,78)	6,6 (0,81)	-	0,4% (0,69)	-10,3% (0,84)	**-11,4%** **(0,87)**	-6,1% (0,74)	-1,4% (0,57)
		Recal.	64,5	-0,3 (0,61)	**-1,4** **(0,94)**	6,1 (0,79)	6,8 (0,82)	0,2 (0,69)	-	**-10,6%** **(0,85)**	**-11,7%** **(0,88)**	-6,4% (0,75)	-1,8% (0,59)
	Var.	Suivi	57,7	-7,1 (0,87)	**-8,2** **(0,90)**	-0,7 (0,71)	-0,1 (0,52)	-6,6 (0,84)	**-6,9** **(0,85)**	-	-1,2% (0,80)	**4,7%** **(0,98)**	**9,9%** **(0,99)**
		Recal.	57,0	**-7,8** **(0,90)**	**-9,0** **(0,93)**	-1,5 (0,79)	-0,8 (0,73)	**-7,3** **(0,87)**	**-7,6** **(0,88)**	-0,7 (0,80)	-	**6,0%** **(0,99)**	**11,3%** **(0,99)**
Plan	Var.	Suivi	60,4	-4,4 (0,78)	-5,5 (0,83)	**2,0** **(0,87)**	**2,7** **(0,94)**	-3,9 (0,74)	-4,1 (0,75)	**2,7** **(0,98)**	**3,4** **(0,99)**	-	**5,0%** **(0,97)**
		Recal.	63,4	-1,4 (0,62)	-2,5 (0,70)	**5,0** **(0,96)**	**5,7** **(0,98)**	-0,9 (0,57)	-1,1 (0,59)	**5,7** **(0,99)**	**6,4** **(0,99)**	**3,0** **(0,97)**	-

répartition fixe ou optimisée sans recalcul du plan de production. L'effet net sur le rendement

Tableau 15. Comparaison du manquement à la consigne dans les différents cas d'études. Les différences absolues sont listées entre le cas de la ligne et celui de la colonne avec le niveau de confiance du test de Student en parenthèses. Les différences relatives sont également listées.

				Fixe				Optim.				Plan	
				Simple		Variable		Simple		Variable		Variable	
				Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.
			Moyenne	64,8	65,9	58,4	57,7	64,3	64,5	57,7	57,0	60,4	63,4
Fixe	Simple	Suivi	64,8	-	**-65%** **0,99**	**-15%** **0,99**	**-61%** **0,99**	**0%** **0,91**	**-64%** **0,99**	**-15%** **0,99**	**-61%** **0,99**	**-10%** **0,99**	**-33%** **0,92**
		Recal.	65,9	**-75,0** **0,99**	-	**143%** **0,99**	11% 0,64	**187%** **0,99**	**3%** **0,97**	**143%** **0,99**	11% 0,65	**159%** **0,99**	**93%** **0,99**
	Var.	Suivi	58,4	**-17,4** **0,99**	**57,6** **0,99**	-	**-54%** **0,99**	**18%** **0,99**	**-58%** **0,99**	0% 0,79	**-54%** **0,99**	**6%** **0,91**	-21% 0,82
		Recal.	57,7	**-70,5** **0,99**	4,5 0,64	**-53,2** **0,99**	-	**158%** **0,99**	-8% 0,61	**119%** **0,99**	0% 0,74	**133%** **0,99**	**74%** **0,99**
Optim.	Simple	Suivi	64,3	**0,2** **0,91**	**75,2** **0,99**	**17,5** **0,99**	**70,7** **0,99**	-	**-64%** **0,99**	**-15%** **0,99**	**-61%** **0,99**	**-10%** **0,99**	**-33%** **0,92**
		Recal.	64,5	**-74,0** **0,99**	**1,0** **0,97**	**-56,6** **0,99**	-3,4 0,61	**-74,1** **0,99**	-	**137%** **0,99**	9% 0,62	**152%** **0,99**	**88%** **0,99**
	Var.	Suivi	57,7	**-17,4** **0,99**	**57,5** **0,99**	-0,1 0,79	**53,1** **0,99**	**-17,6** **0,99**	**56,5** **0,99**	-	**-54%** **0,99**	**7%** **0,91**	-21% 0,82
		Recal.	57,0	**-70,4** **0,99**	4,6 0,65	**-53,0** **0,99**	0,2 0,74	**-70,5** **0,99**	3,6 0,62	**-52,9** **0,99**	-	**132%** **0,99**	**73%** **0,99**
Plan	Var.	Suivi	60,4	**-11,1** **0,99**	**63,9** **0,99**	**6,3** **0,91**	**59,5** **0,99**	**-11,2** **0,99**	**62,9** **0,99**	**6,4** **0,91**	**59,3** **0,99**	-	**-25%** **0,87**
		Recal.	63,4	**-37,5** **0,92**	**37,4** **0,99**	-20,2 0,82	**33,0** **0,99**	**-37,7** **0,92**	**36,4** **0,99**	-20,1 0,82	**32,8** **0,99**	**-26,5** **0,87**	-

global de la centrale est positif et de 2 dixième d'un point de pourcentage dans les quatre cas

de comparaison directe, mais n'atteint pas de niveau de confiance significatif (p = 0,75).

Les résultats montrent ainsi que l'utilisation du modèle variable en puissance peut avoir des avantages dans le calcul du plan de production que la centrale doit suivre. Toutefois, l'application directe des contributions des systèmes de stockage à la répartition de la puissance en temps réel n'apporte pas d'avantage. Au contraire, l'effet d'une répartition au prorata des contributions calculée au préalable sur le rendement global de la centrale est négatif.

VIII. Stratégies d'opération pour un vieillissement minimal

Les sections IV-VI se focalisent sur les stratégies d'optimisation qui permettent une augmentation du revenu. Une approche différente pour améliorer le résultat économique pour l'exploitant de la centrale est une baisse du coût de la centrale. Les centrales photovoltaïques et les systèmes de batteries ne présentent généralement pas de coût opérationnel variable important. Le coût fixe de l'installation domine. Par conséquence, une réduction de la taille des systèmes de stockage dans la centrale photovoltaïque peut augmenter son bénéfice. Cette conclusion est à la source d'un certain nombre d'algorithmes pour le dimensionnement des systèmes de stockage [Luu14] [Koo13]. De manière générale, la taille nécessaire des systèmes de stockage dépend des stratégies d'opération qui y sont appliquées. Il s'agit d'un arbitrage entre le revenu qui peut être gagné en fournissant plus d'énergie au réseau et le coût du système de stockage. Aux extrêmes, on peut imaginer le cas d'une centrale sans stockage qui doit réduire son plan de production au niveau de la production qui peut être assuré avec une fiabilité haute, et le cas d'un stockage suffisant pour contenir toute la production d'une période de planification de façon à assurer tout plan de production souhaité qui représente la même énergie. Si l'espérance de vie de la centrale excède celle des batteries, le coût de remplacement des batteries peut représenter une partie substantielle des coûts de maintenance. Cependant, le vieillissement des batteries est sujet à leurs conditions d'utilisation. On peut donc formuler un problème d'arbitrage similaire à celui du dimensionnement dans lequel on cherche un usage qui maximise le bénéfice en prenant compte des effets potentiellement néfastes d'une utilisation plus intense des batteries.

VIII.1. Formulation du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation maximise le bénéfice du fonctionnement du système dans le cas d'étude d'une opération pour l'appel d'offres [CRE11]. La fonction objectif

$$\min -c^{sell} \sum_{t=0}^{N_T-1} P_t^{profil} + c^{aging} \sum_{t=0}^{N_T-1} \Delta E_{Batt,t} \tag{247}$$

réunit deux termes : les revenus de la vente d'énergie comme dans (231) et le coût de la capacité énergétique perdue (190). Les variables $\Delta E_{Batt,t}$ représentent la perte de capacité pendant chaque pas de temps t de l'optimisation. Le calcul du coût spécifique c^{aging} de la perte de capacité est expliqué dans la section III.4. Le fonctionnement du système est sujet aux contraintes (233)-(243) avec un modèle statique du rendement des systèmes de stockage. En plus, l'évolution de la perte de capacité est régie par la contrainte (223), représentée par

$$\Delta E_{Batt,t} = \Delta E_{Batt,t}^{P} + \Delta E_{Batt,t}^{E} \tag{248}$$

$$\Delta E_{Batt,t}^{P} = k_P \cdot P_t^2 \tag{249}$$

$$\Delta E_{Batt,t}^{E} = \frac{k_A}{E_{Batt}} \cdot E_t^B \tag{250}$$

VIII.2. Cas d'étude

L'optimisation avec prise en compte du vieillissement a été testée dans la planification d'une journée de fonctionnement. Le tableau 16 résume les valeurs des paramètres du système ainsi que les paramètres de la linéarisation du modèle de vieillissement calendaire [Grol14] et du vieillissement en cyclage [Alr15]. Le fonctionnement du système pendant la journée est simulée afin de vérifier la viabilité du plan de production obtenu. La répartition au prorata de la puissance nominale est utilisée. Les résultats sont comparés aux résultats de l'optimisation sans prise en compte du vieillissement.

Tableau 16. Parmètres du modèle de vieillissement dans le cas d'étude.

Capacité nominale	500 kWh / 375 kWh
Capacité de remplacement	0,8 $E_{Batt,0}$
Coût spécifique des batteries	450 €/kWh
k_A	$4{,}39\times10^3$ a^{-1}
k_P	$1{,}01\times10^3$ a^{-1}

VIII.3. Résultats

La figure 96 illustre les résultats de l'optimisation avec prise en compte du vieillissement et encore une fois le cas de référence pour comparaison pour une journée entière. La figure 96(a) montre la prévision de la ressource photovoltaïque et la puissance réellement disponible. Le plan de production sans prise en compte du vieillissement avec sa réalisation (voir figure 93), ainsi que les états de charge résultant sont encore une fois montrés dans la figure 96(b) et la figure 96(c), respectivement. La figure 96(d) trace le plan de production ainsi que la production réelle et la contribution des deux systèmes de stockage après une optimisation avec prise en compte du coût du vieillissement. Les états de charge qui résultent de ce fonctionnement sont illustrés dans la figure 96(e). Pour la simulation du fonctionnement, une répartition fixe de la puissance au prorata des puissances nominales a été utilisée dans les deux cas. La différence entre le plan de production affiché dans la figure 96(b) et celui dans la figure 96(d) est très visible. Ce dernier est caractérisé par un profil plus large avec une valeur crête moins élevée. Les pentes de croissance et de décroissance sont proche des pentes du profil photovoltaïque dans la figure 96(a) et la valeur du plateau de production reflète la valeur moyenne de la prévision photovoltaïque pendant les mêmes heures de fonctionnement. Cette structure permet d'utiliser les systèmes de stockage avec une puissance de charge et de décharge réduite et de tenir l'état de charge autour du niveau initial. Une faible sollicitation de puissance et un niveau bas de l'état de charge contribuent à un vieillissement moindre de la batterie. Pour quantifier ces effets, l'optimisation a été effectuée pour l'ensemble des 14 jours de test, une fois avec un recalcul du plan de production et une fois avec un suivi du plan initial. Les résultats agrégés sont résumés dans le tableau 17.

Le tableau 17 compare les valeurs moyennées de quelques indicateurs de performance pour les quatre cas d'étude. Pour les variantes avec et sans recalcul du plan de production, la différence entre l'optimisation avec et sans prise en compte du vieillissement est donné avec le niveau de confiance d'un test de Student unilatéral. Pour le cas d'étude sans replanification toutes les différences atteignent un niveau de confiance statistiquement significatif. Dans les deux cas, la prise en compte du vieillissement réduit la capacité énergétique perdue pendant la période de fonctionnement de plus d'un tiers (36,1 %, p = 0,998 pour le cas sans recalcul et 36,5 %,

p = 0,999 avec recalcul). Cette réduction se traduit en une réduction égale du coût estimé de la capacité perdue qui représente 1,17 % des revenus de la même période dans le cas de référence. En conséquence, le bénéfice avec prise en compte de ce coût augmente de 1 % et de 0,5 % dans le cas sans et avec replanification, respectivement. L'effet surprenant de l'optimisation avec prise en compte du vieillissement se trouve dans le montant de l'énergie produite. Contrairement aux attentes d'un compromis entre revenus et vieillissement réduit, l'énergie produite (et avec elle le revenu) augmente de 0,6 % (p = 0,999) après prise en compte du vieillissement dans le cas d'étude sans replanification. Le coût associé à une forte sollicitation des batteries semble diriger l'algorithme d'optimisation vers une solution qui reflète mieux le profil de la ressource disponible et permet ainsi une production plus importante. Ceci est possible parce que l'algorithme pour la solution du problème linéaire-mixte représente une heuristique dans le sens qu'il s'arrête dès qu'un seuil d'optimalité soit atteint.

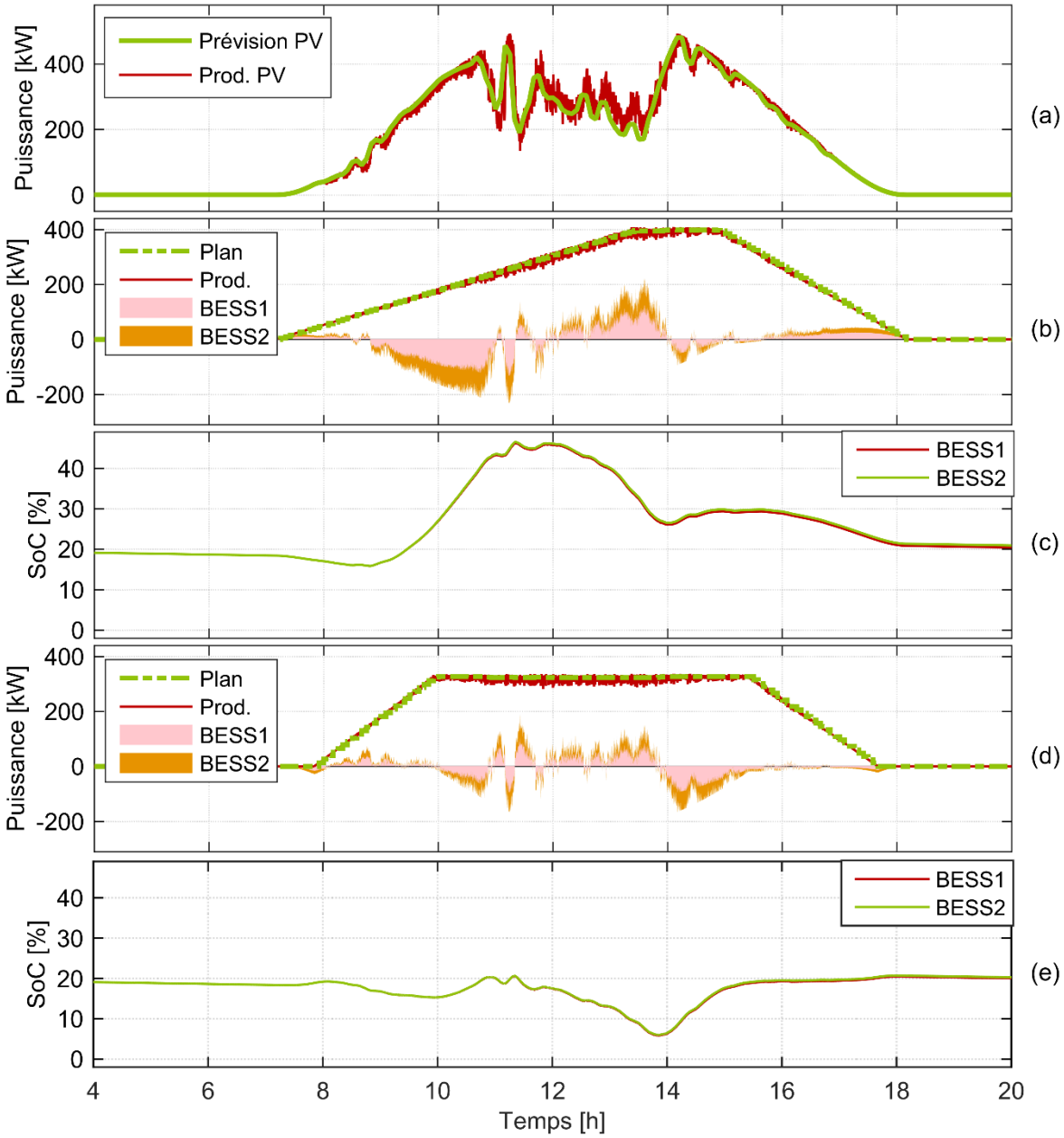


Figure 96. Fonctionnement de la centrale pour une journée. (a) Prévision photovoltaïque et capacité disponible. Optimisation sans vieillissement : (b) puissances, (c) états de charge. Optimisation avec prise en compte du coût de vieillissement : (d) puissances, (e) états de charge.

Tableau 17. Résultats de l'optimisation avec et sans prise en compte du vieillissement et avec ou sans recalcul. Valeur moyenne sur 14 jours de test, différence entre les cas avec et sans vieillissement avec le niveau de confiance du test de Student.

	Sans vieillissement		Avec vieillissement					
	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.	Suivi	Recal.
Energie produite [MWh]	**2,49**	2,49	**2,50**	2,49	**0,014 (0,6%)**	0,002 (0,1%)	**0,999**	0,591
Revenu [€]	**373**	373	**375**	374	**2,16 (0,6%)**	0,24 (0,1%)	**0,999**	0,591
Rendement du stockage [%]	**84,4**	**85,1**	**79,6**	**79,9**	**-4,9**	**-5,2 %**	**0,999**	**0,999**
Rendement total [%]	**96,4**	96,7	**96,6**	96,6	**0,1**	-0,1 %	**0,990**	0,630
Capacité perdue [Wh]	**9,58**	**9,88**	**6,12**	**6,28**	**-3,46 (-36,1%)**	**-3,60 (-36,5%)**	**0,998**	**0,999**
Coût de la perte [€]	**4,31**	**4,45**	**2,75**	**2,82**	**-1,56 (-36,1%)**	**-1,62 (-36,5%)**	**0,998**	**0,999**
Bénéfice [€]	**369**	**369**	**372**	**371**	**3,72 (1,0%)**	**1,87 (0,5%)**	**0,999**	**0,905**

IX. Planification d'un système hybride Diesel-PV avec stockage

Afin de démontrer la planification par la méthode de la programmation dynamique, la méthode a été implémentée en utilisant le cadre de l'outil développé dans [Sund09]. Le cas d'étude d'une optimisation pour un système hybride intégrant une source photovoltaïque, deux générateurs diesel et un système de stockage, qui alimente une charge électrique, est montré par la suite [Kruk16]. Le modèle représente un réseau rural îloté. Les paramètres du système sont listés dans le tableau 18. L'objectif de l'optimisation est de minimiser le coût de fonctionnement des deux générateurs diesel tout en assurant la continuité du service pour la charge électrique. La fonction objectif de l'optimisation peut être écrite comme :

$$\min_{\vec{s}_G,\vec{P}_G,\vec{P}_B} \sum_{\tau=0}^{N_T-1} \sum_{i}^{N_G} b_t^{G,i} \cdot c^{G,i}\left(P_t^{G,i}\right) \cdot T + s_t^{G,i} \cdot \left(1 - b_t^{G,i}\right) \cdot c_{start}^{G,i} \tag{251}$$

où s_t^i est un signal de mise en marche ($s_t^{G,i} = 1$) ou de mise en arrêt ($s_t^{G,i} = 0$) pour le générateur diesel i à l'instant t, $b_t^{G,i}$ est son état actuel et $c_{start}^{G,i}$ est le coût de démarrage du générateur. $c^{G,i}\left(P_t^{G,i}\right)$ est la fonction de coût de la consommation de carburant par le générateur diesel et $P_t^{G,i}$ est sa consigne de puissance actuelle. La fonction de coût $c^{G,i}\left(P_t^{G,i}\right)$ est une fonction quadratique :

Tableau 18. Paramètres du système hybride.

Parameter	Value
Coût du carburant [€/l]	1.0
Générateur diesel 1	
Puissance nominale [kW]	350
c_2 [l/h/kW^2]	4.43×10^{-4}
c_1 [l/h/kW^2]	6.77×10^{-2}
c_0 [l/h]	22.13
Générateur diesel 2	
Puissance nominale [kW]	200
c_2 [l/h/kW^2]	1.05×10^{-4}
c_1 [l/h/kW^2]	2.74×10^{-2}
c_0 [l/h]	14.5
Stockage	
Puissance max. en décharge [kW]	50
Puissance max. en charge [kW]	40
Energie nominale [kWh]	100
Rendement de conversion [%]	90

$$c^{G,i}\left(P_t^{G,i}\right) = \left(c^{2,i} \cdot {P_t^{G,i}}^2 + c^{1,i} \cdot P_t^{G,i} + c^{0,i}\right) \cdot c_{diesel} \tag{252}$$

où $c^{2,i}$, $c^{1,i}$ et $c^{0,i}$ sont les coefficients d'une fonction représentant la consommation de carburant et basée sur les données dans [Jac13]. Le coût de démarrage est estimé à l'équivalent d'une période de 10 min en marche au ralenti.

Le système est sujet à la contrainte du bilan d'énergie qui assure l'approvisionnement de la charge électrique :

$$P_t^{INV} + \sum_{i=1}^{N_G} b_t^{G,i} \cdot P_t^{G,i} + \sum_{i=1}^{N_B} P^{B,j} - P_t^L = 0 \tag{253}$$

P_t^{INV} est la puissance de sortie de l'onduleur photovoltaïque et peux varier entre 0 et la capacité solaire disponible P_t^{PV}. Les puissances des N_B systèmes de stockage $P_t^{B,j}$ et des N_G générateurs $P_t^{G,i}$ sont limitées par :

$$\begin{gathered} b_t^{G,i} \cdot P_{min}^{G,i} \leq P_t^{G,i} \leq b_t^{G,i} \cdot P_{max}^{G,i} \\ P_{min}^{B,j} \leq P_t^{B,j} \leq P_{max}^{B,j} \end{gathered} \tag{254}$$

Les états des générateurs $b_t^{G,i}$ évoluent en fonction du signal de démarrage

$$b_{t+1}^{G,i} = \begin{cases} 1 & \text{if } s_t^{G,i} = 1 \\ 0 & \text{if } s_t^{G,i} = 0 \end{cases} \tag{255}$$

En plus, le problème est sujet aux contraintes du système de stockage. Le modèle (207) a été utilisé dans ce cas d'étude. Le problème d'optimisation des puissances appliquées au système de stockage et des signaux de démarrage ou d'arrêt peut être formulé sous forme de programmation dynamique avec une fonction de coût de transition selon (158) donnée par :

$$q_t\left(\vec{b}_t^G, \vec{E}_t, \vec{s}_t^G, \vec{P}_t^B\right) = \sum_i^{N_G} b_t^{G,i} \cdot c^{G,i}\left(P_t^{G,i}\right) \cdot T + s_t^{G,i} \cdot \left(1 - b_t^{G,i}\right) \cdot c_{start}^{G,i} \tag{256}$$

On note que les puissances des générateurs Diesel ne figurent pas parmi les variables d'optimisation, pour la raison que leurs valeurs optimales sont déjà déterminées par la puissance de stockage, si les fonctions de coût de fonctionnement sont convexes. Dans ce cas, les puissances optimales des générateurs peuvent être calculées à chaque instant par un problème d'optimisation séparé. Ainsi, on peut reformuler (256) comme :

$$q_t\left(\vec{b}_t^G, \vec{E}_t, \vec{s}_t^G, \vec{P}_t^B\right) = \sum_i^{N_G} s_t^{G,i} \cdot \left(1 - b_t^{G,i}\right) \cdot c_{start}^{G,i} + \min_{\vec{P}_t^G} \sum_i^{N_G} b_t^{G,i} \cdot c^{G,i}\left(P_t^{G,i}\right) \cdot T \tag{257}$$

où la minimisation est contrainte par (252)-(254). L'optimisation a été effectuée pour cinq cas différents afin d'observer l'effet de la présence du stockage sur le fonctionnement. Dans les premiers deux cas, le système ne dispose pas de stockage. En plus, des contraintes sont imposées sur la disponibilité des générateurs diesel. Dans les cas 1 et 3, tous les générateurs sont obligés de rester en marche pendant l'ensemble de l'horizon d'optimisation. Dans les cas 2 et 4, un seul générateur peut alimenter la charge pendant les périodes de faible charge. Finalement, dans le cas 5, le système de stockage peut tout seul assumer l'alimentation du système électrique. Les cinq cas sont résumés dans le tableau 19.

Les plans de production du système sont illustrés dans la figure 97 et les coûts totaux du carburant, ainsi que le taux d'autoconsommation du système sont résumés dans le tableau 20. La courbe de la charge électrique est basée sur la courbe des charges rurales donnée dans [Sac16]. La figure 97(a) montre le plan de fonctionnement sans stockage avec la contrainte que les deux générateurs doivent rester en marche. A tout moment, les générateurs diesel se partagent la charge électrique selon la clef de répartition déterminée par l'optimisation dans (257). Pendant les périodes où la production solaire excède la charge, les générateurs sont en marche au ralenti. Une partie significative de la production solaire est perdue par la réduction du débit de l'onduleur photovoltaïque. Dans le cas 2, où un seul générateur peut assurer la stabilité du système, on observe un changement dans le plan de déploiement des deux générateurs, comme le montre la figure 97(b). Dans ce cas, il est favorable d'éteindre le générateur avec les coûts plus élevés pendant les phases où la puissance de l'autre suffit pour alimenter la charge. Le changement engendre une baisse de 38 % du coût de fonctionnement. Le taux d'autoconsommation reste identique au cas 1, car il est toujours nécessaire de réduire

Tableau 19. Résumé des différents cas d'étude pour le système hybride

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5
Stockage	Non	Non	Oui	Oui	Oui
Générateur minimal	Tous	1	Tous	1	0

la production photovoltaïque pendant les phases de forte capacité solaire. La figure 97(c) et la figure 97(d) correspondent aux mêmes cas avec un système de stockage. Dans le cas 3, illustré dans la figure 97(c), le rôle du stockage dans l'opération est clair. La batterie se charge pendant les heures de midi pour diminuer la perte d'énergie renouvelable et la réinjecte pendant la pointe de la charge afin d'avoir un impact maximal sur les coûts très élevés pendant cette phase, dus à l'utilisation des générateurs à forte puissance. Dans le cas 4, montré dans la figure 97(d), la situation change. La charge de la batterie intervient toujours au moment de la production solaire maximale, mais sans la contrainte de disponibilité des deux générateurs, une partie de la décharge contribue à décaler le démarrage du deuxième générateur nécessaire pour assurer la pointe de la charge. En comparaison avec les cas 1 et 2, la présence du stockage permet une hausse du taux d'autoconsommation de 11 %. Pour éviter davantage les coûts des générateurs qui tournent à vide, le stockage sert encore plus à décaler leur démarrage dans le cas 5, où aucun

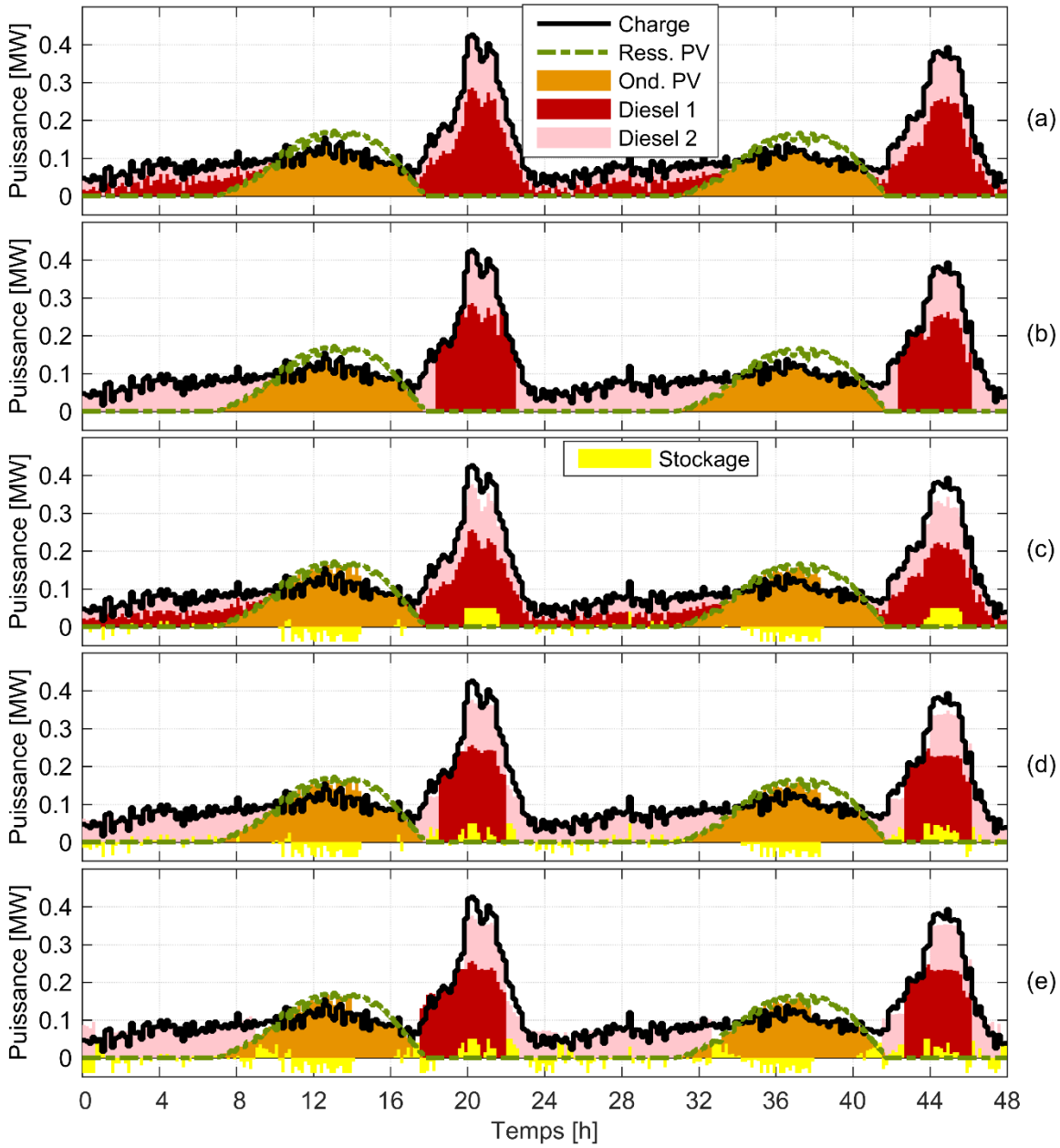


Figure 97. Plans de production du système hybride. (a) disponibilité des deux générateur sans stockage (b) disponibilité d'un seul générateur sans stockage, (c) disponibilité des deux générateur avec stockage (d) disponibilité d'un seul générateur avec stockage (e) Sans contraintes avec stockage.

Tableau 20. Coût de fonctionnement et taux d'autoconsommation pour le système hybride.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5
Coût de foncionnement	13,397 €	8,295 €	13,100 €	7,965 €	6,538 €
Taux d'autoconsommation	78 %	78 %	89 %	89 %	88 %

générateur en marche est nécessaire. La possibilité pour le système de stockage de remplacer les générateurs dans leur fonction permet une réduction du coût de 18 % par rapport au cas 4, où au moins un générateur doit encore être en marche.

F. CONCLUSION ET PERSPECTIVES

L'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques représente un défi important pour la réussite de la transition énergétique. Cette thèse s'inscrit dans le développement de la gestion des systèmes de stockage pour réaliser un lissage de la production des sources intermittentes associées et pour leur permettre de participer aux marchés d'électricité et aux services système. Dans l'objectif d'améliorer la qualité des algorithmes de gestion, elle apporte des résultats sur trois sujets.

D'une part, une architecture de la gestion d'un système de stockage en trois couches principales permet d'identifier les potentiels d'optimisation. Une réalisation de la couche de contrôle rapproché de la chaîne de conversion de puissance est présentée et validée par des simulations. Une deuxième couche de gestion de la puissance dans une centrale comportant une source et un ou plusieurs systèmes de stockage est décrite et une optimisation de la répartition par la programmation quadratique est proposée. Finalement, la gestion d'énergie de la centrale par planification de ses engagements sur les marchés et dans les services système est réalisée sous forme de problèmes d'optimisation. La résolution de ces problèmes d'optimisation et la simulation du fonctionnement dans des cas d'étude, basées sur des applications réelles dans l'intégration des énergies renouvelables, montrent l'efficacité de l'optimisation par programmation linéaire-mixte et par programmation dynamique. La prise en compte d'une erreur de prévision dans les simulations met en évidence l'importance d'un recalage infra-journalier du plan de production qui peut significativement réduire l'erreur entre la production réelle et sa consigne.

D'autre part, les modèles de batterie présentées dans cette thèse et leur intégration dans les problèmes d'optimisation donne la possibilité de mieux représenter l'évolution de l'énergie disponible et de la puissance disponible des systèmes de stockage dans la planification. L'utilisation de ces modèles variables montre que la fiabilité au moment du fonctionnement du plan obtenu par l'optimisation peut être améliorée. Ainsi, les pertes de conversion et les déviations de la production réelle de la centrale de son plan peuvent être réduites. Qui plus est, des objectifs associés explicitement à la batterie peuvent être pris en compte par une modélisation appropriée. La prise en compte du coût de vieillissement dans la planification de la centrale est démontrée par une intégration d'un modèle de vieillissement simplifié représentant indépendamment le vieillissement calendaire et le vieillissement en cyclage. Un résultat surprenant est que les solutions obtenues avec prise en compte du vieillissement affichent souvent un meilleur résultat économique, aussi, manifestement parce que le coût du vieillissement dans la fonction objectif guide l'algorithme d'optimisation linéaire-mixte vers des solutions à faible utilisation du système de stockage.

Finalement, les méthodes d'identification du modèle de batterie exposées dans cette thèse permettent d'obtenir les modèles de batterie utilisés dans la gestion par une analyse des mesures obtenues en cours de fonctionnement. Les paramètres d'un circuit équivalent de la batterie estimés à l'aide de méthodes d'observateur en temps réel permettent de reproduire la valeur de la tension de batterie avec une grande précision. Pour obtenir un modèle de la tension à vide et de la résistance interne en fonction de l'état de charge, la régression multilinéaire est identifiée comme méthode simple et fiable. Le modèle de type circuit électrique peut être converti en modèle énergétique qui s'intègre dans les algorithmes d'optimisation comme le montre les cas d'étude de la gestion d'énergie. De plus, la comparaison de la courbe de tension à vide obtenue en cours de fonctionnement à la courbe de tension à vide de la batterie neuve permet d'estimer la perte de capacité de la batterie et de déterminer son état de santé. Cette méthode est appliquée

aux résultats d'une étude de vieillissement et les erreurs de la capacité estimée par rapport à la capacité réelle de la batterie restent inférieures à 2 %.

Dans son intégralité, le travail effectué montre que l'observation du système de stockage en cours de fonctionnement permet d'établir des modèles adaptatifs et que ces modèles peuvent par la suite être incorporés dans les problèmes d'optimisation avec un gain pour l'efficacité et la fiabilité de la gestion.

Cette thèse ouvre la voie à de nombreux projets de recherche futurs pour améliorer l'efficacité et la robustesse des méthodes utilisées et pour attaquer de nouveaux développements dans la continuité de la démarche présentée et d'en élargir la portée applicative.

Au-delà de l'intégration des énergies renouvelables dans les marchés d'électricité, les algorithmes d'optimisation de la gestion pourront incorporer des objectifs relatifs au fonctionnement du réseau électrique. Ainsi, la planification optimale pourra améliorer la stabilité du réseau par une meilleure prévision et gestion des réserves de puissance et des sources d'inertie. Une prise en compte de l'état du réseau électrique permettra d'ailleurs de gérer les ressources distribuées de façon à augmenter la flexibilité du réseau, répondre aux situations de congestion ou contribuer au réglage de tension. Cet aspect est particulièrement pertinent dans l'optique d'un futur système électrique basé majoritairement sur la génération décentralisée et la forte présence d'électronique de puissance.

Les cas d'étude présentés dans cette thèse se concentrent sur les systèmes de batteries Li-ion. Un élargissement de la modélisation et des méthodes d'identification en cours de fonctionnement sur d'autres technologies de batterie ou de stockage d'énergie, telles que les volants d'inertie ou les supercondensateurs permettra de réagir de manière flexible aux développements technologiques et aux tendances du marché de stockage dans l'avenir.

La robustesse des méthodes d'identification de modèle devra être améliorée, par exemple par l'utilisation de systèmes experts. Des facteurs supplémentaires, tels que la température de la batterie pourront être pris en compte. Afin d'identifier les gains potentiels de l'utilisation des modèles adaptatifs, il sera nécessaire de réaliser une implémentation modulaire de l'architecture de gestion et de mener des études de sensibilité rigoureuses sur l'utilisation des différents modèles aux différents niveaux du contrôle. Dans la suite de la thèse, une étape de validation de la gestion optimale peut être envisagée, dans un premier temps par sa simulation en temps réel sur un banc d'essais, puis par son déploiement dans un système prototype réel.

COMMUNICATIONS SCIENTIFIQUES

[Krü15] E. Krüger, Q. Tran et K. Mamadou, "Normalized least mean squares observer for battery parameter estimation," IEEE Eindhoven PowerTech, pp. 1-6, 2015.

[Kruk16] E. Krüger, A. G. Koucoï et Q. T. Tran, “Dynamic Programming Optimization of Resource Management in Hybrid PV Microgrids,” Solar Technologies & Hybrid Mini Grids, Bad Hersfeld, Germany, 2016 (manuscrit accepté pour publication).

[Krü16] E. Krüger, Q. T. Tran et F. Al Shakarchi, "Gradient descent observer for on-line battery parameter and state coestimation," IEEE Technical Conference on Industrial and Commercial Power Systems, 2016.

[Krüg16] E. Krüger et Q. T. Tran, "Minimal aging operating strategies for battery energy storage systems in photovoltaic applications," IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2016 (manuscrit accepté pour publication).

[Krug16] E. Krüger, E. Amicarelli et Q. T. Tran, "Impact of european market frameworks on integration of photovoltaics in virtual power plants," IEEE Electrical and Environmental Engineering International Conference (EEEIC), 2016.

[Kru16] E. Krüger, F. A. Shakarchi et Q. T. Tran, "Adaptive observer techniques for on-line battery model identification in a commercial PV application," International Conference on Solar Energy and Materials (ICSEMA), 2016.

BIBLIOGRAPHIE

[Aga14] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal et R. A. Jabr, "Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 182-192, 2014.

[Ahm14] L. Ahmadi, M. Fowler, S. B. Young, R. A. Fraser, B. Gaffney et S. B. Walker, "Energy efficiency of Li-ion battery packs re-used in stationary power applications," *Sustainable Energy Technologies and Assessments* , vol. 8, pp. 9-17, 2014.

[Aka84] H. Akagi, Y. Kanazawa et A. Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-20, pp. 625-630, 1984.

[Alj10] H. Al Jed, A. Mieze, J. M. Vinassa et R. Simon, "Mathematical modeling of aging factors for Li-ion battery cells," IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 , pp. 1-4, 2010.

[Alr15] A. Al Rahal Al Orabi, K. Mamadou, T. Delaplagne, L. Bellemare, R. Blonbou et Y. Bultel, "Real time estimation of the state of health of dynamic power profiles application to Li-ion batteries," *ECS Transactions*, vol. 64, pp. 147-153, 2015.

[Alz97] J. Alzieu, H. Smimite et C. Glaize, "Improvement of intelligent battery controller: state-of-charge indicator and associated functions," *Journal of Power Sources*, vol. 67, pp. 157-161, 1997.

[Asc09] G. Ascheid et H. Meyr, "Systemtheorie II," 8ème ed., Aachen : *Druck und Verlagshaus Mainz GmbH*, 2009.

[Bac14] S. Bacha, I. Munteanu and A. I. Bratcu, M. J. Grimble et M. A. Johnson, (eds.), "Power Electronic Converters Modeling and Control," London : *Springer-Verlag*, 2014.

[Bah13] B. Bahrani, A. Karimi, B. Rey et A. Rufer, "Decoupled dq-Current Control of Grid-Tied Voltage Source Converters Using Nonparametric Models," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1356-1366, 2013.

[Bar02] S. Barsali et M. Ceraolo, "Dynamical models of lead-acid batteries: implementation issues," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, pp. 16-23, 2002.

[Bar05] E. Barsoukov et J. R. Macdonald, (eds.), "Impedance Spectroscopy Theory, Experiment, and Applications," 2ème ed., Hoboken, New Jersey : *A John Wiley & Sons*, 2005.

[Bel52] R. Bellman, "On the Theory of Dynamic Programming," *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, vol. 38, pp. 716-719, 1952.

[Bel57] R. Bellman et R. Kalaba, "Dynamic Programming and Statistical Communication Theory," *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, vol. 43, pp. 749-751, 1957.

[Bell57] R. Bellman, "Dynamic Programming," 1ère ed., Princeton, NJ, USA : *Princeton University Press*, 1957.

[Ber01] H. Bergveld, "Battery Management Systems Design by Modelling," Den Haag : *Universiteit Twente*, 2001.

[Bou13] F. Bourry, J. Martin et M. Boyra, "Conversion architectures for combined photovoltaic storage systems: modeling and efficiency analysis," IEEE Grenoble PowerTech, pp. 1-6, 2013.

[BP16] "BP Statistical Review of World Energy June 2016," BP, 2016 .

[Bra77] S. P. Bradley, A. C. Hax et T. L. Magnanti, "Applied Mathematical Programming," Boston : *Addison-Wesley Publishing Company*, 1977.

[Bra10] M. Bragard, N. Soltau, S. Thomas et R. W. D. Doncker, "The Balance of Renewable Sources and User Demands in Grids: Power Electronics for Modular Battery Energy Storage Systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, pp. 3049-3056, 2010.

[Bro01] M. Broussely, S. Herreyre, P. Biensan, P. Kasztejna, K. Nechev et R. Staniewicz, "Aging mechanism in Li ion cells and calendar life predictions," *Journal of Power Sources* , vol. 97–98, pp. 13-21, 2001.

[Bru14] G. Bruni, S. Cordiner, M. Galeotti, V. Mulone, M. Nobile et V. Rocco, "Control Strategy Influence on the Efficiency of a Hybrid Photovoltaic-Battery-Fuel Cell System Distributed Generation System for Domestic Applications," *Energy Procedia*, vol. 45, pp. 237-246, 2014.

[Bul02] S. Buller, Rik W. De Doncker, (ed.), "Impedance-Based Simulation Models for Energy Storage Devices in Advanced Automotive Power Systems," Aachen : *Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH), Shaker Verlag*, vol. 31, 2002.

[Cap11] G. Capizzi, F. Bonanno et G. Tina, "Recurrent Neural Network-Based Modeling and Simulation of Lead-Acid Batteries Charge-Discharge," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, pp. 435-443, 2011.

[Car98] F. Caricchi, F. Crescimbini, F. G. Capponi et L. Solero, "Study of bi-directional buck-boost converter topologies for application in electrical vehicle motor drives," Thirteenth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1998, vol. 1, pp. 287-293vol.1, 1998.

[Car06] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galvan, R. C. Portillo Guisado, M. A. M. Prats, J. I. Leon et N. Moreno-Alfonso, "Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 1002-1016, 2006.

[Car12] G. Carr, "Sunny uplands: Alternative energy will no longer be alternative," *The Economist*, 2012.

[CEE15] "Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013," Council of European Energy Regulators (CEER), 2015.

[Cha54] D. M. Chapin, C. S. Fuller et G. L. Pearson, "A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power," *Journal of Applied Physics*, vol. 25, pp. 676-677, 1954.

[Cha10] M. Charkhgard et M. Farrokhi, "State-of-Charge Estimation for Lithium-Ion Batteries Using Neural Networks and EKF," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, pp. 4178-4187, 2010.

[Che06] M. Chen et G. Rincon-Mora, "Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, pp. 504-511, 2006.

[Che12] S. Chen, H. Gooi, N. Xia et M. Wang, "Modelling of lithium-ion battery for online energy management systems," *IET Electrical Systems in Transportation*, vol. 2, pp. 202-210, 2012.

[Che13] Z. Chen, Y. Fu et C. Mi, "State of Charge Estimation of Lithium-Ion Batteries in Electric Drive Vehicles Using Extended Kalman Filtering," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 62, pp. 1020-1030, 2013.

[Chi01] C. Chiasserini et R. Rao, "Energy efficient battery management," *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 19, pp. 1235-1245, 2001.

[Cho89] C.-S. Chow et J. N. Tsitsiklis, "The complexity of dynamic programming," *Journal of Complexity*, vol. 5, pp. 466-488, 1989.

[Chr15] R. Christin, "Modélisation multiphysique de cellules sodium chlorure de nickel," Grenoble : *Université Grenobles-Alpes*, 2015.

[Col07] M. Coleman, C. K. Lee, C. Zhu et W. Hurley, "State-of-Charge Determination From EMF Voltage Estimation: Using Impedance, Terminal Voltage, and Current for Lead-Acid and Lithium-Ion Batteries," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, pp. 2550-2557, 2007.

[Con10] A. J. Conejo, M. Carrión et J. M. Morales, "Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets," New York, NY : *Springer Science+Business Media, LLC*, 2010.

[Cons14] "Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt," Consentec GmbH, 2014.

[CRE10] "Cahier des charges de l'appel d'offres n° 332689-2010-FR portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion, à Saint-Barthélemy et à Saint-Martin," Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2010.

[CRE11] "Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc," Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2011.

[Dan97] G. B. Dantzig et M. N. Thapa, P. Glynn, (ed.), "Linear Programming 1: Introduction," New York : *Springer-Verlag*, 1997.

[Dan03] G. B. Dantzig et M. N. Thapa, P. Glynn, (ed.), "Linear Programming 2: Theory and Extensions," New York : *Springer-Verlag*, 2003.

[Dat09] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi et C. H. Kim, "A Coordinated Control Method for Leveling PV Output Power Fluctuations of PV-Diesel Hybrid Systems Connected to Isolated Power Utility," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 153-162, 2009.

[Dat11] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi et C. H. Kim, "A Frequency-Control Approach by Photovoltaic Generator in a PV-Diesel Hybrid Power System," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, pp. 559-571, 2011.

[Ded10] R. W. De Doncker, "Lecture Notes Power Electronics - Fundamentals, Topologies and Analysis," 1ère ed., Aachen : *Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)*, 2010.

[Del06] A. Delaille, "développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïques," Paris : *Université Pierre et Marie Curie*, 2006.

[Del07] G. M. A. Delille, "Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques, Approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution," Lille : *École Centrale de Lille*, 2007.

[Do08] D. V. Do, "Impédancemétrie impulsionnelle pour batteries Li-Ion," Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique, Lyon: 2008.

[Doe06] D. Doerffel et S. A. Sharkh, "A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 155, pp. 395-400, 2006.

[Duba07] M. Dubarry, V. Svoboda, R. Hwu et B. Y. Liaw, "Capacity loss in rechargeable lithium cells during cycle life testing: The importance of determining state-of-charge," *Journal of Power Sources* , vol. 174, pp. 1121-1125, 2007.

[Dub07] M. Dubarry et B. Y. Liaw, "Development of a universal modeling tool for rechargeable lithium batteries," *Journal of Power Sources* , vol. 174, pp. 856-860, 2007.

[DUR15] "Repères - Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2015," Ministère de l'Ecologie du Développement durable et de l'Energie, 2015.

[DUR16] "Repères – Chiffres clés de l'énergie - Édition 2015," Ministère de l'Ecologie du Développement durable et de l'Energie, 2016.

[Ebn13] E. Ebner, A. Börger, M. Gelbke, E. Zena et M. Wieger, "Temperature-dependent formation of vertical concentration gradients in lead-acid batteries under PSoC operation - Part 1: Acid stratification," *Electrochimica Acta*, vol. 90, pp. 219-225, 2013.

[EC9692] "Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity," *Official Journal of the European Union*, 2003.

[EC0177] "Directive 2001/77/EC on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market," *Official Journal of the European Union*, 2001.

[EC0330] "Directive 2003/30/EC on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport," *Official Journal of the European Union*, 2003.

[EC0354] "Directive 2003/54/EC concerning common rules for the internal market in electricity," *Official Journal of the European Union*, 2003.

[EC0928] "Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources," *Official Journal of the European Union*, 2009.

[EC0972] "Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity," *Official Journal of the European Union*, 2009.

[ECO14] "Subsidies and costs of EU energy," Ecofys, 2014
[en ligne] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS 2014 Subsidies and costs of EU energy_11_Nov.pdf.

[Eck12] M. Ecker, J. B. Gerschler, J. Vogel, S. Käbitz, F. Hust, P. Dechent et D. U. Sauer, "Development of a lifetime prediction model for lithium-ion batteries based on extended accelerated aging test data ," *Journal of Power Sources* , vol. 215, pp. 248-257, 2012.

[EEA04] "Energy subsidies in the European Union: A brief overview," European Environment Agency, 2004 .

[EEG00] "Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)," *Bundesgesetzblatt*, 2000.

[EEG14] "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)," *Bundesgesetzblatt*, 2014
[en ligne] http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014.

[@EIA] "International Energy Statistics," U.S. Energy Information Administration,
[en ligne] http://www.eia.gov/beta/international/data/browser.

[EIA16] "International Energy Outlook 2016," U.S. Energy Information Administration, 2016.

[Ein13] M. Einhorn, F. Conte, C. Kral et J. Fleig, "Comparison, Selection, and Parameterization of Electrical Battery Models for Automotive Applications," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 1429-1437, 2013.

[Elb13] P. Elbert, S. Ebbesen et L. Guzzella, "Implementation of Dynamic Programming for n -Dimensional Optimal Control Problems With Final State Constraints," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 21, pp. 924-931, 2013.

[Elm11] A. Elmitwally et M. Rashed, "Flexible Operation Strategy for an Isolated PV-Diesel Microgrid Without Energy Storage," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, pp. 235-244, 2011.

[EPE16] "EPEX SPOT Operational rules," EPEX SPOT, 2016.

[Esh15] S. Eshghi et R. Patil, "Optimal battery pricing and energy management for microgrids," American Control Conference (ACC), 2015, pp. 4994-5001, 2015.

[EUST] Eurostat database, 2016
[en ligne] http://ec.europa.eu/eurostat/data/database.

[Eve10] B. Everitt et A. Skrondal, "The Cambridge Dictionary of Statistics," 4ème ed., Cambridge: *Cambridge University Press*, 2010.

[Fle12] C. Fleischer, W. Waag, Z. Bai et D. Sauer, "Self-learning state-of-available-power prediction for lithium-ion batteries in electrical vehicles," IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), pp. 370-375, 2012.

[Fri14] N. Frizi, M. Boyra, E. Krüger, F. Al Shakarchi et F. Bourry, "Energy storage management system: an adaptive solution to optimize energy storage systems operation," Conference of the Electric Power Supply Industry, 2014.

[Ful94] T. F. Fuller, M. Doyle et J. Newman, "Simulation and Optimization of the Dual Lithium Ion Insertion Cell," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 141, pp. 1-10, 1994.

[Gab04] M. Gaboriault et A. Notman, "A high efficiency, noninverting, buck-boost DC-DC converter," Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, vol. 3, pp. 1411-1415Vol.3, 2004.

[Gao14] C. Gao, D. Xu, L. Miao et X. Yu, "A redundant parallel control strategy of multiple PCS (power conversion system) for microgrid in islanded operation," International Conference on Power System Technology (POWERCON), pp. 3147-3151, 2014.

[Gaou14] Y. Gaoua, "Modèles mathématiques et techniques d'optimisation non linéaire et combinatoire pour la gestion d'énergie d'un système multi-source : vers une implantation temps-réel pour différentes structures électriques de véhicules hybrides," Toulouse : *Institut National Polytechnique de Toulouse*, 2014.

[Gho14] M. Gholizadeh et F. Salmasi, "Estimation of State of Charge, Unknown Nonlinearities, and State of Health of a Lithium-Ion Battery Based on a Comprehensive Unobservable Model," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, pp. 1335-1344, 2014.

[Gio14] M. De Giorgi, P. Congedo et M. Malvoni, "Photovoltaic power forecasting using statistical methods: impact of weather data," *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 8, pp. 90-97, 2014.

[Gri12] S. Grillo, M. Marinelli, S. Massucco et F. Silvestro, "Optimal management strategy of a battery-based storage system to improve renewable energy integration in distribution networks," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 950-958, 2012.

[Grol13] S. Grolleau, "vieillissement calendaire des accumulateurs lithium-Ion modélisation et analyses," Caen : *Université de Caen Basse-Normandie*, 2013.

[Grol14] S. Grolleau, A. Delaille, H. Gualous, P. Gyan, R. Revel, J. Bernard, E. Redondo-Iglesias et J. Peter, "Calendar aging of commercial graphite/LiFePO4 cell - predicting capacity fade under time dependent storage conditions," *Journal of Power Sources*, vol. 255, pp. 450-458, 2014.

[Groo14] J. Groot, "State-of-Health Estimation of Li-ion Batteries: Ageing Models," Göteborg : *Chalmers University of Technology*, 2014.

[GWC16] "Global Wind Report 2015 - Annual Market Update," Global Wind Energy Council, 2016.

[Haye96] M. H. Hayes, "Statistical Digital Signal Processing and Modeling," 1ère ed., New York, NY, USA : *John Wiley & Sons, Inc.*, 1996.

[Hayk96] S. Haykin, "Adaptive Filter Theory," 3ème ed., Upper Saddle River, New Jersey : *Prentice-Hall*, 1996.

[He11] H. He, R. Xiong et J. Fan, "Evaluation of Lithium-Ion Battery Equivalent Circuit Models for State of Charge Estimation by an Experimental Approach," *Energies*, vol. 4, pp. 582-598, 2011.

[Hex11] H. He, R. Xiong, X. Zhang, F. Sun et J. Fan, "State-of-Charge Estimation of the Lithium-Ion Battery Using an Adaptive Extended Kalman Filter Based on an Improved Thevenin Model," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 60, pp. 1461-1469, 2011.

[He12] H. He, X. Zhang, R. Xiong, Y. Xu et H. Guo, "Online model-based estimation of state-of-charge and open-circuit voltage of lithium-ion batteries in electric vehicles," *Energy*, vol. 39, pp. 310-318, 2012.

[Hue98] F. Huet, "A review of impedance measurements for determination of the state-of-charge or state-of-health of secondary batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 70, pp. 59-69, 1998.

[Hus14] B. Huskinson, M. P. Marshak, C. Suh, S. Er, M. R. Gerhardt, C. J. Galvin, X. Chen, A. Aspuru-Guzik, R. G. Gordon et M. J. Aziz, "A metal-free organic–inorganic aqueous flow battery," *Nature*, vol. 505, pp. 195–198, 2014.

[IEA15] "Key World Energy Statistics," International Energy Agency, 2015.

[Ihs14] "The availability of automotive lead-based batteries for recycling in the EU," IHS Consulting, 2014.

[IPC15] R.K. Pachauri et L.A. Meyer (eds.), "Climate Change 2014: Synthesis Report," Intergovernmental Panel on Climate Change, 2015.

[@IREA] International Renewable Energy Agency (IRENA) website : Data and Statistics, 2016
[en ligne] http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard.

[Jac58] E. D. Jackson, M. E. Jones et R. F. Stewart, "Grown junction transistors," brevet n° US2866140, 1957 (dépôt), 1958.

[Jac13] N. Jacobson, J. Wyder, S. Franklin et P. McCracken, "Data Collection of Diesel Generators in South Australia," IT Power Australia, 2013.

[Jon09] M. Jongerden et B. Haverkort, "Which battery model to use?," *IET Software*, vol. 3, pp. 445-457, 2009.

[Jul04] S. J. Julier et J. K. Uhlmann, "Unscented filtering and nonlinear estimation," *Proceedings of the IEEE*, vol. 92, pp. 401-422, 2004.

[Kal60] R. E. Kalman, "A new approach to linear filtering and prediction problems," *Journal of Basic Engineering, American Society of Mechanical Engineers*, vol. 82, pp. 35-45, 1960.

[Kal61] R. E. Kalman et R. S. Bucy, "New results in linear filtering and prediction theory," *Journal of Basic Engineering*, vol. 83, pp. 95-108, 1961.

[Kar84] N. Karmarkar, "A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming," *Combinatorica*, vol. 4, pp. 373–395, 1984.

[Kar00] E. Karden, S. Buller et R. W. D. Doncker, "A method for measurement and interpretation of impedance spectra for industrial batteries," J*ournal of Power Sources*, vol. 85, pp. 72-78, 2000.

[Kar07] F. Karoui, "optimisation de stratégies de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques," Grenoble: *Institut National Polytechnique de Grenoble (INP)*, 2007.

[Kem15] R. Kempener et E. Borden, "Battery storage for renewables: market status and technology outlook," IRENA, 2015.

[Kha80] L. Khachiyan, "Polynomial algorithms in linear programming," *USSR Computational Mathematics and Mathematical Physics*, vol. 20, pp. 53-72, 1980.

[Kim11] T. Kim et W. Qiao, "A Hybrid Battery Model Capable of Capturing Dynamic Circuit Characteristics and Nonlinear Capacity Effects," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, pp. 1172-1180, 2011.

[Kir15] A. Kirchev, L. Serra, S. Dumenil, G. Brichard, M. Alias, B. Jammet et L. Vinit, "Carbon honeycomb grids for advanced lead-acid batteries. Part III: Technology scale-up ," *Journal of Power Sources*, vol. 299, pp. 324-333, 2015.

[Koo13] S. Koopmann, M. Scheufen, P. Goergens, F. Potratz et A. Schnettler, "Optimized deployment of storage systems for integration of distributed generation in Smart Grids," 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), pp. 1-4, 2013.

[Kor02] B. Korte et J. Vygen, "Combinatorial Optimization," 2ème ed., Berlin: *Springer-Verlag*, 2002.

[Kow09] J. Kowal, D. Hente et D. Sauer, "Model Parameterization of Nonlinear Devices Using Impedance Spectroscopy," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 58, pp. 2343-2350, 2009.

[Kow12] J. Kowal, H. Budde-Meiwes et D. U. Sauer, "Interpretation of processes at positive and negative electrode by measurement and simulation of impedance spectra. Part I: Inductive semicircles ," *Journal of Power Sources*, vol. 207, pp. 10-18, 2012.

[Koz97] M. Kozaki et T. Yamazaki, "Remaining battery capacity meter and method for computing remaining capacity," brevet n° US5691078, 1995 (dépôt), 1997.

[Krü12] E. Krüger, J. Liu, F. Ponci et A. Monti, "Optimization of task sharing towards multi-agent control of PEBB based power systems," IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), pp. 1-7, 2012.

[Krü13] E. Krüger, "Development of grid-oriented operational strategies of virtual power plants for integration of renewable resources," Aachen : *Institute of High Voltage Technology, RWTH Aachen University*, 2013.

[Krü14] E. Krüger et K. Mamadou, "Procédé de caractérisation d'un accumulateur," Commissariat à L'Energie Atomique et aux Energies Alternatives: brevet n° WO2016079026 A1, 2015 (dépôt), 2014.

[Kus15] K. Kusakana, "Optimal scheduled power flow for distributed photovoltaic / wind / diesel generators with battery storage system," *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, pp. 916-924, 2015.

[Lam13] L. Lam et P. Bauer, "Practical capacity fading model for Li-ion battery cells in electric vehicles," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 5910-5918, 2013.

[Lan60] A. H. Land et A. G. Doig, "An automatic method for solving discrete programming problems," *Econometrica*, vol. 28, pp. 497-520, 1960.

[Leg12] "Decreto 5 luglio 2012, Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici," *Gazzetta ufficiale*, 2012.

[Len13] G. Léna, "Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale," International Energy Agency (IEA), 2013.

[Lid03] D. R. Lide, (ed.), "Handbook of Chemistry and Physics," 84ème ed., Boca Raton, Florida : *CRC Press LLC*, 2003.

[Li14] J. Li et M. A. Danzer, "Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems ," *Journal of Power Sources*, vol. 258, pp. 365-373, 2014.

[Lin01] D. Linden et T. B. Reddy, (eds.), "Handbook of Batteries," 3ème ed., New York: *The McGraw-Hill Companies, Inc.*, 2001.

[Liu15] J. Liu, W. Fang, X. Zhang et C. Yang, "An Improved Photovoltaic Power Forecasting Model With the Assistance of Aerosol Index Data," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, pp. 434-442, 2015.

[LOI15] "LOI no 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (1)," *Journal Officiel de la République Française*, 2015.

[Löf04] J. Löfberg, "YALMIP : A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB," Proceedings of the CACSD Conference , Taipei, Taiwan : 2004.

[Luo15] 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, pp. 511-536, 2015.

[Luu14] N. A. Luu, Q. T. Tran, S. Bacha et B. Nguyen, "Optimal design of an isolated photovoltaic-diesel-battery hybrid system by using an iterative algorithm," IEEE PES General Meeting and Conference Exposition, pp. 1-5, 2014.

[Luu15] N. A. Luu, Q.-T. Tran et S. Bacha, "Optimal energy management for an island microgrid by using dynamic programming method," IEEE Eindhoven PowerTech, pp. 1-6, 2015.

[Luq03] A. Luque et S. Hegedus, (eds.), "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering," The Atrium, Southern Gate, Chichester : *John Wiley & Sons*, 2003.

[Mac08] J. Machowski, J. Bialek et D. J. Bumby, "Power System Dynamics: Stability and Control," 2ème ed., The Atrium, Southern Gate, Chichester : *John Wiley & Sons, Inc.*, 2008.

[Mah14] K. Maher et R. Yazami, "A study of lithium ion batteries cycle aging by thermodynamics techniques," *Journal of Power Sources*, vol. 247, pp. 527-533, 2014.

[Mam09] K. Mamadou et A. Delaille, "Procede de calibration d'un accumulateur electrochimique," brevet n° WO 2011000872 A1, 2010 (dépôt), 2009.

[Mam10] K. Mamadou, "Prévision de la Disponibilité Energétique des Accumulateurs Electrochimiques par Estimation d'Etats d'Energie (S.o.E.)," Grenoble : *Institut National Polytechnique de Grenoble (INP)*, 2010.

[Mam12] K. Mamadou, E. Lemaire, A. Delaille, D. Riu, S. E. Hing et Y. Bultel, "Definition of a state-of-energy indicator (SoE) for electrochemical storage devices: application for energetic availability forecasting," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 159, pp. A1298-A1307, 2012.

[Man93] J. F. Manwell et J. G. McGowan, "Lead acid battery storage model for hybrid energy systems," *Solar Energy*, vol. 50, pp. 399-405, 1993.

[Mar15] R. Marom, B. Ziv, A. Banerjee, B. Cahana, S. Luski et D. Aurbach, "Enhanced performance of starter lighting ignition type lead-acid batteries with carbon nanotubes as an additive to the active mass ," *Journal of Power Sources*, vol. 296, pp. 78-85, 2015.

[Mit96] M. Mitchell, "An Introduction to Genetic Algorithms," Massachusetts Institute of Technology, 1996.

[Mog16] A. Moghadasi, M. Moghaddami, A. Anzalchi, A. Sarwat et O. A. Mohammed, "Prioritized coordinated reactive power control of wind turbin involving STATCOM using multi-objective optimization," IEEE/IAS 52nd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), pp. 1-9, 2016.

[Mon09] M. Montaru, "contribution à l'évaluation du vieillissement des batteries de puissance utilisées dans les véhicules hybrides selon leurs usages," Grenoble : *Institut National Polytechnique de Grenoble (INP)*, 2009.

[Mor03] C. E. Mortimer, "Chemie: Das Basiswissen der Chemie," Stuttgart : *Georg Thieme Verlag*, 2003.

[Mou13] M. S. E. Moursi, W. Xiao et J. L. Kirtley, "Fault ride through capability for grid interfacing large scale PV power plants," I*ET Generation, Transmission Distribution*, vol. 7, pp. 1027-1036, 2013.

[NAV03] "Evolution of the Electric Industry Structure in the U.S. and Resulting Issues," Navigant Consulting, Inc., 2003
[en ligne]
http://www.emrf.net/uploads/3/4/4/6/34469793/evolution_of_the_electric_industry_for_emrf_10-8-13.pdf.

[Ng09] K. S. Ng, C.-S. Moo, Y.-P. Chen et Y.-C. Hsieh, "Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries," *Applied Energy*, vol. 86, pp. 1506-1511, 2009.

[Nit15] N. Nitta, F. Wu, J. T. Lee et G. Yushin, "Li-ion battery materials: present and future," *Materials Today*, vol. 18, pp. 252-264, 2015.

[Noc99] J. Nocedal et S. J. Wright, P. Glynn et S. M. Robinson, (eds.), "Numerical Optimization," New York : *Springer-Verlag*, 1999.

[Not11] G. Notton, L. Stoyanov, M. Ezzat, V. Lararov, S. Diaf et C. Cristofari, "Integration Limit of Renewable Energy Systems in Small Electrical Grid," *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 651-665, 2011.

[Oga95] K. Ogata, "Discrete-Time Control Systems," 2ème ed., Englewood Cliffs, New Jersey : *Prentice Hall*, 1995.

[Oma13] N. Omar, P. V. den Bossche, T. Coosemans et J. V. Mierlo, "Peukert Revisited—Critical Appraisal and Need for Modification for Lithium-Ion Batteries," *Energies*, vol. 6, pp. 5625-5641, 2013.

[Oma14] N. Omar, M. A. Monem, Y. Firouz, J. Salminen, J. Smekens, O. Hegazy, H. Gaulous, G. Mulder, P. V. den Bossche, T. Coosemans et J. V. Mierlo, "Lithium iron phosphate based battery – Assessment of the aging parameters and development of cycle life model ," *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1575-1585, 2014.

[Opp99] A. V. Oppenheim, R. W. Schafer et J. R. Buck, "Discrete-Time Signal Processing," 2ème ed., Upper Saddle River, New Jersey: *Prentice Hall*, 1999.

[ORE13] "Bilan énergétique île de La Réunion 2012," Agence Régionale Énergie Réunion, 2013
[en ligne] http://www.temergie.com/wp-content/uploads/2013/07/BER_Technique_2012-2.pdf.

[Owe10] N. A. Owen, O. R. Inderwildi et D. A. King, "The status of conventional world oil reserves - Hype or cause for concern?," *Energy Policy*, vol. 38, pp. 4743-4749, 2010.

[Par29] R. H. Park, "Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 48, pp. 716-727, 1929.

[Pat14] B. Pattipati, B. Balasingam, G. Avvari, K. Pattipati et Y. Bar-Shalom, "Open circuit voltage characterization of lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 269, pp. 317-333, 2014.

[Pav14] D. Pavković, M. Hrgetić, A. Komljenović et V. Smetko, "Battery current and voltage control system design with charging application," 2014 IEEE Conference on Control Applications (CCA), pp. 1133-1138, 2014.

[Per05] M. Perrin, Y. Saint-Drenan, F. Mattera et P. Malbranche, "Lead–acid batteries in stationary applications: competitors and new markets for large penetration of renewable energies ," *Journal of Power Sources*, vol. 144, pp. 402-410, 2005.

[Pha06] T. T. H. Pham, "Influence de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance," Grenoble : *Institut National Polytechnique de Grenoble*, 2006.

[Pin12] M. B. Pinson et M. Z. Bazant, "Theory of SEI Formation in Rechargeable Batteries: Capacity Fade, Accelerated Aging and Lifetime Prediction," *arXiv*:1210.3672 [physics.chem-ph], 2012.

[Pol13] T. Pollok, E. Krüger, S. Koopmann et A. Schnettler, "Grid and market related integration of renewable generation under consideration of virtual power plants," 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), pp. 1-4, 2013.

[Pop07] V. Pop, H. Bergveld, P. Regtien et J. op het Veld, "Battery Aging and Its Influence on the Electromotive Force," *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 154, pp. A744-A750, 2007.

[Rah14] H. Rahimi-Eichi, F. Baronti et M.-Y. Chow, "Online Adaptive Parameter Identification and State-of-Charge Coestimation for Lithium-Polymer Battery Cells," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, pp. 2053-2061, 2014.

[Rahi14] M. Rahimiyan, L. Baringo et A. J. Conejo, "Energy Management of a Cluster of Interconnected Price-Responsive Demands," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 645-655, 2014.

[Ram14] G. Rampinelli, A. Krenzinger et F. C. Romero, "Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems ," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 578-587, 2014.

[Rat13] S. Raths, A. Schnettler, T. Pollok, J. Brandt, T. Sowa et J. Eckstein, "Market potential analysis for the provision of balancing reserve with a fleet of electric vehicles," 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), pp. 1-5, 2013.

[Rei16] G. Reid et J. Julve, "Second life-Batteries as flexible storage for renewables energies," Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 2016.

[REN16] "Renewables 2016 Global Status Report," REN21, 2016 [en ligne] http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/.

[Rif09] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel et A. Delaille, "Energy flow management in grid connected PV systems with storage - A deterministic approach," IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), pp. 1-6, 2009.

[Rif11] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel et S. Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 309-320, 2011.

[Rob08] B. Roberts, "Sodium-Sulfur (NaS) batteries for utility energy storage applications," IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-2, 2008.

[Ros11] M. A. Roscher et D. U. Sauer, "Dynamic electric behavior and open-circuit-voltage modeling of LiFePO4-based lithium ion secondary batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 196, pp. 331-336, 2011.

[Rosc11] M. Roscher, O. Bohlen et D. Sauer, "Reliable state estimation of multicell lithium-ion battery systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, pp. 737-743, 2011.

[Rot14] S. Rothgang, T. Baumhöfer, H. van Hoek, T. Lange, R. W. D. Doncker et D. U. Sauer, "Modular battery design for reliable, flexible and multi-technology energy storage systems ," *Applied Energy*, pp. -, 2014.

[RTE16] "Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement," Réseau de transport d'électricité (RTE), 2016.

[RTE216] "Règles relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre Section 2," Réseau de transport d'électricité (RTE), 2016.

[Rue04] P. Ruetschi, "Aging mechanisms and service life of lead-acid batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 127, pp. 33-44, 2004.

[Sac16] J. Sachs et O. Sawodny, "A Two-Stage Model Predictive Control Strategy for Economic Diesel-PV-Battery Island Microgrid Operation in Rural Areas," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, pp. 903-913, 2016.

[San16] M. C. Sanders et C. E. Sanders, "A world's dilemma 'upon which the sun never sets' - The nuclear waste management strategy (part I): Western European Nation States and the United States of America," *Progress in Nuclear Energy*, vol. 90, pp. 69-97, 2016.

[Sar13] C. J. Sarasa-Maestro, R. Dufo-López et J. L. Bernal-Agustín, "Photovoltaic remuneration policies in the European Union," *Energy Policy*, vol. 55, pp. 317-328, 2013.

[Set91] S. Sethi et G. Sorger, "A theory of rolling horizon decision making," *Annals of Operations Research*, vol. 29, pp. 387-415, 1991.

[Sil15] J. Silvente, G. M. Kopanos, E. N. Pistikopoulos et A. Espuña, "A rolling horizon optimization framework for the simultaneous energy supply and demand planning in microgrids ," *Applied Energy*, vol. 155, pp. 485-501, 2015.

[Sau99] D. U. Sauer, G. Bopp, A. Jossen, J. Garche, M. Rothert et M. Wollny, "State of charge - What do we speak about?," INTELEC Kopenhagen, 1999.

[Sch14] J. Schmalstieg, S. Käbitz, M. Ecker et D. U. Sauer, "A holistic aging model for Li(NiMnCo)O2 based 18650 lithium-ion batteries ," *Journal of Power Sources*, vol. 257, pp. 325-334, 2014.

[She15] M. Sherval, "Canada's oil sands: The mark of a new 'oil age' or a potential threat to Arctic security?," *The Extractive Industries and Society*, vol. 2, pp. 225-236, 2015.

[Sin04] P. Singh, C. F. Jr. et D. Reisner, "Fuzzy logic modelling of state-of-charge and available capacity of nickel/metal hydride batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 136, pp. 322-333, 2004.

[Ske08] J. Skea, D. Anderson, T. Green, R. Gross, P. Heptonstall et M. Leach, "Intermittent renewable generation and maintaining power system reliability," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 2, pp. 82-89, 2008.

[Skv02] T. L. Skvarenina, (ed.), "The Power Electronics Handbook," 2, Boca Raton, Florida : *CRC Press LLC*, 2002.

[Sor10] S. Sorrell, J. Speirs, R. Bentley, A. Brandt et R. Miller, "Global oil depletion: A review of the evidence," *Energy Policy*, vol. 38, pp. 5290-5295, 2010.

[Su15] J. Su, B. Li et W.-H. Chen, "On existence, optimality and asymptotic stability of the Kalman filter with partially observed inputs ," *Automatica*, vol. 53, pp. 149-154, 2015.

[Sul06] T. O'Sullivan, C. Bingham et R. Clark, "Zebra battery technologies for all electric smart car," International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, pp. 243-, 2006.

[Sun10] P. Sun, J. S. Lai, H. Qian, W. Yu, C. Smith, J. Bates, B. Arnet, A. Litvinov et S. Leslie, "Efficiency evaluation of a 55kW soft-switching module based inverter for high temperature hybrid electric vehicle drives application," Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pp. 474-479, 2010.

[Sund09] O. Sundstrom et L. Guzzella, "A generic dynamic programming Matlab function," IEEE International Conference on Control Applications, pp. 1625-1630, 2009.

[Ssy16] "Règles services système," Réseau de transport d'électricité (RTE), 2016.

[Tan55] M. Tanenbaum, L. B. Valdes, E. Buehler et N. B. Hannay, "Silicon n-p-n Grown Junction Transistors," *Journal of Applied Physics*, vol. 26, pp. 686-692, 1955.

[Tel10] S. Teleke, M. Baran, S. Bhattacharya et A. Huang, "Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, pp. 117-124, 2010.

[The08] M. Thele, O. Bohlen, D. U. Sauer et E. Karden, "Development of a voltage-behavior model for NiMH batteries using an impedance-based modeling concept," *Journal of Power Sources*, vol. 175, pp. 635-643, 2008.

[Tho92] C. A. Thompson, "A study of numerical integration techniques for use in the companion circuit method of transient circuit analysis," Purdue University School of Electrical Engineering, 1992.

[Trans07] "TransmissionCode 2007: Network and System Rules of the German Transmission System Operators," Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, 2007.

[Tri14] A. E. Trippe, R. Arunachala, T. Massier, A. Jossen et T. Hamacher, "Charging optimization of battery electric vehicles including cycle battery aging," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, pp. 1-6, 2014.

[Tuo15] A. Tuohy, J. Zack, S. Haupt, J. Sharp, M. Ahlstrom, S. Dise, E. Grimit, C. Mohrlen, M. Lange, M. Garcia Casado, J. Black, M. Marquis et C. Collier, "Solar Forecasting: Methods, Challenges, and Performance," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, pp. 50-59, 2015.

[UCT07] "UCTE Operation Handbook: Policy 1: Load-Frequency Control and Performance," Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), 2004.

[UN92] "Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques," Nations Unies, 1992.

[UN15] "Accord de Paris," Nations Unies, 2015.

[Urb09] M. Urbain, "Modélisation électrique et énergétique des accumulateurs lithium-ion. Estimation en ligne du SoC et du SoH," Lorraine : Institut National Polytechnique de Lorraine, 2009.

[Usde10] "Communications Requirements of Smart Grid Technologies," United States Department of Energy, 2010.

[Tra07] T. Tran-Quoc, M. Braun, J. Marti, C. Kieny, N. Hadjsaid et S. Bacha, "Using Control Capabilities of DER to Participate in Distribution System Operation," IEEE Lausanne Power Tech, pp. 561-566, 2007.

[Tur66] L. R. Turner, "Inverse of the Vandermonde matrix with applications," Lewis Researcb Center, Cleveland, Ohio: National Aeronautics and Space Administration, 1966.

[VES04] "V164-8.0 MW breaks world record for wind energy production," MHI Vestas Offshore Wind Aps, 2014
[en ligne] http://www.mhivestasoffshore.com/wp-content/uploads/2015/03/21-10-2014-Press-release.pdf.

[Ver88] L. Verde-Star, "Inverses of generalized Vandermonde matrices," *Journal of Mathematical Analysis and Applications*, vol. 131, pp. 341-353, 1988.

[Vet05] J. Vetter, P. Novák, M. Wagner, C. Veit, K.-C. Möller, J. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler et A. Hammouche, "Ageing mechanisms in lithium-ion batteries ," *Journal of Power Sources*, vol. 147, pp. 269-281, 2005.

[Wan01] S. Wang, Z. Pan, J. Zhao, Q. Huang, A. Shapiro, R. Sarrafi-Nour et G. Zappi, "Study of Discharge Characteristics of Sodium/NiCl2 Cell Using Electrochemical Impedance Spectroscopy," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 160, pp. A458-A463, 2013.

[Wan12] Q. Wang, P. Ping, X. Zhao, G. Chu, J. Sun et C. Chen, "Thermal runaway caused fire and explosion of lithium ion battery ," *Journal of Power Sources*, vol. 208, pp. 210-224, 2012.

[Was12] B. Wasowicz, S. Koopmann, T. Dederichs, A. Schnettler et U. Spaetling, "Evaluating regulatory and market frameworks for energy storage deployment in electricity grids with high renewable energy penetration," 9th International Conference on the European Energy Market (EEM), pp. 1-8, 2012.

[WEC13] "World Energy Resources," World Energy Council, 2013.

[Wen08] Z. Wen, J. Cao, Z. Gu, X. Xu, F. Zhang et Z. Lin, "Research on sodium sulfur battery for energy storage ," *Solid State Ionics*, vol. 179, pp. 1697-1701, 2008.

[Wen14] C. Weng, J. Sun et H. Peng, "A unified open-circuit-voltage model of lithium-ion batteries for state-of-charge estimation and state-of-health monitoring," *Journal of Power Sources*, vol. 258, pp. 228-237, 2014.

[Wie08] E. P. Wiechmann, P. Aqueveque, R. Burgos et J. Rodriguez, "On the Efficiency of Voltage Source and Current Source Inverters for High-Power Drives," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 1771-1782, 2008.

[Wu08] W. Wu, X. Wang, P. Geng et T. Tang, "Efficiency analysis for three phase grid-tied PV inverter," IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), pp. 1-5, 2008.

[Wu14] Z. Wu, H. Tazvinga et X. Xia, "Optimal schedule of photovoltaic-battery hybrid system at demand side," 13th International Conference on Control Automation Robotics Vision (ICARCV), pp. 553-558, 2014.

[Yan13] Y. Yang, H. Wang, F. Blaabjerg et T. Kerekes, "A Hybrid Power Control Concept for PV Inverters With Reduced Thermal Loading," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, pp. 6271-6275, 2014.

[Zak15] B. Zakeri et S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis ," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569-596, 2015.

[Zha08] F. Zhang, G. Liu et L. Fang, "A battery state of charge estimation method using sliding mode observer," 7th World Congress on Intelligent Control and Automation, pp. 989-994, 2008.

[Zha12] F. Zhang, G. Liu, L. Fang et H. Wang, "Estimation of Battery State of Charge With H∞ Observer: Applied to a Robot for Inspecting Power Transmission Lines," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, pp. 1086-1095, 2012.

ANNEXE A

Equivalence d'un programme à nombres entiers limités et d'un programme à nombres binaires

Pour un problème d'optimisation

$$\min_{\vec{x},\vec{e}} f(\vec{x},\vec{e})$$

sous les contraintes

$$\vec{g}(\vec{x},\vec{e}) \leq 0 \tag{258}$$

$$\vec{x} \in \mathbb{R}^n; \vec{e} \in \mathbb{Z}^m;\ \underline{\vec{e}} \leq \vec{e} \leq \overline{\vec{e}}$$

on peut trouver $\underline{\vec{e}}^* \in \mathbb{Z}^m$ et $\overline{\vec{e}}^* \in \mathbb{Z}^m$:

$$\underline{\vec{e}}^* \leq \underline{\vec{e}} \leq \vec{e} \leq \overline{\vec{e}} \leq \overline{\vec{e}}^* \tag{259}$$

On peut définir des vecteurs de variables binaires $\vec{b}_i \in \{0;1\}^{p_i}$, où $i = 1 \dots m$ et $p_i = |\Omega_i|$ et $\Omega_i = \{k: k \in \mathbb{Z} \wedge \underline{e}_i \leq k \leq \overline{e}_i\}$ est l'ensemble des nombres entiers entre les limites inférieure $\underline{e}_i$ et supérieure $\overline{e}_i$ de l'élément e_i du vecteur $\vec{e}$. Si $\vec{k}_i$ est le vecteur des éléments de Ω_i et k_i^j est son élément de position j, on peut substituer une variable e_i dans (258) par une variable continue $y_i \in \mathbb{R}$, le vecteur $\vec{b}_i$ et la condition logique

$$\text{if } b_i^j = 1 \Longrightarrow y_i = k_i^j$$

où b_i^j est l'élément j du vecteur $\vec{b}_i$. La condition logique peut être modélisée par l'approche présentée dans la suite.

Conditions logiques dans la programmation linéaire-mixte

Les conditions logiques peuvent être représentées par les variables binaires d'un problème d'optimisation linéaire-mixte. Ceci permet de comparer deux variables continues $x, y \in \mathbb{R}$ en utilisant une variable binaire $b \in \{0;1\}$. Pour exprimer les conditions équivalentes

$$\begin{aligned} &\text{si } x \geq y \Longrightarrow b = 1, \text{sinon } b = 0 \\ &\text{si } y \geq x \Longrightarrow b = 0, \text{sinon } b = 1 \\ &\text{si } b = 1 \Longrightarrow x \geq y, \text{sinon } y \geq x \end{aligned} \tag{260}$$

on impose les contraintes

$$\begin{aligned} x &\leq y + b \cdot M \\ y + b \cdot M &\leq x + M \end{aligned} \tag{261}$$

où M est un nombre suffisamment grand pour représenter numériquement l'infini dans le problème d'optimisation. On peut utiliser cette méthode pour lier deux couples de variables continues $x, y \in \mathbb{R}$ et $u, v \in \mathbb{R}$ en utilisant une variable binaire $b \in \{0;1\}$. Pour exprimer

$$\text{si } x \geq y \Longrightarrow u \geq v \tag{262}$$

on utilise

$$\begin{gathered} x \leq y + b \cdot M \\ y + b \cdot M \leq x + M \\ v + b \cdot M \leq u + M \end{gathered} \tag{263}$$

Pour exprimer

$$(\text{si } x \geq y \Longrightarrow u \geq v) \wedge (\text{si } y \geq x \Longrightarrow v \geq u) \tag{264}$$

on utilise

$$\begin{gathered} x \leq y + b \cdot M \\ y + b \cdot M \leq x + M \\ u \leq v + b \cdot M \\ v + b \cdot M \leq u + M \end{gathered} \tag{265}$$

Pour exprimer

$$\begin{gathered} \text{si } x \geq y \Longrightarrow u = v \\ \text{si } x \geq y \Longrightarrow (u \geq v) \wedge (u \leq v) \end{gathered} \tag{266}$$

on utilise

$$\begin{gathered} x \leq y + b \cdot M \\ y + b \cdot M \leq x + M \\ v + b \cdot M \leq u + M \\ u + b \cdot M \leq v + M \end{gathered} \tag{267}$$

Fonctions linéaires par morceaux dans la programmation linéaire-mixte

Dans la programmation linéaire, une fonction scalaire non-linéaire $f(x)$ peut être représentée sous forme de fonction linéaire par morceaux par un ensemble de contraintes. Pour ceci, on définit la variable $x \in \mathbb{R}$ et la variable $y \in \mathbb{R}$, qui représente la valeur de la fonction. On définit également un ensemble $\vec{k} \in \mathbb{R}^N$ de N points d'appui de la linéarisation et leurs valeurs de fonction correspondantes $\vec{z} \in \mathbb{R}^N$, où $z_i = f(k_i)$. De plus, on définit un vecteur de variables binaires $\vec{b} \in \{0; 1\}^{N-1}$ et un vecteur des variables $\vec{t} \in [0,1]^N$. La représentation de la fonction linéarisée lie les variables d'optimisation x et y par les contraintes :

$$\begin{gathered} \text{si } k_i \leq x \leq k_{i+1} \Longrightarrow b_i = 1 \\ x = \sum_{i=1}^{N} t_i \cdot k_i \\ y = \sum_{i=1}^{N} t_i \cdot z_i \end{gathered} \tag{268}$$

$$\text{si } (b_{i-1} = 0) \wedge (b_i = 0) \Longrightarrow t_i = 0$$

$$\sum_{i=1}^{N} b_i = 1$$

Les contraintes (268) signifient que la variable et la valeur de la fonction $f(x)$ sont représentées par la combinaison linéaire des points d'appui de la linéarisation définie par les variables $\vec{t}$. Seulement deux variables consécutives du vecteur $\vec{t}$ peuvent être non-nulles. Ce type d'ensemble de variables est connu sous le nom d'un « ensemble ordonné spécial du type 2 ». Désigner un tel ensemble dans le problème d'optimisation peut aider certaines implémentations de l'algorithme branch-and-bound à trouver un ordre optimisé d'évaluation des nœuds de l'arbre de décision. Les conditions logiques dans (268) peuvent être modélisées par la méthode exposée ci-dessus. Cette approche de linéarisation peut être étendue à des fonctions à plusieurs variables. Au lieu d'un intervalle, chaque variable binaire est alors associée à un simplexe de dimension appropriée et les variables x et y sont représentées en termes de combinaisons linéaires, respectivement, des sommets du simplexe et des valeurs de la fonction à ces sommets.