



HAL
open science

Pilotage Optimal de Système Multi-sources pour le Bâtiment

Guillaume Foggia

► **To cite this version:**

Guillaume Foggia. Pilotage Optimal de Système Multi-sources pour le Bâtiment. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009. Français. NNT : . tel-00438416

HAL Id: tel-00438416

<https://theses.hal.science/tel-00438416>

Submitted on 3 Dec 2009

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.

N° attribué par la bibliothèque

|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|_|

T H E S E

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'Institut polytechnique de Grenoble

Spécialité : « Génie Electrique »

préparée au laboratoire G2ELAB – Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble
dans le cadre de l'**Ecole Doctorale** « Electronique, Electrotechnique, Automatique et Traitement du Signal »

présentée et soutenue publiquement

par

Guillaume FOGGIA
Ingénieur ENSIEG

le 17 Juillet 2009

Pilotage Optimal de Système Multi-sources pour le Bâtiment

Directeurs de thèse :

Daniel ROYE
Frédéric WURTZ

JURY :

M. Cristian NICHITA	, Rapporteur
M. Etienne WURTZ	, Rapporteur
M. Daniel ROYE	, Directeur de thèse
M. Frédéric WURTZ	, Co-encadrant
M. Xavier LE PIVERT	, Examineur
M. Antonio ALMEIDA	, Examineur

SOMMAIRE

PARTIE 1 : CONTEXTE, PROBLEMATIQUE

1.	Contexte et enjeux énergétiques du bâtiment.....	7
1.1.	Vers des bâtiments à énergie positive.....	7
1.2.	Sources d'énergie locales pour le bâtiment.....	8
1.2.1.	Générateurs électriques.....	8
1.2.2.	Micro-cogénération.....	9
1.3.	Interfaçage.....	10
1.4.	Caractérisation des besoins du secteur du bâtiment.....	12
1.5.	Intérêt économique.....	13
1.6.	Systèmes de contrôle d'énergie.....	16
1.7.	Conclusion.....	18
2.	Problématique du pilotage de système multi-sources pour le bâtiment.....	19
2.1.	Définition de système multi-sources pour le bâtiment.....	19
2.1.1.	Systèmes hybrides.....	19
2.1.2.	Système multi-sources pour le bâtiment.....	19
2.2.	Contrôle – conduite de réseau.....	20
2.3.	Problématique.....	21
3.	Etat de l'art du pilotage de système multi-sources pour le bâtiment.....	23
3.1.	Système multi-sources pour le bâtiment.....	23
3.1.1.	Optimisation économique du pilotage.....	24
3.1.2.	Autres commandes de niveau supérieur.....	28
3.2.	Pilotage de systèmes hybrides.....	31
3.2.1.	Application portables – applications transport.....	31
3.2.2.	Applications stationnaires - cogénération.....	33
3.2.3.	Synthèse pour le pilotage de systèmes hybrides.....	34
3.3.	Pilotage de charges pour le bâtiment.....	35
3.3.1.	Contrôle direct.....	35
3.3.2.	Etat de l'art des algorithmes.....	35
3.3.3.	Discussion.....	36
3.4.	Synthèse des méthodes de pilotage.....	37
4.	Notre vision du pilotage optimal de système multi-sources pour le bâtiment.....	38
4.1.	Les différentes couches de commande.....	38
4.2.	Hypothèses de travail.....	40
4.2.1.	Hypothèse économique d'une tarification dynamique.....	40
4.2.2.	Hypothèse de disponibilité des informations.....	42
4.3.	Modélisation du système.....	42
4.3.1.	Modélisation des sources.....	42
4.3.1.1.	Modélisation des générateurs programmables.....	42
4.3.1.2.	Modélisation des générateurs intermittents.....	44
4.3.2.	Modélisation des charges électriques.....	45
4.3.2.1.	Modèles de charge sur réseau.....	45
4.3.2.2.	Modèles de charge pour simulation à long terme.....	46
4.3.3.	Modélisation des charges thermiques.....	49
4.3.3.1.	Modélisation de la demande thermique de chauffage.....	49
4.3.3.2.	Modélisation de la demande thermique en ECS.....	52
4.3.3.3.	Modélisation économique.....	52
4.4.	Stratégies retenues de pilotage.....	53
4.4.1.	Optimisation sur la base de prédiction de charges.....	54

4.4.2.	Détermination des consignes optimales par anticipation.....	55
4.4.3.	Stratégie de contrôle adaptatif :	56
4.5.	Fonctions nécessaires pour implémenter les trois stratégies.....	58
PARTIE 2 : FONCTIONS DE PILOTAGE		
5.	Problème déterministe – optimisation du plan de production	66
5.1.	Typologie des problèmes d’optimisation	66
5.2.	Caractérisation temporelle des problèmes	68
5.2.1.	Analyse du problème posé par la discrétisation.....	68
5.2.2.	Solution adoptée pour la discrétisation.....	68
5.3.	Résolution	68
5.4.	SP1 : Générateurs commandables.....	70
5.4.1.	Reformulation du problème.....	70
5.4.2.	Méthode de résolution	71
5.4.3.	Simulation (SP1).....	74
5.4.3.1.	Scénario	74
5.4.3.2.	Résultats sur un pas de temps	75
5.4.3.3.	Résultats sur une période	77
5.4.4.	Conclusion.....	78
5.5.	SP2 : Générateurs commandables et aléatoires.....	79
5.5.1.	Formulation du problème	79
5.5.2.	Principe de résolution	79
5.5.3.	Résultats sur un pas de temps	80
5.5.3.1.	Scénarios.....	80
5.5.3.2.	Analyse des résultats.....	81
5.5.4.	Conclusion.....	82
5.6.	SP3 : Sources avec stockage	83
5.6.1.	Principe de résolution	83
5.6.2.	Programmation Linéaire en Variables Mixtes (PLVM)	86
5.6.3.	Programmation dynamique.....	87
5.7.	SP4 : Sources, stockage et délestage de charge	88
5.8.	SP5 : Micro cogénération.....	89
5.8.1.	Formulation du problème	89
5.9.	Discussion	91
5.9.1.	Comparaison des modèles	91
5.9.2.	Autres critères.....	91
5.10.	Conclusion	92
6.	Prédiction de charges.....	93
6.1.	Analyse des incertitudes.....	93
6.1.1.	Méthodes de prévision de charge	93
6.1.2.	Outils retenus.....	94
6.1.3.	Réseaux de neurones – Généralités	95
6.2.	Prévision	97
6.2.1.	Méthodes à base de réseau de neurones.....	97
6.2.1.1.	Modèle neuronal	97
6.2.1.2.	Cas d’étude.....	98
6.2.1.3.	Réalisation.....	98
6.2.1.4.	Evaluation	99
6.2.2.	Méthode basée sur la connaissance des comportements de charge	102
6.3.	Synthèse	104
7.	Anticipation de consignes	106
7.1.	Prédiction vs anticipation.....	106
7.2.	Anticipation.....	106
7.2.1.	Cas d’étude	107

7.2.2.	Evaluation.....	108
7.2.2.1.	Configuration initiale.....	108
7.2.2.2.	Essai de base.....	109
7.2.2.3.	Etude des paramètres de construction.....	110
7.2.2.4.	Approches de régularisation.....	112
7.2.2.5.	Conclusion de l'étude.....	115
7.2.3.	Conclusion.....	115
7.3.	Comparaison des approches prédictives et anticipatives.....	116
8.	Correction des écarts.....	117
8.1.	Correction par approche par les gradients.....	117
8.1.1.	Principe de l'approche par les gradients.....	117
8.1.2.	Application numérique.....	118
8.1.3.	Réalisation pratique.....	119
8.1.4.	Modifications envisageables.....	120
8.2.	Stratégie réactive par délestage de charges.....	121
8.3.	Conclusion.....	121
9.	Commande par règles heuristiques.....	122
9.1.	Stratégies adaptatives.....	122
9.1.1.	Principe.....	122
9.1.2.	Extraction de règles et acquisition de connaissance.....	123
9.2.	Traitement des incertitudes.....	125
9.2.1.	Prise en compte des incertitudes.....	125
9.2.2.	Problème de décision markovienne.....	126
9.3.	Conclusion.....	130
PARTIE 3 : CAS D'APPLICATION		
10.	Micro-cogénération résidentielle.....	133
10.1.	Micro-cogénération : généralités.....	133
10.1.1.	Technologies.....	133
10.1.2.	Architectures.....	134
10.1.2.1.	Multiplicité des architectures possibles de l'installation de chauffage.....	134
10.1.2.2.	Régulation thermique des installations.....	135
10.2.	Cas d'étude : installation avec micro-cogénération.....	135
10.2.1.	Modèle de l'installation.....	135
10.2.2.	Scénario.....	136
10.2.3.	Résultats – stratégie 1.....	137
10.2.4.	Comparaison avec des régulations autres.....	139
10.2.5.	Comparaison - discussion.....	141
10.3.	Architecture : basculement en mode secours.....	142
10.3.1.	Contraintes réglementaires.....	142
10.3.2.	Analyse des configurations.....	143
10.3.3.	Intérêt du basculement secours.....	144
10.4.	Conclusion.....	145
11.	Installation photovoltaïque avec batterie.....	146
11.1.	Présentation du projet MULTISOL.....	146
11.2.	Architecture matérielle.....	146
11.3.	Architecture logicielle.....	147
11.4.	Participation au projet.....	148
11.4.1.	Scénario de délestage de charge.....	148
11.4.2.	Scénarios de stockage d'énergie photovoltaïque.....	149
11.4.2.1.	Cas déterministe.....	150
11.4.2.2.	Approche corrective pour Multisol.....	151
11.5.	Conclusion.....	153
Conclusions et perspectives.....		155

Bibliographie	160
Liste des acronymes	167
Notations et symboles	170
ANNEXES	174
ANNEXE 1 : Technologies de production d'énergie locale pour le Bâtiment.....	175
ANNEXE 2 : Algorithmes d'apprentissage - gradient	186
ANNEXE 3 :Algorithmes d'apprentissage du second ordre	188
ANNEXE 4 – Contraintes réglementaires – Raccordement sur une installation électrique BT d'une unité de micro-cogénération connectée au réseau et pouvant fonctionner en mode îloté sur coupure réseau	191

Remerciements

Les travaux effectués pendant cette thèse se sont déroulés au sein du laboratoire G2Elab (Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble) et ont été financés par le GIE IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir).

A l'issue de ce travail je tiens à adresser ma reconnaissance et mes remerciements à toutes les personnes qui ont contribué à leur manière, à l'accomplissement de cette thèse.

Je voudrais tout d'abord exprimer toute ma gratitude à mes encadrants ; l'aboutissement de ces travaux leur doit énormément :

- mon directeur de thèse M. Daniel Roye, Professeur des Universités, pour son soutien, sa confiance dans ce travail, et sa disponibilité, en particulier lors de mes très nombreuses sollicitations des derniers mois !

- M. Frédéric Wurtz, co-encadrant de cette thèse, pour m'avoir suivi avec constance tout le long de cette thèse. Je pense bien sûr à nos discussions scientifiques, comme aux à-côtés du sujet de recherche, ainsi qu'aux conseils et maximes pleines de bon sens, qui remettent d'aplomb ! Merci encore, Fred.

Je remercie aussi le GIE IDEA, son directeur M. Nouredine Hadjsaïd et co-directeur M. Christophe Kieny, pour m'avoir proposé ce sujet de recherche, pour avoir financé mes travaux et m'avoir permis d'intégrer une structure de recherche, dynamique et stimulante, qui m'a beaucoup apporté, au-delà même de la thèse proprement dite. Merci également à M. Tuan Tran-Quoc d'avoir assumé l'encadrement du projet au sein du GIE, durant la 1^{ère} année de thèse.

J'adresse également mes sincères remerciements à M. Cristian Nichita, professeur à l'Université du Havre et à M. Etienne Wurtz, professeur à l'Université de Savoie, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être rapporteurs de cette thèse, et pour leurs commentaires précieux de mon travail.

Je tiens à remercier chaleureusement M. Antonio Almeida (Schneider Electric) et M. Xavier Le Pivert (INES) d'avoir accepté d'être membres du jury de thèse.

Je remercie M. Boris Al-Nasrawi et M. Antoine Aslanides pour leur accueil au sein d'ElFER à Karlsruhe.

Je remercie également les personnes ayant à un moment à un autre contribué à ce travail, par leurs conseils, leurs retours ou leur aide : notamment Daniel Radu, Delcho Penkov, Raphaël Caire, Maxime Loidreau, Ghaith Warkozek, Lina Maria Ruiz, Yann Riffonneau. Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail ; à tous mes camarades du labo et en particulier de l'équipe SYREL pour avoir créé une bonne ambiance de travail, pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer quotidiennement.

Pour finir, je voudrais remercier du fond du cœur mes parents ainsi que tous les membres de ma famille et mes amis, de leur soutien et leurs encouragements, tout au long de mon cursus.

Je dédie cette thèse à mon oncle, Albert Foggia, qui a été à l'origine de mon intérêt pour ce domaine passionnant qu'est le Génie Electrique.

Introduction générale

Introduction

Les réseaux électriques français et européens connaissent depuis quelques années de profondes mutations dues à des changements à l'échelle internationale des politiques énergétiques, comme à l'arrivée à maturité de diverses technologies de génération électrique. Ces mutations s'étendent aussi jusqu'aux clients finaux, jusqu'au secteur du bâtiment, qui représente aujourd'hui 46% de la consommation française d'énergie (avec 64% de la consommation nationale d'électricité) et 18% des émissions de gaz à effet de serre.

Les perspectives permettent d'anticiper la généralisation de connexion d'unités de production, de faible puissance, chez l'habitant ou sur réseau tertiaire, au sein d'une même installation électrique. Cela se traduirait par un bouleversement quant au rôle de l'utilisateur : d'électriquement passif, devenant actif ; l'installation électrique devenant l'équivalent, à l'échelle du bâtiment, d'un *micro-réseau*, avec ses architectures physique et de contrôle, qui lui soient propres.

L'interconnexion de petites productions, indépendantes et de technologies différentes présente un vaste champ de recherche : contrôle/commande des générateurs, conception de convertisseurs de puissance adaptés, coordination entre générateurs, dispositif de recherche de point maximal de puissance, tenue aux défauts, compensation du réactif, etc. La problématique de gestion énergétique et de coordination de pilotage de sources multiples constitue un de ces thèmes de recherche et de développement, et qui peut se révéler déterminant pour favoriser techniquement et économiquement l'intégration des nouveaux modes de génération sur les réseaux de distribution et l'instauration de bâtiment *zéro énergie* ou à *énergie positive*. Le travail présenté ici doit se comprendre comme une contribution complémentaire d'autres travaux menés autour de la thématique de l'intégration des systèmes de génération décentralisée sur les réseaux au sein du laboratoire d'électrotechnique de Grenoble, G2ELAB.

L'objectif principal de cette thèse est de mettre en évidence les outils par lesquels cette intégration des systèmes de génération décentralisée, à énergie renouvelable ou non, peut être améliorée, au travers d'une rationalisation des flux d'énergie en fonction des conditions (météorologiques, tarifaires, habitudes de consommation). Le problème posé est un problème d'*exploitation* : il s'agit de tirer la meilleure valorisation économique de capacités de production supposées déjà installées. Pour prétendre à cette rationalisation des flux d'énergie intra-bâtiment, de nouvelles solutions matérielles comme algorithmiques doivent être alors proposées. Il faut être à même de concevoir une architecture de contrôle, permettant de tenir compte autant que ce peut du caractère intermittent, aléatoire des générateurs *au-fil-de-l'eau*, ainsi que de la consommation. Cela passe par une réflexion sur les lois de contrôle/commande et de supervision, ainsi que les méthodes de traitement de l'incertitude, inhérente aux usages et aux conditions météorologiques. Bien que la structure de contrôle soit bien plus simple que pour une conduite de réseau électrique, elle doit

néanmoins être *centralisée*, la fonction d'optimisation économique correspond à un niveau supérieur de contrôle.

La présentation de ce travail de thèse a été scindée en trois parties. La **première partie**, intitulée « **Problématique, contexte** » pose les bases du problème : elle traite du contexte, de la présentation générale de la problématique et des états de l'art autour du pilotage de système multi-sources. Le Chapitre 1 expose les convergences d'intérêt économiques et techniques, favorables à l'établissement de *systèmes multi-sources* dans les installations électriques résidentielles et tertiaires. Le Chapitre 2 donne rapidement les définitions nécessaires pour poser la question du pilotage *énergétique de système multi-sources*, qui est l'objet de ce travail de thèse. Un rapprochement est fait avec le concept de *micro-réseau résidentiel*, permettant de replacer ce travail par rapport à d'autres travaux connexes au sein du laboratoire.

Le Chapitre 3 synthétise un état de l'art de la problématique, en élargissant le champ d'investigation. Des similitudes peuvent être en effet trouvées avec les questions de *pilotage de système hybride*, pour des applications portables ou de transport. D'autre part, la commande coordonnée de sources électriques n'est qu'un aspect du *pilotage énergétique* possible au sein d'un bâtiment, parmi d'autres : comme le pilotage de charges ou la régulation thermique.

A partir de cette synthèse, le Chapitre 4 définit enfin le cadre d'étude, les hypothèses de travail, les stratégies retenues. Ce chapitre présente également une description des modèles des éléments constitutifs des systèmes multi-sources considérés : générateurs, charges. Une distinction est faite entre différentes couches de commande, suivant l'échelle de temps considéré et les informations disponibles pour la prise de décision. Enfin, sont listées les fonctions nécessaires à la réalisation d'un pilotage coordonné et optimisé des sources présentes.

On se focalise ensuite sur ces fonctions nécessaires, qui font l'objet de la **deuxième partie** intitulée « **Fonctions de pilotage** ». Le travail de thèse présenté ici doit se comprendre comme la mise à disposition de méthodes et d'algorithmes à destination de concepteurs, en vue d'une implémentation effective de système multi-sources conforme à notre définition. C'est pourquoi chacune des fonctions est étudiée séparément et fait l'objet d'un chapitre. Des méthodes de résolution sont proposées et détaillées, avec pour celles testées, les résultats de simulation. Le Chapitre 5 traite de la fonction de pilotage prévisionnel (J-1), en distinguant plusieurs configurations possibles du système multi-sources. Les Chapitres 6 et 7 traitent, l'un de la fonction de prévision de charge, l'autre de la fonction d'anticipation de consignes, à partir du même outil choisi d'intelligence artificielle, les réseaux de neurones. Le Chapitre 8 traite de la fonction de correction des écarts (par rapport aux prévisions ou anticipations). Enfin, la question de la définition de commandes heuristiques n'a pu être concrètement développée durant ce travail de thèse, mais des propositions de démarche de résolution sont avancées et détaillées dans le Chapitre 9.

La **troisième partie**, intitulée « **Cas d'application** », rassemble enfin des cas d'application de ces travaux. Le Chapitre 10 présente le cas d'installation de chauffage avec unité de micro-cogénération connectée au réseau. La possibilité de reprise en mode secours de certaines charges par l'unité de micro-cogénération en cas de perte du réseau est également abordée. Le Chapitre 11 décrit le projet MULTISOL, consacré à la valorisation locale de l'énergie photovoltaïque, par le biais du stockage par batterie électrochimique et du délestage de charges.

Le document se conclut par une synthèse des travaux entrepris, en mettant en lumière les aspects encore à investiguer et les pistes prometteuses.



Première partie :
Problématique, contexte

Chapitre 1

1. Contexte et enjeux énergétiques du bâtiment

1.1. Vers des bâtiments à énergie positive

Les préoccupations en matière d'économie d'énergie, héritées des chocs pétroliers, et plus récemment les risques de réchauffement climatique causé par le rejet massif des gaz à effet de serre, imposent de nouvelles obligations au secteur du bâtiment, qui représente aujourd'hui 64% de la consommation française d'électricité et 18% des émissions de gaz à effet de serre (source : Plan Climat 2004). Afin d'accompagner la mise en œuvre du protocole de Kyoto signé en 1997, dont l'objectif est de diviser par cinq les consommations globales d'énergie d'ici à 2050, une démarche de Haute qualité environnementale (*HQE*¹) s'est instaurée, pour appliquer le concept de développement durable à la construction de bâtiments. Un bâtiment neuf doit répondre à des exigences posées comme prioritaires : un environnement intérieur confortable ; une maîtrise et la limitation des impacts sur l'environnement extérieur, la préservation des ressources et la réduction des consommations d'énergie et des émissions de CO_2 ou équivalent.

La recherche dans le secteur du bâtiment tend en conséquence vers la construction de bâtiments sains, intelligents, à haute qualité environnementale et à énergie positive. L'objectif de bâtiments à énergie positive vise à concevoir à long terme des bâtiments ne consommant pas plus qu'ils ne produisent, dans une perspective d'autonomisation accrue de l'habitat individuel. Actuellement, la consommation annuelle dans le secteur du résidentiel – tertiaire est de 250 kWh/an/m², les logements neufs visant le 80 kWh/an/m². Le projet de recherche à l'échelle européenne fixe comme objectifs d'atteindre 40 kWh/an/m² à l'horizon 2025 et l'Énergie Positive en 2050.

Au niveau mondial, plusieurs labels Haute Performance existent, se différenciant par leurs objectifs et leurs contraintes. On peut citer notamment le label ZEH (Zero Energy Home) pour les pays anglo-saxons et le Japon, ZUCH (Zero Utility Cost Home) au Japon, MINERGIE en Suisse (voir Tableau 1), PASSIV HAUS en Allemagne, Autriche et Benelux. Le prolongement de ces labels dépasse le concept de maison à basse énergie : en Allemagne, des maisons sans système de chauffage actif, voire à bilan énergétique positif sont en cours de développement sous la certification du label Plus-Energie-Haus.

Ces objectifs requièrent une amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments par la réduction des besoins, via une architecture bio-climatique favorisant l'isolation, l'inertie thermique, l'éclairage naturel (amélioration de l'isolation des parois opaques et des baies ; réduction des défauts d'étanchéité ; maîtrise de la ventilation ; choix préférentiel pour une architecture bio-climatique). Les apports solaires ou sol-air peuvent être mieux utilisés ; réciproquement, une protection solaire réduirait les besoins en climatisation. L'emploi généralisé d'équipements économes de chauffage, d'éclairage et d'électroménager est un autre gisement de réduction de consommation d'énergie. Cette amélioration doit prendre en compte les exigences croissantes de confort et de santé des occupants, ainsi que l'intégration du bâtiment dans l'écosystème local, avec un surcoût acceptable maîtrisé [SCIE-05].

Le développement de nouvelles techniques de réduction drastique des besoins de chaleur, de contrôle des consommations d'électricité est toutefois insuffisant pour atteindre l'objectif final d'énergie

¹ Pour la signification des acronymes, se référer au tableau récapitulatif, page 166

positive, qui exige aussi le recours à de la production locale d'électricité chez les utilisateurs finaux du secteur tertiaire et du résidentiel.

	MINERGIE S (Standard)	MINERGIE P
<i>Energies renouvelables</i>	Recommandées	Exigées
<i>Besoins de chaleur pour le chauffage</i>	80% de la valeur limite SIA	20% de la valeur limite SIA
<i>Etanchéité à l'air</i>	Bonne (EN 832)	Contrôlée ($< 0.6 \text{ h}^{-1}$)
<i>Isolation thermique</i>	15 à 20 cm $U < 0.2$	20 à 35 cm $U < 0.12$
<i>Vitrages isolants</i>	Doubles $UW < 1.3$	Triples $UW < 0.75$
<i>Distribution de la chaleur</i>	Conventionnelle	Chauffage à air possible
<i>Appareils ménagers de classe A</i>	Recommandés	Exigés
<i>Aération douce</i>	Recommandée Récupération $\eta = 80 \%$	Exigée Récupération $\eta = 80 \%$
<i>Besoins de rendement thermique</i>	Pas de prescription	Max. 10 W/m^2
<i>Indice énergétique chaleur</i>	Neuf : $42 \text{ kWh / m}^2 / \text{an}$ Rénovation : $80 \text{ kWh / m}^2 / \text{an}$	$30 \text{ kWh / m}^2 / \text{an}$
<i>Surcoût estimé</i>	10%	Pas d'estimation

Tableau 1 : Exigences du label MINERGIE (Suisse)

Afin de parvenir à des niveaux de consommation faibles ($40 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$) ou même à énergie positive, les logements devront nécessairement intégrer des sources d'énergie locale (solaire thermique et photovoltaïque, éolien, géothermie, biomasse, bois, etc.). Le développement actuel de ces types de sources à usage résidentiel ou tertiaire s'inscrit dans une tendance plus générale de recherche et d'innovation autour des productions décentralisées (ou génération d'énergie dispersée : GED) de type énergies renouvelables (EnR) à tout niveau de puissance, et pour des applications stationnaires autonomes ou connectées au réseau.

1.2. Sources d'énergie locales pour le bâtiment

1.2.1. Générateurs électriques

L'autre facteur favorable aux futurs systèmes multi-sources pour le bâtiment est en effet l'expansion des implantations de systèmes de production décentralisée. Par « production décentralisée », on entend tout système de production de petite puissance (jusqu'à quelques dizaines de MVA) raccordés à une tension maximale de 20 kV (sur le réseau de distribution, en HTA ou en BT). De nombreuses technologies arrivent à maturité, permettant une viabilité et une rentabilité de plus en plus importante des moyens de production non conventionnels. Un autre moteur de ce développement de la production décentralisée est une politique énergétique favorable, du fait de la libéralisation du marché de l'électricité, et de l'ouverture de ce marché à de nouveaux producteurs.

Les sources locales adaptées aux besoins du secteur du bâtiment concernent seulement les systèmes modulaires de production électrique de petite taille (de moins d'1 kW à quelques centaines de kW) et interconnectées au réseau de distribution électrique en basse tension (BT). Cette restriction permet de se focaliser sur les technologies au potentiel le plus intéressant du point de vue du secteur résidentiel et tertiaire, l'accent étant mis sur les énergies renouvelables et la cogénération.

Les sources sélectionnées sont :

- les générateurs photovoltaïques ;
- les systèmes éoliens (« petit éolien ») ;
- les piles à combustible, en particulier les technologies PEMFC et SOFC ;

- les moteurs à gaz et les moteurs Diesel,
- le moteur Stirling ;
- les micro turbines.

Les quatre derniers items concernent surtout un emploi comme source de micro cogénération. Ces technologies sont aussi applicables en production électrique pure, si la récupération de chaleur n'est pas pratiquée. Ainsi, les groupes électrogènes à base de moteur Diesel sont très répandus, en particulier pour des fonctions de secours ou d'alimentation de sécurité. Toutefois, dans le cadre des études sur les bâtiments à énergie positive, l'utilisation en micro cogénération est jugée particulièrement prometteuse, permettant de compenser en partie certains désavantages (bruit, forts taux de rejets de gaz à effet de serre et polluants). La pile à combustible, technologie émergente qui peut être utilisée en production électrique pure ou en cogénération suivant les technologies, est un cas particulier, du fait de ses spécificités physiques de fonctionnement.

Tous ces équipements de production distribuée ne se situent pas au même niveau de maturité technologique. Les moteurs à combustion interne, les turbines à gaz classiques, les cycles combinés utilisent des technologies largement éprouvées, tandis qu'en regard, les technologies plus récentes comme les micro turbines, les piles à combustible, les systèmes photovoltaïques ou les systèmes éoliens bénéficient d'une forte dynamique de progrès et d'amélioration des performances énergétique qui pourrait se traduire à moyen et long terme par une réduction importante des coûts de capital. De façon générale, ces équipements font par ailleurs l'objet d'économies de production du fait des processus de standardisation facilités par des structures modulaires, de l'automatisation et de l'établissement d'un marché mondial régulier et important des équipements.

Les propriétés techniques ne suffisent pas à déterminer le choix d'un type de source pour telle ou telle application chez un client du résidentiel ou tertiaire. D'autres paramètres influencent la prise de décisions concernant la ou les sources d'énergie à installer pour un bâtiment, en particulier du point de vue du propriétaire d'un bien immobilier :

- le prix d'achat, les coûts de production, les coûts de maintenance (durée de vie) ;
- les incitations de la société civile (crédits d'impôt, subventions) ;
- la fiabilité ;
- l'empreinte au sol, le ratio puissance / poids (pour utilisateurs commerciaux, avec un espace limité à forte valeur économique, ou pour une utilisation en terrasse technique) ;
- le rendement en pleine charge et en charge réduite ;
- la flexibilité de contrôle (temps de réponse) ;
- la disponibilité de la technologie et la facilité d'approvisionnement en combustible à un prix compétitif ;
- les niveaux sonores, le taux d'émissions polluantes ;
- la disponibilité d'une somme suffisante d'information fiable sur les avantages et désavantages de la technologie ;
- la flexibilité et l'intégration technique de la nouvelle technologie au sein du bâtiment, en termes d'utilisation de la chaleur perdue et du surplus d'électricité fournie ;
- l'emplacement du bâtiment (les zones isolées sont favorables aux énergies renouvelables et à la micro cogénération) [ALAN-04].

1.2.2. Micro-cogénération

La cogénération est la production simultanée d'énergie thermique et électrique à partir d'une seule source primaire (souvent, combustible dérivé d'hydrocarbures). L'électricité et la chaleur produites sont l'une comme l'autre valorisées. La production de puissance conventionnelle a un rendement qui atteint en moyenne seulement 30 à 35% - le reste est perdu en dégagement de chaleur. Grâce à l'utilisation de la chaleur, le rendement de la cogénération peut atteindre les 90%, voire plus. Par conséquent, la cogénération permet un gain d'énergie primaire entre 15 et 40% par rapport à une production d'électricité et de chaleur séparée, à partir de centrales classiques et de chaudières. L'installation de cogénération comporte schématiquement les quatre mêmes éléments de base (hormis les piles à combustible, basées sur une conversion électrochimique plutôt que thermodynamique) : un moteur d'entraînement, un alternateur, un système de récupération de chaleur, un système de contrôle.

La chaleur des gaz d'échappement et du liquide de refroidissement du moteur et de la génératrice d'électricité est transmise, via un échangeur de chaleur à contre-courant, à la boucle de chauffage.

Traditionnellement, la cogénération se retrouve dans des applications de fortes et moyennes puissance, industrielles ou de traitements de déchets. De nouveaux développements, en particulier ont favorisé l'émergence de nouvelles technologies sur le marché : les moteurs Stirling ; les micro turbines ; les piles à combustible. Cette petite cogénération (dite « micro cogénération », mCHP, pour une puissance électrique inférieure à 20 kW) a un potentiel important dans l'habitat et le tertiaire : elle est particulièrement adaptée pour les secteurs correspondant à des besoins de chaleur permanents : chauffage urbain, hôtels, hôpitaux, bâtiments administratifs, centres commerciaux, immeubles de bureaux. Ces unités de cogénération pourraient couvrir à l'horizon 2050 au moins 40% des besoins de chaleur des secteurs considérés, soit 20% des besoins thermiques nationaux en chaleur. De même, cette proportion se traduirait par 25% des besoins électriques, voire très au-delà si des technologies en cours de développement telle que la pile à combustible arrivent à maturité [CLIP-04]. En retenant certains critères jugés déterminants (rendement électrique, durée de cycle de vie, espace occupé, émissions, flexibilité de contrôle, disponibilité de combustible dans le court terme, niveau de bruit généré, coûts), la performance des différentes technologies de micro cogénération serait qualitativement :

Type de bâtiment	Moteurs à pistons	Turbines à gaz et micro turbines	Moteurs Stirling	Piles à combustibles
Maison isolée	-	--	++	++
Résidence	+	-	++	++
Immeuble	+	-	+	+
Immeuble de bureaux	+	-	-	+
Immeuble de société de services	++	-	-	+
Bâtiment industriel	++	++	--	+
Prix (€ / kW)	≈ 300 à 500	≈ 600 à 1000	≈ 400 à 600	≈ 1500 à 10.000

Tableau 2 : Performance des technologies de micro cogénération selon les bâtiments [ALAN-04]

Cette évaluation met en évidence que certaines technologies de micro-cogénération sont plus adaptées pour un segment donné du secteur du bâtiment.

La rentabilité de l'installation de cogénération dépendra des coûts d'investissement, d'exploitation et maintenance ; du coût de l'énergie primaire utilisée sur la période considérée ; de l'électricité produite, auto consommée ou revendue au distributeur s'il y a obligation d'achat. En plus d'éventuelles économies directes pour l'utilisateur, la cogénération implique des bénéfices environnementaux significatifs du fait d'une utilisation plus efficace des carburants fossiles. En particulier, le bilan montre généralement des réductions importantes des émissions de CO₂ et SO₂.

Typiquement, une centrale de cogénération est dimensionnée en puissance crête de manière à répondre aux besoins en chaleur du site (du moins, au talon des besoins). Une chaudière supplémentaire peut être prévue, en complément (pour couvrir la pointe des besoins). Dans ce cas, il y a plus d'électricité produite que nécessaire : le surplus peut être revendu sur le réseau ou fourni à un autre client via le réseau de distribution.

1.3. Interfaçage

Pour permettre un pilotage techniquement et économiquement optimisé de la DER au sein du réseau BT, les conditions techniques et organisationnelles doivent être adaptées. Aujourd'hui, le point de couplage commun (PCC) peut être représenté par un coffret assurant le comptage et contenant les appareillages de protection. Cette disposition concentrée doit être conservée et étendue à une interface

de communication. Le concept de placer un pilote intelligent au niveau du PCC permet l'intégration de tous les composants techniques nécessaires à l'implémentation des stratégies de gestion d'énergie. Cela inclut un processeur central, un réseau de mesures, de contrôles et de communication et des interrupteurs.

Dans une telle configuration, les spécifications techniques de connexion au réseau qui sont déterminantes pour la spécification du PCC, résument les droits et devoirs à la fois du propriétaire / gestionnaire du bâtiment (incluant les unités de DER). Ainsi, l'intégration des accords de gestion de l'énergie à l'intérieur de la spécification du PCC permettrait d'éviter des changements fondamentaux pour le réseau de distribution. Une interface commune technique, légale et territoriale entre le gestionnaire du réseau public de distribution et l'opérateur du réseau privé, incluant les unités de production, sera nécessaire pour une opération efficace de la production électrique dans l'avenir.

Les fonctions qui peuvent être inclus entièrement ou en partie dans un système d'interconnexion sont les suivantes :

- Conversion de puissance (passage à différents niveaux de tension et de fréquence ; amélioration de la qualité de l'énergie fournie) ;
- Fonctions de protection (les fonctions de protection commandent le point de couplage au réseau et la puissance d'entrée et de sortie de la GED ; elles déconnectent du réseau lorsque les conditions normales d'opération ne sont pas respectées – se reporter aux standards IEEE 1547) ; exemple : réglages de protection de surtension, de creux de tension, d'écarts de fréquence ; protection anti-îlotage ;
- Fonctions et opérations autonomes ou semi-autonomes (contrôles de la GED et des charges ; services système ; communications ; mesures).

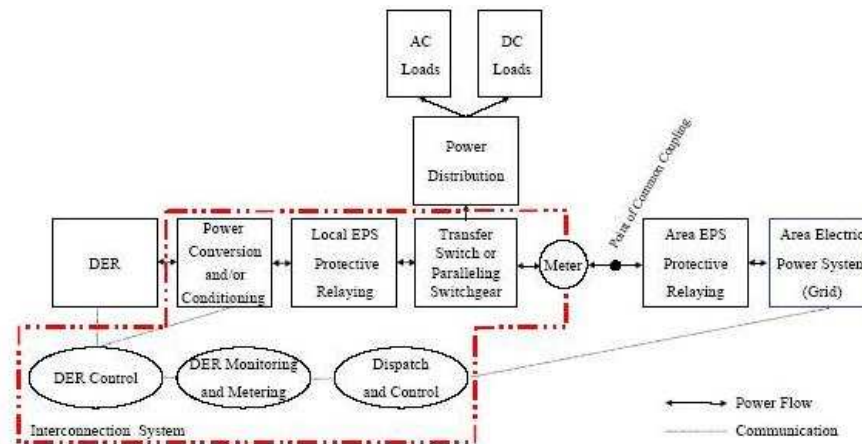


Figure 1 : Schéma fonctionnel d'un système d'interconnexion de GED [NREL-03]

Les systèmes d'interfaçage permettent le raccordement d'une source d'énergie primaire au réseau électrique de distribution. Un système de commande permet d'assurer le contrôle des grandeurs asservies, qui peuvent être, par exemple, l'optimisation de la puissance extraite du dispositif (dispositif MPPT : *Maximum Power Point Tracking*), le contrôle des grandeurs électriques (consignes P-Q ou f-V, par exemple), de grandeurs mécaniques, etc. En dépit d'une grande diversité de technologies et de procédés de conversions d'énergie parmi les installations de production décentralisée, les interfaces avec le réseau d'électricité sont de deux types : les machines tournantes électriques (alternateur synchrone ou machine asynchrone en mode génératrice) et les convertisseurs statiques, ces deux types pouvant être associés. Une présentation succincte de la connexion pour chaque type et du principe de commande de puissance sera faite dans les paragraphes ci-dessous, pour identifier les degrés de libertés d'un système de commande suivant l'interface de l'installation de production décentralisée.

1.4. Caractérisation des besoins du secteur du bâtiment

Afin de pouvoir apprécier les potentialités offertes aux GED dans le domaine du bâtiment, qui couvre une large gamme de puissance, de comportements et de priorités, il apparaît nécessaire de distinguer des typologies et des caractéristiques de besoins thermiques et électriques. L'intérêt de cette segmentation est de mettre en avant les débouchés à court ou moyen terme des systèmes multi sources en première approximation dans les différents segments d'application. [MORI-01].

Le profil périodique de demande énergétique d'un bâtiment est caractérisé par son imprédictibilité. Par conséquent, un court temps de réponse est requis. D'un autre côté, un bon rendement à charge partielle implique un bon profil de faisabilité du système aux regards des coûts énergétiques. Pour des installations fonctionnant en cogénération ou pendant un grand nombre d'heures, le facteur prédominant (mais pas unique) sera le *prix du kWh produit*, qui synthétise tout à la fois le coût d'investissement, d'installation, de fonctionnement, le rendement global du système, les coûts de maintenance et la durée de vie. Dans d'autres cas, la viabilité est déterminée par une comparaison du *coût total de l'installation* par rapport aux sources concurrentes, car la quantité d'énergie à produire n'est pas considérable. Ce sera le cas pour des systèmes fonctionnant en sources de secours.

Ainsi, on rencontre une grande diversité dans les motivations d'installation de production électrique décentralisée et pratiques possibles :

- L'autoproduction d'électricité de la part des consommateurs cherchant à maîtriser le coût de leur approvisionnement énergétique (cogénération, production de pointe ou protection contre la volatilité des prix) ;
- Les systèmes de production sur site destinés à améliorer ou diversifier la qualité du service aux consommateurs, installés sur l'initiative des opérateurs énergétiques en concurrence (externalisation de la production, offres multi-énergies, garanties de qualité, etc.) ;
- L'installation d'unités de production distribuée installées chez les consommateurs ou la mobilisation d'équipements existants (groupes de secours) pour soutenir le fonctionnement de réseau ;
- Les unités de production répartie ou micro-génération (sources d'énergie renouvelable et cogénération) en réponse aux incitations tarifaires créées dans le cadre des politiques environnementales.

Pour le recensement des besoins énergétiques des utilisateurs pour décrire le marché de la production d'électricité décentralisée orientée pour le bâtiment, on se ramènera à six segments représentant l'essentiel de la diversité des demandes et des comportements du tertiaire et du résidentiel. La caractérisation des segments est faite sur la base des profils énergétiques journaliers et saisonniers, ainsi que des choix de l'énergie en tant que produit principal (thermique ou électrique). En première approche, la gamme de puissance n'est pas retenue comme critère distinctif : on suppose que l'effet d'échelle ne joue pas dans la sélection des cas d'application :

- 1- Appels de puissance
- 2- Besoin énergétique diurne
- 3- Besoin énergétique quotidien permanent
- 4- Besoin en éclairage
- 5- Sécurité d'alimentation
- 6- Alimentation autonome

A chaque segment correspond des profils d'appel de puissance type, sur une période journalière (profil permanent, diurne, diurne régulé, diurne irrégulier ou nocturne), sur une période hebdomadaire (profils permanent ou réduit en week-end) et sur une période annuelle (profil permanent, à besoin hivernal ou à besoin estival). Sous ce découpage, on retrouve le principe selon lequel les stratégies de dimensionnement et, par-là même, les stratégies d'exploitation optimale multi-sources sont

nécessairement déterminées par les besoins, par les possibilités ou contraintes de raccordement au réseau électrique et par la valorisation ou non de la puissance thermique.

Segment	Besoin	Secteurs d'utilisation
Appels de puissance Pics énergétiques journaliers Fort besoin en ECS Saisonnalité du besoin (H>>E) Pics consommation : matin, midi, soir Variation rapide de la demande	Applications résidentielles et domestiques avec appels à différentes heures	- logements individuels et collectifs - locaux d'hébergement - hôtellerie, restauration - maisons de retraite non médicalisées
Besoins d'énergie diurnes Besoin constant le jour, nul la nuit Besoin chaleur saisonnier : E=0, H=1 Climatisation éventuelle, l'été	Besoins diurnes	- établissements scolaires - administrations - commerces - bureaux
Besoins énergétiques quotidiens permanents Saisonnalité du besoin de chaleur (H>>E) Besoins permanents sur 24h	Besoins constants et continus sur une journée Besoins électriques et thermiques saisonniers (plus importants l'été que l'hiver)	- complexes sportifs
Besoins en éclairage Besoin électrique quasi-permanent sur une journée et sur une année	Electricité majoritaire	- cinémas, salles de spectacle - éclairage public - lieux de culte
Sécurité d'alimentation Sécurité d'approvisionnement Qualité constante du courant	24h/24	- hôpitaux, cliniques
Alimentation autonome Besoin électrique intermittent / année et sur une journée Valorisation éventuelle de la chaleur	Electricité majoritaire Sites isolés	- résidences secondaires

Tableau 3 : Segmentation des besoins du bâtiment – d'après [MORI-01]

1.5. Intérêt économique

La viabilité des systèmes multi-sources résidentiels dépend enfin de l'intérêt économique de ce type d'installation. Les gains à attendre dépendent en premier lieu du type choisi de raccordement au réseau public de distribution : vente du surplus permettant l'autoconsommation de la production ou la vente de la totalité de la production. Mais les perspectives comprennent également certificats (blancs, verts), programmes de rémunération contre effacement des charges, etc. Une compréhension de ces mécanismes est nécessaire pour établir dans les parties suivantes de cette thèse les différents scénarios de notre problématique.

Actuellement, prédomine la tarification réglementée de l'électricité, avec un régime d'obligation de rachat des énergies produites. L'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que *certaines installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité qu'elles produisent, par EDF ou les distributeurs non nationalisés, à des tarifs réglementés*. Ces installations sont entre autres celles qui utilisent des *énergies renouvelables* ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la *cogénération*.

Les gains à attendre dépendent du type choisi de raccordement au réseau public de distribution. Deux configurations de connexion sont envisageables :

- Vente du surplus (autoconsommation) : Le ou les générateurs sont raccordés sur le réseau interne du bâtiment. La puissance produite vient compenser une partie ou la totalité de la puissance des charges. Le surplus d'énergie générée est injecté sur le réseau de distribution.

Deux compteurs sont disposés tête-bêche situés dans la concession permettent de comptabiliser séparément l'énergie achetée et vendue par le distributeur ;

- Vente de la totalité : le générateur est raccordé directement sur le réseau de distribution par le biais d'un point de livraison spécifique. L'intégralité de l'énergie produite est vendue au distributeur.

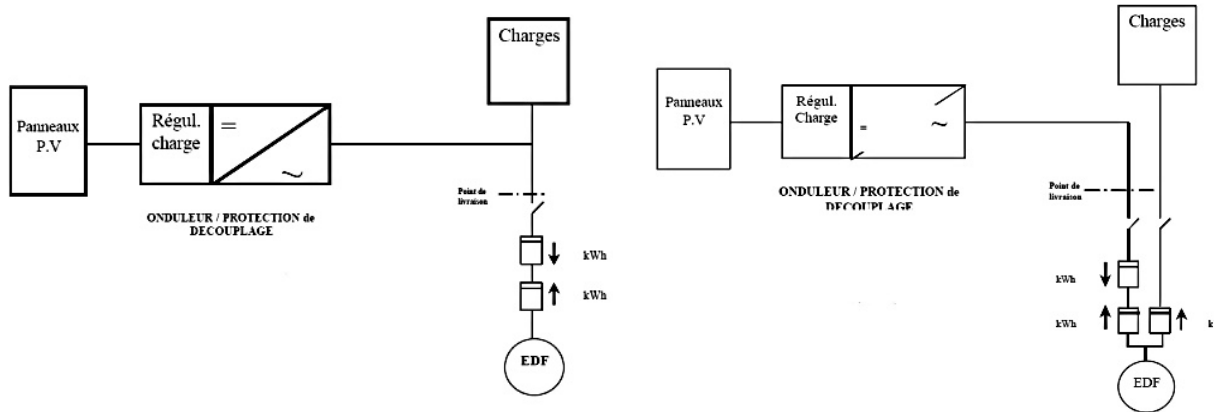


Figure 2: raccordement au réseau BT de panneaux photovoltaïques (moins de 36 kVA) - injection du surplus / injection de la totalité

Sous régime d'obligation d'achat, le tarif d'achat préférentiel dépassant de loin le coût de l'énergie achetée, même en période d'heures pleines, c'est la solution la plus avantageuse économiquement pour les faibles puissances. [GERG-02], à partir de la réalisation d'une installation PV – éolien – batterie pour l'île d'Oléron, montre ainsi, pour des résultats ramenés sur une période de 15 ans, que dans tous les cas de figure, une optimisation économique de la gestion d'énergie ne peut aboutir qu'à des résultats triviaux dans les conditions actuelles tarifaires en France, avec un kWh électrique relativement bon marché et des tarifs de rachat préférentiels : dans un tel cas de figure, l'optimum économique pour un producteur - consommateur d'une installation de GED à énergie renouvelable consiste à acheter au réseau la totalité de l'énergie consommée et à revendre la totalité de sa production.

Toutefois, une tendance observée à l'échelle internationale laisse à penser que les tarifs d'achat préférentiels sont amenés à progressivement disparaître des outils d'incitation aux installations à base d'énergies renouvelables, avec parfois une baisse étalée sur quelques années, censée accompagner les gains attendus de rendement des technologies émergentes, sur l'exemple du Japon. Une vente de la totalité de la production serait alors moins intéressante à l'avenir. On peut observer que c'est déjà le cas en Allemagne, avec la nouvelle réglementation EEG, subventionnant l'auto-consommation pour les installations à énergie renouvelable de puissance inférieure à 30 kW [EEG-09].

Une recommandation de groupes de recherche européens [EUDE1-04] pour favoriser l'implantation des GED est l'abandon des prix fixes de l'électricité. Cet abandon relancerait entre autres l'intérêt d'un pilotage intelligent chez le client utilisant les variations tarifaires dans le temps pour optimiser sa production et sa consommation propres. Dans le cas contraire, les variations de prix, en particulier dans les périodes de pic, ne sont pas ressenties par les consommateurs. La génération dispersée apporte des avantages en particulier de la flexibilité de production / consommation qui pourra s'adapter aux prix.

Depuis plusieurs décennies, il y a eu un intérêt croissant de la part des compagnies d'électricité pour l'adaptation des charges aux contraintes du marché (économiques) et du réseau (techniques), que ce soit par incitation tarifaire, par gestion des charges directes ou indirectes, ou encore par lissage des courbes de charge par le biais d'unités de production décentralisées. De nombreux programmes ont été développés de par le monde afin d'utiliser source et demande comme moyen possible de réduction des besoins vus du réseau pendant les pics de consommation. Ces programmes présentent 2 approches différentes pour effectuer ces réductions [VERN-05] :

Dans un cas, des signaux tarifaires sont utilisés pour inciter le client à modifier son profil de charge. Ainsi, l'incitation des consommateurs se fait plus ou moins fortement en fonction des instants où ils consomment. Les incitations les plus importantes se font pendant les heures de pointe pour que les clients déplacent leurs charges pendant les heures où l'électricité est moins onéreuse. Avec ces paiements basés sur les temps d'utilisation (T.O.U., Time Of Use) ou des prix « temps réel », des modifications permanentes peuvent être réalisées dans le profil de charges du consommateur. Les signaux tarifaires sont de plus nécessaires pour permettre un bon fonctionnement du marché, et ces signaux devront être mis en place ; mais les réductions possibles liées à ces méthodes restent limitées. En conséquence, d'autres méthodes complémentaires doivent être développées.

Une autre option est le choix de programmes de *contrôle direct* de charges, qui tend à devenir assez populaire. Avec ce type de programmes, la compagnie d'électricité contrôle directement les charges et les réductions lorsque cela est nécessaire. Une fois qu'un client est entré dans ce type de programmes, il accepte les conditions spécifiant qu'il pourra voir sa charge réduite un certain nombre de fois (avec une limite maximale) dès que la compagnie juge que cela s'avère nécessaire. Les méthodes de rémunération sont généralement basées sur la disponibilité, et offrent des tarifs plus intéressants de manière permanente.

Les programmes *Active Demand Response* faisant intervenir les sources décentralisées, et mis en place par certaines compagnies d'électricité nord-américaines, offrent des rémunérations à leur clients en échange de productions ou de réductions de charge fournies via une génération personnalisée. [VERN-05]

Les consommateurs engagés dans ces programmes sont récompensés pour leur production mesurée ou pour leur réduction de charges due à une génération personnalisée. Ils reçoivent généralement une notification de participation en cas d'événements particuliers, en rapport avec les besoins de l'administrateur de programme (états d'urgence, congestions, etc.).

Certains programmes prennent des mesures spéciales pour réduire l'impact environnemental de certaines générations (généralement les génératrices utilisant des énergies fossiles). Par exemple, les participants au programme du gestionnaire de réseau SDG&E ayant les taux d'émission les plus faibles se voient assigner les priorités les plus hautes lors des notifications. Dans le cadre de son programme, la compagnie PGE, quant à elle, fait installer des catalyseurs d'oxydation sur toutes les nouvelles génératrices, préconise l'utilisation de diesel à faible taux en soufre comme combustible et recommande l'installation de moteur à faible émission en NOx.

Si le programme impose des pénalités en cas d'échec de réduction, les consommateurs engagés sont rémunérés pour leur capacité et leur énergie réduite. Autrement, si les consommateurs ne sont rétribués que pour l'énergie réduite, leur participation est complètement volontaire.

Le tableau suivant présente des exemples de programmes inclus dans cette catégorie, ainsi que leur administrateur.

Programme	Administrateur	Période
Rolling Blackout Reduction	SDG&E	En cours
Firm Capacity Incentive	PGE	En cours
Displacement of Self Generation	ComEd	En cours
Interruptible Service for Standby Generators	Georgia Power	En cours (depuis 2002)

Tableau 4 : exemples de programmes offrant des rémunérations pour des productions décentralisées. d'après [VERN-05].

Une autre forme de gains potentiels est le *certificat vert*. Les mécanismes des certificats verts offrent aux particuliers, aux entreprises et aux collectivités un moyen de garantir une consommation d'électricité dite « verte », c'est-à-dire de type énergies renouvelables, ce qui constituent une aide et un gain potentiel pour les producteurs lors de la revente sur le réseau.

Ce mécanisme s'inscrit dans le système *Renewable Energy Certificate System* (RECS) harmonisé au niveau européen et permettant l'échange de certificats au sein de l'Union européenne.

Deux solutions s'offrent au consommateur désireux de s'assurer que l'électricité produite à partir d'EnR est injectée à son intention sur le réseau : l'audit et les certificats verts.

L'audit, réalisé par un organisme indépendant, consiste à attester à posteriori qu'un volume d'électricité verte a été injecté dans le réseau à une période donnée et qu'il est équivalent au volume vendu sur cette période.

Le mécanisme des certificats verts se fonde, lui, sur le principe de la séparation de la qualité environnementale de la quantité physique d'énergie. L'électricité physique est commercialisée « normalement sur le réseau ». Les certificats verts sont fournis aux producteurs d'électricité verte par l'institut d'émission (1 MWh d'origine verte équivaut à 1 certificat vert) et sont vendus à des acteurs (fournisseurs ou consommateurs finaux). Les instituts d'émission de certificats européens, comme par exemple l'association Observ'ER, sont chargés d'enregistrer les installations, de superviser le contrôle, de délivrer les certificats aux producteurs et de gérer la base de données : chaque certificat mentionne le moment de production, la capacité de production, l'origine de l'énergie. L'électricité est ainsi parfaitement traçable. Ainsi, le consommateur a la garantie que les certificats retirés par les fournisseurs pour leurs clients ne peuvent plus être utilisés.

Suite à un arrêté du conseil d'Etat du 21 Mai 2003, un producteur d'énergie renouvelable revendant son énergie à EDF dans le cadre des obligations d'achat conserve le droit du certificat vert. Par contre, en Europe, cela peut ne pas être le cas : certificats verts et tarif d'achat incitatif des kWh verts ne sont pas toujours cumulables.

En résumé, la valeur du certificat vert est commercialisée séparément et fait l'objet d'un *marché*. Le prix du certificat vert provient de la négociation entre un acheteur et un vendeur. Dans des conditions idéales de libre marché, il équivaut à la différence entre le coût marginal de l'électricité produite à partir de sources renouvelables (coût du dernier kWh produit) et le prix de l'électricité sur le marché de gros. Actuellement, le prix atteint par le certificat vert atteint une fourchette comprise entre 1 à 5 €/MWh (contre 90 €/MWh pour l'électricité issue du biogaz en Belgique, par exemple). Comme on le voit, le revenu complémentaire par les certificats verts reste pour l'instant marginal : la demande est encore faible. On peut penser que l'effet restera limité tant que les consommateurs ne seront qu'incités à acheter de l'électricité verte. Mais l'arrivée de quotas de certificats verts et la remise en cause des tarifs d'obligations d'achat pourraient changer la donne. A terme, la demande dépassant l'offre, les revenus supplémentaires générés pourront inciter à la création de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable et relancer d'autant l'intérêt de disposer d'une ou plusieurs sources de production intégrées au bâtiment.

Compteur relevé au 31 Octobre 2005	
<i>Nombre de certificats émis</i>	945 313
<i>Nombre de certificats transférés</i>	208 500
<i>Nombre de certificats exportés</i>	5 000
<i>Nombre de certificats importés</i>	6 000
<i>Nombre de certificats retirés</i>	492 744
<i>Capacité enregistrée</i>	911 582 MW

Tableau 5 : Certificats verts échangés en France – source : Observ'ER

Enfin, une autre disposition existe, qui concerne cette fois les économies d'énergie : les *certificats blancs*. Le système des *Certificats d'économie d'énergie* (CEE ou Certificats Blancs) a été mis en place suite à la Loi d'orientation sur l'énergie du 13 Juillet 2005. Ces CEE permettront d'uniformiser, de réglementer et de valider les *économies d'énergies*. Ce dispositif d'incitation ne concerne donc pas les sources de production locales, mais vient compléter, avec les aides à l'installation et crédits d'impôts, le panel de mesures encourageant l'intérêt économique des bâtiments à énergie positive.

1.6. Systèmes de contrôle d'énergie

La gestion optimale des flux énergétiques des bâtiments repose sur la collecte de mesures de consommation et production d'énergie à partir de capteurs situés dans les pièces et tableaux

électriques. Ces mesures doivent être transformées, comparées en temps réel avec les modèles préétablis, stockées. De tels ensembles de fonctions peuvent à terme être englobés dans les systèmes déjà existants de gestion énergétique (*Energy Management Systems EMS*) qui sont les systèmes de contrôle informatique dédiés, surveillant et planifiant la demande énergétique d'un bâtiment ou d'une plus large zone. Les EMS ont pour but de contrôler les bâtiments de manière plus efficace et effective que des individus, et ils constituent des outils utiles pour la gestion des problèmes et la maintenance des bâtiments, notamment au niveau de leur consommation énergétique. Ils peuvent être programmés pour commander le fonctionnement de l'éclairage, d'équipements de confort thermique, de climatisation (*Heating, Ventilating Air Conditioning HVAC*), d'équipements frigorifiques, de pompes, de valves et de moteurs ; certains constructeurs prévoient d'ors et déjà également le contrôle de générateurs. Ainsi, le système *eLutions Active Energy Management* qui offre un programme pour des actions de contrôle. Le Building Server permet au programme AEM de communiquer avec des appareils intelligents (tels que des réfrigérateurs, des circuits HVAC, des coupe-circuits, des alimentations UPS, et des contrôleurs programmables) dont des générateurs.

Les EMS pour les bâtiments commerciaux sont déjà disponibles, avec de nombreux fabricants sur le marché. Les compagnies qui offrent un système EMS complet sont : Echelon, ABB, Schneider Electric, Itron, Comverge, Johnson Controls, Grintek, Enetics, Domosys, Barrington Systems, Energy Control Systems, Tridium, Envenergy, eLutions...

Ces compagnies proposent des systèmes basés sur différentes technologies de mesures, surveillance, architecture de communication et d'appareils de contrôle de charges. Cette technologie se développe assez rapidement. La complexité des EMS varie du simple contrôleur qui réalise le contrôle d'un unique équipement du système à un système de contrôle élaboré, avec une architecture distribuée, dans laquelle les contrôleurs dispersés sur le site fonctionnent en boucles de contrôle, supervisés par un central informatique. Les potentialités de conservation et d'économies énergétiques sont reliées aux fonctionnalités des EMS, telles que les démarrages/interruptions programmées ou optimisées, les temps et cycles d'utilisation, les contrôles de mode de veille et d'économie, l'optimisation des systèmes HVAC, et la limitation de la consommation [VERN-05].

Siemens propose ainsi un système global de gestion d'énergie, DEMS (*Decentralized Energy Management System*) à destination des nouveaux producteurs d'électricité décentralisés, des services municipaux, des bâtiments publics de service et des industriels [SIEM]. Il s'adresse en priorité à des exploitations de production importante.

Ce logiciel permet un pilotage optimal de différentes unités de production, y compris de cogénération. Il utilise des prédictions des besoins, des profils de charges, de la production d'énergie renouvelable. Il prend en compte les différents contrats et l'évolution des prix du marché.

L'alternative est l'implémentation dans un contrôleur dédié à la gestion du système multi-sources, placé dans le tableau de distribution électrique. Le projet DENNIS « *Distributed Energy Neural Network Integration System* », initié par le Département Américain à l'Energie, vise ainsi à développer un module de contrôle domestique intelligent interagissant avec le réseau électrique. L'objectif principal est de mettre en oeuvre un système permettant d'intégrer les technologies des productions décentralisées et du stockage au système électrique à l'échelle du consommateur final, afin d'exploiter au mieux les possibilités offertes par la génération locale. De plus, la possibilité de mutualisation d'un groupe de contrôleurs domestiques en réseau par un contrôleur central de voisinage est abordée [NREL-03].

Les contrôleurs domestiques maximisent le retour sur investissement du particulier en pilotant la production, la demande de l'utilité et d'autres paramètres, afin de prédire la vente d'énergie injectée sur le réseau et les opportunités d'achat. Le contrôleur domestique est capable d'obtenir par connexion Internet le prix en temps réel du marché, ainsi que les données météo ; des mesures de la charge actuelle domestique (état du stockage et taux de décharge), et de la disponibilité des sources sur site sont aussi réalisées. Le contrôleur DENNIS agit directement sur deux éléments d'électronique de puissance : l'onduleur central du système hybride d'énergies renouvelables (en aval de la batterie de stockage de l'énergie produite par l'éolien et le PV) et le contrôleur de la pile à combustible. Les commandes depuis le contrôleur DENNIS sont du type : « *vendre 2kW d'électricité pendant 4h* », basé sur l'information des modules de prédiction. La commande de vente peut être conditionnelle à la

nécessité de conserver une certaine quantité d'énergie en réserve pour l'alimentation des charges critiques en cas de chute du réseau. Pour les régulateurs et dispositifs de recherche de point maximal de puissance (MPPT) appliqués aux sources de production de type « au fil de l'eau » (photovoltaïque et éolien), ces matériels ont un fonctionnement autonome. L'onduleur peut contrôler le flux de puissance vers et depuis la batterie de stockage ; de même le contrôleur de la pile à combustible pilote le débit sortant de l'unité de stockage d'hydrogène et l'énergie transitant dans la batterie dédiée.

Le contrôleur de voisinage doit fournir une solution économique et technologiquement avancée d'agrégation d'une communauté de générateurs dispersés en une centrale virtuelle capable de vendre de l'énergie ou des services systèmes sur le marché. Cette approche, exploitant les avancées dans l'intelligence distribuée par les nouvelles technologies d'information et de communication, revient à transformer la communauté de générateurs dispersés en un équivalent global, semblables aux centrales classiques.

1.7. Conclusion

Le contexte des systèmes multi-sources pour le bâtiment apparaît ainsi, comme on vient de le voir, des plus encourageants, grâce à la conjonction de plusieurs facteurs favorables :

- un renforcement des exigences quant à la performance énergétique globale des bâtiments, neufs ou rénovés ;
- une maturité technologique des différents types de générateurs BT, de faible puissance (photovoltaïque, petit éolien, micro-cogénération, et encore en développement, pile à combustible) ;
- de nombreuses formes d'aides ou de contrats spécifiques, incitant à l'installation et à une exploitation coordonnée de ces sources ; ces nouveaux types de rémunération incitent également à préparer les situations futures où le tarif de rachat de l'électricité, fixe et élevé, va progressivement disparaître ;
- l'architecture matérielle, logicielle et de communication également mature par la généralisation des usages des NTIC : l'implémentation des fonctions de pilotage multi-sources pourrait être réalisée, soit par un contrôleur dédié placé dans le tableau de distribution, soit en s'intégrant aux systèmes de gestion d'énergie déjà existants dans le tertiaire.

Chapitre 2

2. Problématique du pilotage de système multi-sources pour le bâtiment

Comme on vient de voir, les perspectives sont favorables à l'installation de *systèmes multi-sources pour le bâtiment*. Il s'agit à présent, dans ce chapitre, de définir brièvement les concepts clefs et plus précisément la problématique de la thèse d'un « pilotage optimal ». Ces définitions permettront d'énoncer et cantonner le cadre de notre recherche.

2.1. Définition de système multi-sources pour le bâtiment

2.1.1. Systèmes hybrides

Définition 1 *Les systèmes hybrides regroupent l'ensemble des alimentations électriques assurées par le couplage de deux sources (ou plus) de nature différente.*

Pourquoi des systèmes hybrides ?

L'hybridation de sources répond d'abord à une problématique de *dimensionnement*. Les applications, qu'elles soient portables (ordinateurs, radios, téléphones...), de transport (véhicules électriques) ou stationnaires (alimentation électrique autonome, de soutien ou de secours), ont des similitudes dans le profil général de charge : les besoins en puissance sont relativement faibles, mais avec des pointes occasionnelles ou périodiques de demande importante. Pour éviter un dimensionnement inadéquat de la puissance de la source d'énergie, les *systèmes hybrides* constituent une réponse appropriée, associant une *source principale fournissant l'énergie de base* et une *source secondaire* sollicitée lors des pics de demande. On parle alors de *source d'énergie* et de *source de puissance*.

Par exemple, dans certaines applications, les systèmes hybrides pile à combustible / batterie combinent la haute densité d'énergie des piles à combustible avec la haute densité de puissance des batteries, de manière à répondre au mieux aux variations de la consommation. Un tel système hybride présente de nombreux avantages : il permet de choisir chacun des composants de plus petite dimension et de restreindre leur plage de fonctionnement aux zones de meilleur rendement.

Les problématiques liées au fonctionnement des systèmes hybrides se distinguent suivant différents critères : tout d'abord l'application (stationnaire ou transport), puis la topologie (système autonome ou connecté au réseau), enfin les propriétés étudiées (réponse dynamique et suivi de charge, rentabilité sur le cycle de vie, rendement moyen, pilotage en temps réel). L'intérêt d'un système hybride pour un concepteur ne s'arrête pas à la question du *dimensionnement* du système en fonction des besoins de puissance, mais concerne aussi le *rendement global* et les *performances en terme de réponse dynamique*. Il faut proposer des stratégies de pilotage adaptées à ces systèmes.

2.1.2. Système multi-sources pour le bâtiment

Par Bâtiment, on entend le secteur Résidentiel et Tertiaire – et plus précisément les locaux et l'installation électrique des utilisateurs finaux de ce secteur.

Egalement, on considère sous cette appellation le bâti, de l'habitat ou des locaux, représenté comme système physique, avec ses modèles comportementaux propres, caractérisés par des besoins en terme d'énergie et de services [HA-07].

Le système multi-sources pour le bâtiment, dans son acceptation large, peut être assimilé à un **micro-réseau résidentiel** (ou tertiaire).

Définition 2 *Le micro-réseau est défini comme un ensemble de générateurs d'origine renouvelable intermittente (et éventuellement de charges) et de systèmes de soutien connectés au réseau à un seul point de raccordement avec des fonctionnalités incorporées pour favoriser l'intégration [HAIZ-07].*

Le micro-réseau est dotée d'une gestion centralisée et peut travailler, tant en mode connecté au réseau qu'en mode îloté (c'est-à-dire autonome : non connecté au réseau). Les objectifs de l'installation sont l'optimisation énergétique, une valorisation économique (à travers la revente d'énergie et la prestation de services systèmes), enfin une augmentation de la fiabilité de l'installation (à travers la possibilité de travailler en mode îloté). Les divers aspects rattachés aux microréseaux font l'objet de nombreux travaux de recherche, comme en Europe, le projet MICROGRIDS ou, aux Etats-Unis, le groupe de travail CERTS. Les projets s'accompagnent de microréseaux pilotes de démonstration, comme, au niveau français, la plateforme du G2ELAB, nommée PREDIS, comportant un simulateur temps réel hybride, un générateur PV, une microturbine, une pile à combustible, des charges contrôlables, des systèmes émulateurs de générateurs éoliens, de systèmes de contrôle commande et d'un superviseur de conduite.

2.2. Contrôle – conduite de réseau

Définition 3 *Conduite de réseau / planification*

La conduite de réseau est une problématique d'*exploitation* : il s'agit d'utiliser de la meilleure manière les installations existantes, sous contrainte de fiabilité du fonctionnement.

Cela couvre tous les aspects de satisfaction de la demande : stabilité, sécurité (N-1), gestion des incidents, réglages de la tension et de la fréquence, programme de marche des unités de production.

En particulier, le réglage tertiaire vise à mettre en œuvre les moyens de production permettant de couvrir la charge pour des échelles de temps de dizaines de minutes. L'objectif est de produire la puissance requise au coût minimum, en tenant compte d'un ensemble de contraintes, physiques, environnementales, de sécurité.

La *planification* des réseaux électriques consiste, elle, à déterminer l'infrastructure (moyens de production, de transport, de distribution et de communications) permettant de répondre à des scénarios d'évolution de la demande électrique sur le long terme. Il s'agit d'une problématique d'*investissement*.

Définition 4 *Architecture de contrôle*

Un réseau électrique se gère depuis un centre de dispatching, ou par un dispatching national et plusieurs dispatchings régionaux. Un système de communications rapatrie les signalisations (signaux logiques indiquant la position d'un disjoncteur, alarmes...) et les mesures (tensions, puissances actives et réactives, etc.). Ces mesures sont mises à disposition des opérateurs au moyen d'écrans de contrôle et enregistrées. Ce système de collecte de données et de visualisation est désigné par l'acronyme SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

Pour un microréseau, l'architecture de contrôle est plus simple ; on distingue néanmoins différents niveaux hiérarchiques dans l'architecture.

- La commande de *niveau inférieur* (niveau 0) est le contrôle local de tension et courant de chaque générateur (via un convertisseur de puissance, ou non). Ces contrôleurs réalisent en tout instant la régulation, afin de générer les puissances active et réactive souhaitées.

- Les consignes de référence de ces contrôleurs sont générées par le *niveau 1* dédié à la coordination entre générateurs. En mode îloté, ce niveau 1 de contrôle effectue la répartition de charges entre les différents générateurs du microréseau, de façon à avoir un équilibre de puissances entre la consommation et la génération, tout en contrôlant les paramètres principaux du microréseau (tension et fréquence).
- Enfin, il y a un système de gestion supérieure centralisé (*niveau 2*) qui est nécessaire pour l'optimisation du fonctionnement du microréseau du point de vue technique, économique ou écologique. La fonction principale du système de gestion, est sur la base des informations disponibles (état du réseau, disponibilité des générateurs, prévisions de consommation, tarifs en vigueur, etc.) de prendre les décisions nécessaires (mode d'opération, programme de génération, consignes des générateurs, délestage de charges, etc.) en vue d'un optimum.

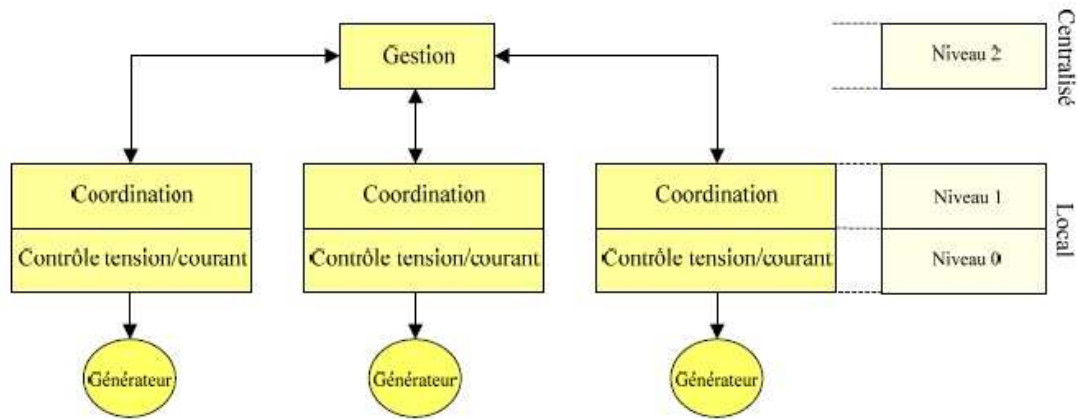


Figure 3 : Architecture de contrôle de microréseau résidentiel (d'après [HAIZ-07])

Le superviseur décide en premier lieu du mode d'opération, qui par défaut est en régime normal le mode connecté au réseau ; sur défaut ou sur décision volontaire, le système de gestion peut donner l'ordre de changement de mode et passer en mode îloté, jusqu'à reconnection.

Le superviseur décide également du programme de génération des prochaines heures ainsi que du suivi et correction des déviations constatées.

Enfin, le superviseur peut décider en mode îloté des procédures de délestage de charges non critiques, au cas où les systèmes de génération ne soient pas capables d'approvisionner toute la demande ; ou bien, des procédures de limitation de génération renouvelable, en cas d'un excès de puissance [HAIZ-07].

De nombreux travaux au G2ELAB traitent des problématiques des niveaux de contrôle local, analysées en simulation off line et validées en temps réel à l'aide des outils temps réel et temps réel hybrides : notamment les travaux sur les structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée [HAIZ-07] ou sur la simulation temps réel-hybride des systèmes de génération non conventionnels [OCNA-08].

Ici, dans le cadre de ce formalisme de micro-réseau résidentiel, on ne s'intéressera qu'aux fonctions de contrôle de niveau supérieur, à savoir dans un premier temps, la coordination du système hybride pour assurer le suivi de charge (niveau 1 et niveau 2), puis les fonctions d'optimisation économique (niveau 2) qui concernent tout particulièrement la problématique de cette thèse.

2.3. Problématique

Ce chapitre énumérant, en préambule, les définitions générales, autour du sujet de thèse, permet de mettre à jour la problématique et de replacer ce travail vis-à-vis des nombreux autres travaux existants dans le même domaine : le *système multi-sources pour le bâtiment* sera vu comme un cas particulier de micro-réseau résidentiel (ou tertiaire).

Le problème posé est un problème d'*exploitation* : il s'agit de tirer la meilleure valorisation économique de capacités de production déjà installées (les différents générateurs) ; au contraire des problèmes de *dimensionnement*. Bien que la structure de contrôle soit bien plus simple que pour une conduite de réseau électrique, elle doit néanmoins être *centralisée*, la fonction d'optimisation économique correspond au niveau supérieur de contrôle.

Chapitre 3

3. Etat de l'art du pilotage de système multi-sources pour le bâtiment

Après les définitions élémentaires et l'exposé de la problématique, il s'agit dans ce chapitre de dresser un état de l'art du *pilotage énergétique de système hybride multi-sources pour le bâtiment*. Comme le montre le schéma ci-dessous, la problématique est volontairement élargie à d'autres systèmes multi-sources, pour mieux mettre en avant les différentes stratégies de commande explorées, avant de restreindre le champ aux pistes qui seront retenues et détaillées en début de seconde partie, dans le chapitre 4.

Pilotage de système multi-sources

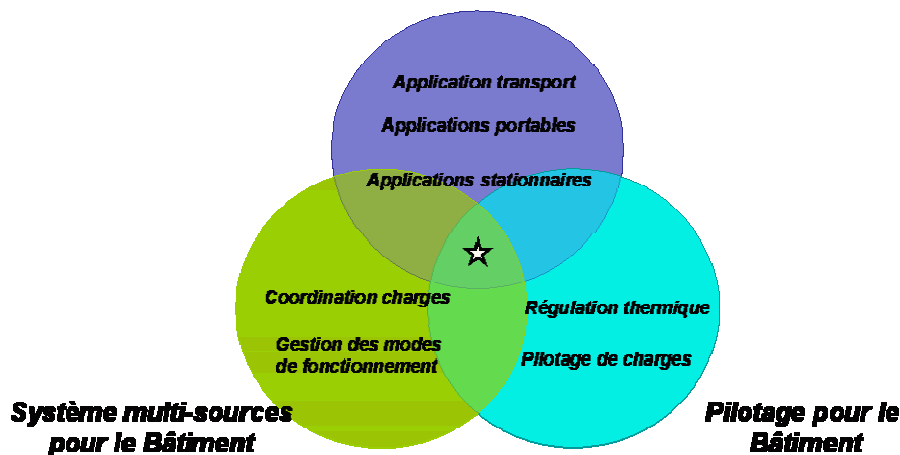


Figure 4: Etat de l'art - problématiques voisines abordées

Après une définition générale d'un *système hybride* ou multi-sources, il sera montré en quoi les *systèmes multi-sources pour le bâtiment* peuvent se rapprocher d'un *micro-réseau résidentiel* ; les problématiques sous-jacentes du contrôle-commande de micro-réseau sont présentées : notamment le suivi de charge et l'optimisation économique des flux énergétiques.

L'état de l'art concerne aussi des travaux sur le *pilotage énergétique de systèmes hybrides* pour d'autres applications : stationnaires, portables ou transport. L'intérêt et les similitudes avec la problématique de thèse sont discutés.

Enfin, il sera également question des méthodes de *pilotage de charges* (par contrôle direct) qui est le problème dual du pilotage énergétique multi-sources dans le bâtiment.

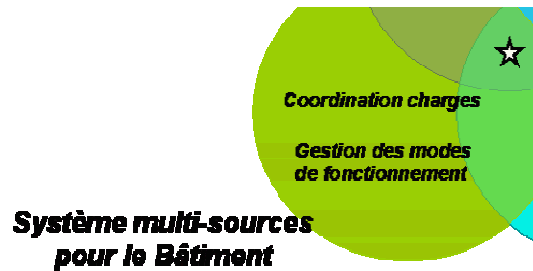
3.1. Système multi-sources pour le bâtiment

On a vu que le système multi-sources pour le bâtiment, dans son acceptation large, peut être assimilé à un *micro-réseau résidentiel* (ou tertiaire) pouvant travailler, tant en mode connecté au réseau qu'en

mode îloté, et ce avec une gestion centralisée. Les objectifs de l'installation sont l'optimisation énergétique, une valorisation économique (à travers la revente d'énergie et la prestation de services systèmes), enfin une augmentation de la fiabilité de l'installation (à travers la possibilité de travailler en mode îloté).

Différents niveaux hiérarchiques dans l'architecture de contrôle du microréseau ont été identifiés :

- commande de *niveau inférieur* (niveau 0) : le contrôle local de tension et courant de chaque générateur (via un convertisseur de puissance, ou non) ;
- commande de *niveau intermédiaire* (niveau 1) : génération des consignes de référence de ces contrôleurs locaux et coordination entre générateurs avec répartition de la charge ;
- commande de *niveau supérieur* (niveau 2) : système de gestion supérieure centralisé nécessaire pour l'optimisation du fonctionnement du microréseau du point de vue technique.



Les fonctions du niveau supérieur sont la décision du mode d'opération (îloté ou connecté), le programme de génération prévisionnel, le suivi des consignes, la correction des déviations constatées, les procédures de délestage (de charges non critiques ou de production de type au-fil-de-l'eau)

3.1.1. Optimisation économique du pilotage

Comme on l'a vu, le système multi-sources pour le bâtiment, dans son acceptation large, peut être assimilé à un *micro-réseau résidentiel*, c'est-à-dire un ensemble de générateurs d'origine renouvelable intermittente (et éventuellement de charges) et de systèmes de soutien connectés au réseau à un seul point de raccordement avec des fonctionnalités incorporées pour favoriser l'intégration. L'objectif de d'optimisation énergétique et économique (à travers la revente d'énergie et la prestation de services systèmes) se rapproche donc naturellement des problématiques similaires sur réseau électrique. Une part des algorithmes de conduite de grand réseau électrique concerne en effet l'optimisation économique du fonctionnement ; ce sont essentiellement les problèmes suivants, du plus simple au plus complet : *Economic Dispatch* (ED), *Unit Commitment* (UC) et *Optimal Power Flow* (OPF) [HADJ-00].

Algorithmes de conduite de réseau :

Les points communs des algorithmes cités sont :

- se ramène à une optimisation sous contraintes ;
- nature des contraintes d'égalité : lois de Kirchhoff, bilans d'énergie ;
- nature des contraintes d'inégalité : domaine de fonctionnement admissible (limitation des ressources, sécurité).

D'autre part, les fonctions objectifs peuvent être de différents types : critères économiques (coût total de production), déviation minimale par rapport au point courant, qualité du plan de tension.

- ***Economic Dispatch* :**

But : Assurer le bilan de puissance au moindre coût, à un instant donné, la demande étant connue, les générateurs à utiliser étant en service et les fonctions de coût étant données ; on suppose également disposer d'un modèle qui relie directement les pertes aux variables de commande (niveaux de puissance active des N générateurs).

Limites : ED nécessite des courbes de coût convexes ; on néglige (en partie) le réseau ; ED ne sait pas identifier les unités qui devraient être à l'arrêt.

- ***Unit Commitment* :**

But : Identifier les générateurs à mettre en service ou à arrêter sur une période, en prenant en compte les réserves, les contraintes dynamiques et les coûts de démarrage ; l'UC est un problème d'optimisation mixte discret / continu.

Limites : réduction nécessaire de la combinatoire, en utilisant une liste de priorités ou en élaguant les graphes ; une variante d'UC prend en compte les spécificités des systèmes hydro-thermiques en modélisant le couplage hydraulique des centrales.

▪ **Optimal Power Flow** :

Prend en compte la structure du réseau, les contraintes de sécurité (N, N-1), la modélisation correcte des pertes actives, la représentation réaliste des problèmes Q/V

Variante : SCOPF, Security Constrained OPF, prenant en compte les contraintes de sécurité N-1 ; autre sous-produit de l'OPF : détermination du coût marginal en chaque nœud, en fonction de la localisation de l'incrément de consommation.

On renvoie aux ouvrages spécialisés pour le détail de chacun des algorithmes de conduite de réseau, comme [HADJ-00], [MOMO-99], [SHAH-02].

Le problème de pilotage optimal de système multi-sources se rapprocherait d'un problème classique de calcul de plan de production optimal des centrales d'un réseau (*unit commitment*), ramenée à une très petite échelle. On peut en effet négliger l'influence du réseau, les pertes sont ramenées en rendement de production des générateurs, et le contrôleur doit décider des plans d'arrêt et de démarrage sur la période des générateurs commandables.

Toutefois, suivre cette approche comme un problème *Unit Commitment* (UC) nécessiterait une masse d'informations exhaustive en terme de courbe de coûts, de puissance appelée, de taux de disponibilité, etc. D'autre part, la simulation des flux dans le réseau par *Power Flow* n'est pas nécessaire, dans le cas d'une installation résidentielle ou tertiaire. Enfin, la situation particulière de la connection au réseau, avec pour seule limitation la puissance installée du contrat, crée une dissymétrie dans les solutions admissibles du problème : les fonctions de coût ne sont pas convexes, ni uniformément dérivables. C'est pourquoi le problème nécessite une résolution spécifique.

Pour certaines études sur les systèmes hybrides, la question de la rentabilité est abordée, soit par une évaluation d'amélioration de rendement, soit par un calcul de coût du kWh produit. Le critère économique est ainsi pris en compte dans la conception de la stratégie ou dans l'arbitrage entre solutions envisagées de pilotage.

Algorithmes spécifiques pour micro-réseau :

▪ **Systeme connecté au réseau :**

L'optimisation du pilotage des systèmes multi-sources connectés au réseau tel que traité dans la littérature, se place généralement dans la perspective de *dimensionnement d'une installation* : compte tenu d'un scénario économique sur le long terme (telle politique d'achat), d'une stratégie de pilotage donnée (basée sur des règles heuristiques ou comme résultat d'optimisation déterministe), de coûts d'investissement et d'un profil de charge, on détermine le mix idéal des types de source disponible avec leur puissance d'installation, qui minimise le retour sur investissement.

On note qu'une optimisation économique de la gestion d'énergie ne peut aboutir qu'à des résultats triviaux dans les conditions actuelles tarifaires en France, avec un kWh électrique relativement bon marché et des tarifs de rachat préférentiels : dans un tel cas de figure, l'optimum économique pour un producteur - consommateur d'une installation de GED à énergie renouvelable consiste à acheter au réseau la totalité de l'énergie consommée et à revendre la totalité de sa production ; par exemple, dans [GERG-02], pour un système de production hybride éolien et photovoltaïque connecté au réseau et associé à un stockage d'énergie par accumulateurs Plomb-Acide, à l'échelle de l'habitat individuel.

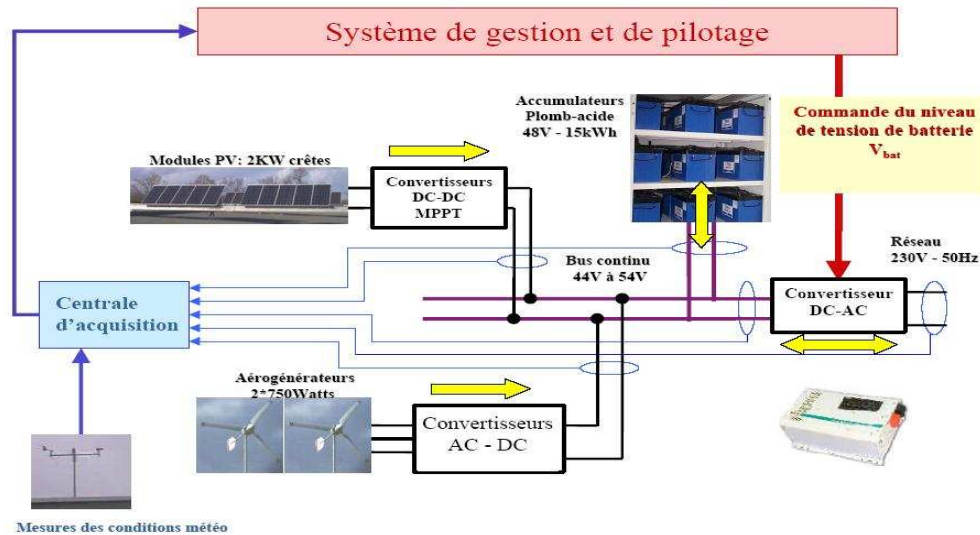


Figure 5 : Synoptique d'installation d'un système de production hybride éolien – PV connecté au réseau (avec stockage d'énergie) – source [GERG-2002]

Les systèmes avec stockage par batterie sont privilégiés : ils permettent d'offrir un degré de liberté supplémentaire dans la répartition des flux d'énergie ; ils offrent également la possibilité de secourir les charges en mode îloté, sur perte du réseau. Les transferts d'énergie depuis la batterie vers le réseau, ou inversement, peuvent être autorisés ou non.

Les stratégies peuvent être basées sur des règles heuristiques (export de la production locale ; avec stratégie d'écrêtage ou de lissage de la consommation ; scénario en fonctionnement autonome ; minimisation de la dépendance de l'utilisateur au réseau principal [GERG-02]) ou sur une optimisation déterministe du plan de production ou de stockage [HA-07], [RIFF-08].

- **Système autonome :**

L'optimisation du pilotage des systèmes multi-sources connectés au réseau tel que traité dans la littérature, se place généralement hors de tout environnement *tarifaire*: compte tenu de la nécessité d'équilibrer à chaque instant production et consommation, la fonction objectif revient à minimiser le coût de production total ou le volume de combustible consommé, pour le cas d'un système avec groupe électrogène.

Sans recours possible au réseau, le système est contraint : un système hybride à deux sources commandables ne peut être commandée que via une seule variable de décision (la consigne de la source maître, dans une configuration maître-esclave). Cette situation amène généralement à privilégier une stratégie de pilotage basée sur des règles heuristiques simples.

Le cas de l'étude [YAMA-05], avec une installation autonome photovoltaïque – Diesel avec des batteries, est un bon exemple des possibilités offertes, avec une comparaison de quatre méthodes de pilotage.

Les deux premières méthodes sont basées sur des règles de commande simples, définies à partir des caractéristiques d'une des « sources ». La première méthode s'apparente à une *stratégie de maintien d'un état de charge constant de la batterie* : on cherche à utiliser dans la mesure du possible la totalité de l'énergie produite d'origine photovoltaïque et à éviter les cycles de charge et décharge pour minimiser les pertes de conversion liées au stockage. Le groupe Diesel produit la différence entre la puissance photovoltaïque et la demande. Lorsque la puissance PV dépasse la puissance de la charge, l'énergie est stockée dans la batterie ; cette énergie est disponible pour compenser le déficit suivant de production photovoltaïque.

La deuxième méthode cherche à rester au *point de fonctionnement de meilleur rendement* du groupe Diesel: soit il fonctionne à plein rendement, soit il est éteint. Lors de son fonctionnement, il alimente la puissance de la demande et charge la batterie. A un seuil limite d'état de charge de la batterie, il s'éteint ; la demande est assurée par les panneaux photovoltaïques et la batterie.

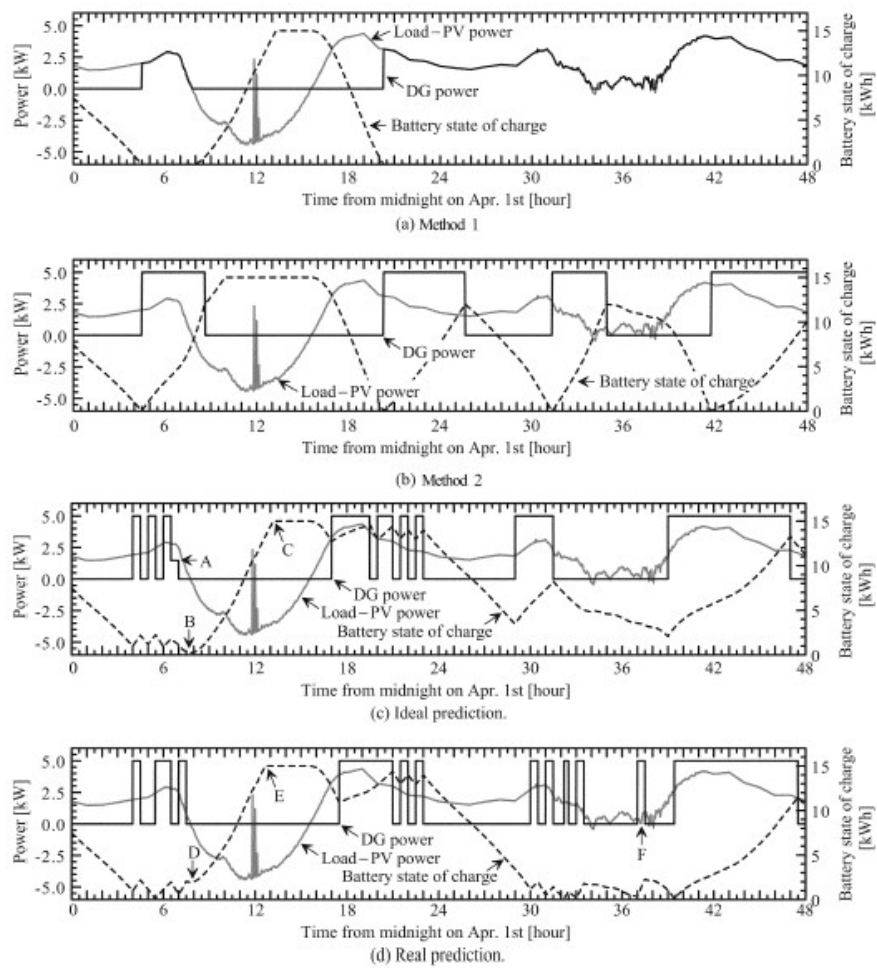


Figure 6 : comparaison des consignes du groupe Diesel pour chaque méthode [YAMA-05]

Ces méthodes sont clairement sub-optimales et conduisent à des résultats dégradés, par rapport à l'optimum de la troisième méthode, réalisant l'optimisation des séquences de fonctionnement du groupe Diesel. La courbe de charge est ramenée à des paliers de puissance constants sur un ou plusieurs pas de temps. En exprimant les rendements du groupe Diesel au point nominal et de l'énergie fournie par la batterie après stockage, un seul et simple critère, sous forme d'une inégalité, suffit à établir le choix de fonctionnement du groupe sur la période constante ou non. Le groupe Diesel, comme dans la méthode 2, ne fonctionne qu'à plein rendement.

Cette méthode dite « idéale » n'est pas entièrement réaliste ; elle exige une connaissance de la production PV et de la charge : elle s'exerce sur les données a posteriori. C'est pourquoi la 4^e méthode finale, applicable en temps réel, est proposée qui, dans un premier temps, prédit de façon rudimentaire la charge et la production photovoltaïque à venir, puis applique sur ces données prévisionnelles la méthode « idéale » précédente. Ici, la méthode de prédiction s'appuie sur une équation théorique de radiation solaire et l'énergie PV observée pour une période de temps donnée précédant la prédiction.

Une simulation à partir de données PV sur une année entière montre que même une simple prédiction grossière de la puissance PV attendue parvient à diminuer la consommation de carburant de manière plus efficace que les deux premières méthodes. On s'approche ainsi du cas idéal (scénario déterministe avec toutes les données connues). Une autre remarque est que la méthode et l'efficacité de prédiction gagneraient à être améliorées pour assurer une meilleure fiabilité des hypothèses sur la puissance photovoltaïque du jour à venir.

3.1.2. Autres commandes de niveau supérieur

Un avantage recherché par le biais d'une hybridation des sources de production consiste en l'amélioration des performances dynamiques et du suivi de charge.

Cet aspect est à prendre particulièrement en compte pour les systèmes stationnaires en alimentation autonome non connectée au réseau, en fonctionnement de type groupe électrogène ou en mode îloté ; d'autant plus, pour des applications résidentielles, où le faible foisonnement de charges n'aboutit pas à un lissage de courbe de charges.

Ainsi, le problème de suivi de charge se pose en premier lieu en mode îloté, où l'ensemble des générateurs doit répondre, de manière coordonnée, à une charge variable dans le temps : l'équilibre global de puissance doit être assuré, en même temps que les paramètres principaux (tension, fréquence) sont contrôlés. D'autre part, en mode connecté au réseau, le niveau de contrôle supérieur est responsable de la détermination des consignes des contrôles de courant/tension internes de générateurs.

Il existe deux stratégies principales de répartition de charges pour le cas des générateurs basés sur des onduleurs de tension : le contrôle avec des courbes de *statisme* et le contrôle *maître esclave*.

1- Coordination par courbe de statisme :

La coordination par courbe de statisme est appliquée sur les réseaux électriques où les principaux alternateurs participent au réglage de fréquence et de tension, en partageant l'ajustement de la demande totale en puissance active et réactive. Cette fonction est principalement assurée par les régulateurs de vitesse et les régulateurs de tension des unités individuelles, dépendant de leurs caractéristiques $P-f$ et $Q-V$ (Figure 7). Elle permet d'assurer un fonctionnement stable de plusieurs groupes couplés en parallèle. Ainsi, sur la base de ce type de réglage par *statisme*, les modèles de régulation de type f/V (consignes de tension et de fréquence) permettent le fonctionnement d'une cellule isolée du réseau ou de la synchroniser dans le cas d'une reconnexion.

Il y a *fonctionnement avec statisme* lorsqu'on impose une baisse de vitesse entre le fonctionnement à vide et le fonctionnement en charge. Pour assurer une fréquence constante, il est nécessaire de prévoir un dispositif de centrage de fréquence. Le statisme est défini par rapport à la vitesse nominale et calculé par :

$$\text{statisme} = \frac{N_0 - N}{N_0}$$

où N_0 et N sont respectivement la vitesse à vide et la vitesse à pleine charge.

Néanmoins, en mode îloté, le point d'équilibre atteint entre générateurs suite à une perturbation peut être obtenu à une fréquence et une tension différentes des valeurs nominales. Cette erreur de fréquence et de tension est inacceptable et doit être corrigée en agissant sur les courbes de statisme. De plus, tant en mode îloté comme en mode connecté au réseau, pour optimiser le fonctionnement du microréseau et suivre les consignes données par le système de gestion par rapport au point d'opération de chaque générateur, il est également nécessaire de faire varier les courbes de statisme. La variation des courbes de statisme d'une manière optimisée rend nécessaire l'utilisation d'une infrastructure de communication (lente) entre le système de gestion et le niveau de contrôle local dédié à la coordination [HERA-05].

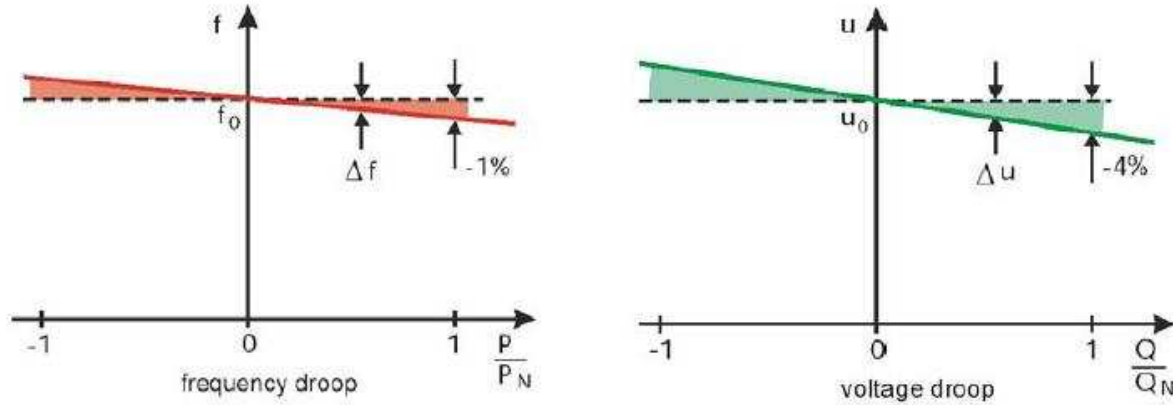


Figure 7: Principe de fonctionnement en statisme [PAPA-04]

De nombreux exemples de réalisation se trouvent dans la littérature. Une étude pour la coordination entre générateurs d'un système hybride photovoltaïque – groupe Diesel est traitée dans [CANE-01]. Différents scénarios sont testés, dont celui visant à maintenir le total de puissance souhaité des générateurs dispersés. La structure de contrôle est dérivée de système de régulation en mode statisme pour les caractéristiques P - f : Le but est de proposer une coordination des sources suivant un signal, basé sur la mesure de la puissance de sortie de l'installation photovoltaïque. Ce signal a pour but de modifier la référence de puissance du groupe Diesel de manière à respecter la consigne du système global. Une augmentation de puissance injectée par les panneaux photovoltaïques (maximisée suivant l'ensoleillement par la fonction MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) est ainsi vue par le régulateur du groupe Diesel comme un écart de fréquence, imposant une adaptation de la puissance mécanique et donc, de la production électrique. Les caractéristiques de tension et du réactif ne sont pas considérées.

La structure générale de contrôle d'onduleur de tension (pour tout générateur connecté via un onduleur de tension : photovoltaïque, micro-turbines, PAC) par des courbes de statisme est présentée dans [HAIZ-07]. La structure consiste en une boucle de contrôle direct, qui calcule les consignes de tension à imposer à la sortie de l'onduleur à partir des mesures de puissance active et réactive, et qui est constituée d'une boucle de contrôle de puissance active et réactive. La boucle de contrôle direct est constituée d'une boucle de contrôle des puissances active et réactive. La boucle de contrôle de la puissance active calcule l'angle instantané (θ) de la tension de sortie de l'onduleur et la boucle de contrôle de la puissance réactive calcule son amplitude (E). La fonction de variation lente des courbes de statisme n'est par contre pas réalisée.

2- Coordination par contrôle maître / esclave :

Dans cette stratégie de contrôle, il y a deux modes de fonctionnement : le mode P/Q (esclave) et le mode V/f (maître) [CALD-03]. En mode P/Q , le générateur contrôle la puissance active et réactive injectée au réseau. En mode V/f , le générateur contrôle la tension et fréquence à ses bornes.

Dans le fonctionnement en mode îloté du microréseau, le générateur *maître* travaille en mode V/f en contrôlant à la fois la tension et la fréquence du système, et en absorbant par conséquent les différences de puissance (charge moins autres sources), qui peuvent se produire ; tandis que les autres générateurs, *esclaves*, travaillent en mode P/Q . Dans le cas où le microréseau travaille en mode connecté au réseau, tous les générateurs sont en mode P/Q en injectant une puissance au réseau, car la tension et la fréquence du système sont imposées par le réseau principal.

Pour implanter un contrôle de type PQ (esclave) sur un générateur basé sur un onduleur de tension, on utilise une boucle de contrôle de courant et une boucle externe de puissance qui calcule les consignes de courant pour cette boucle interne. En fonction de la nature du générateur, deux structures de contrôle externe sont différenciées. Dans le cas d'un générateur programmable, on impose les consignes de puissance active et puissance réactive désirées et la boucle externe traduit directement

ces consignes externes de puissance en consignes de courant. La source primaire est responsable de répondre à cette demande de puissance de façon à maintenir constante la tension de bus.

Dans le cas d'un générateur non programmable, la consigne de puissance active vient d'un correcteur de tension dont l'objectif est de maintenir la tension du bus continu de l'onduleur à une référence donnée. Ainsi, l'onduleur évacue la totalité de la puissance active provenant de la source primaire. La consigne de puissance réactive est imposée de l'extérieur en tenant compte de la puissance apparente maximale du convertisseur.

Un grand nombre d'études utilise cette stratégie de réalisation ; par exemple, pour étudier un système hybride éolien / pile à combustible, avec couplage sur bus DC, en mode îloté [IQBA-03] ou connecté au réseau [DELF-03]. Après modélisation, la stratégie est validée par simulation, visant à déterminer la contrôlabilité du système face aux phénomènes transitoires prévisibles. Des échelons de puissance de charge et de vitesse de vent sont simulés, pour examiner les temps de réponse du système pour l'ajustement de la production et de la consommation. La simulation montre une performance satisfaisante du système dans des changements brusques de vitesse de vent ou de charge : le temps de réponse est similaire à celui de la pile à combustible seule. Les phénomènes transitoires restent cantonnés dans un intervalle acceptable.

Il a été mis en évidence que la stratégie de coordination maître esclave est mieux adaptée pour l'application objet d'étude que la stratégie à base de courbes de statisme due à la nature non programmable des générateurs d'origine renouvelable dont est composé le microréseau résidentiel. Toutefois, cette stratégie de contrôle, au contraire de la stratégie avec des courbes de statisme, nécessite une infrastructure de communication rapide, pour pouvoir faire face efficacement à des événements comme les changements d'opération.

3- Limitation des consignes des générateurs et délestage :

En mode îloté, en fonction de l'état électrique actuel du microréseau et des prévisions de la génération et de la demande, le système de gestion décide de lancer des procédures de délestage de charges non critiques au cas où les systèmes de génération ne soient pas capables d'approvisionner toute la demande des charges du microréseau ou bien des procédures de limitation des générations renouvelables au-fil-de-l'eau, en cas d'un excès de puissance de ce type. Dans ce dernier cas, la problématique est d'assurer un suivi de la charge, malgré le caractère aléatoire des sources d'énergie renouvelables, et en minimisant les écarts de puissance ; pour la limitation de puissance produite, il peut être judicieux d'utiliser d'autres outils que la régulation avec correcteur de type PI, comme la logique floue.

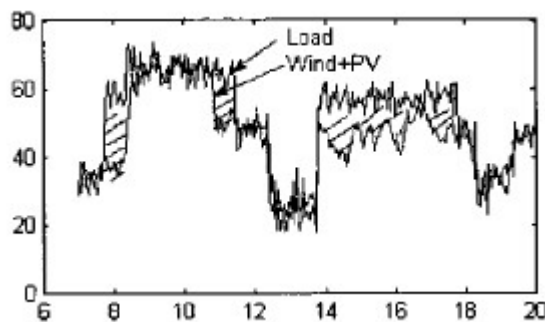


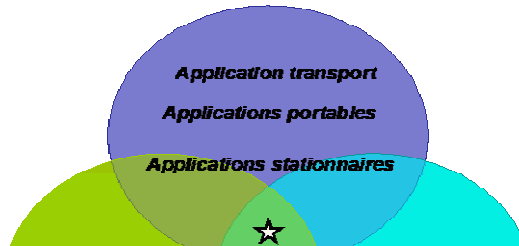
Figure 8 : Suivi de charge par pilotage en logique floue [YANG-99]

Par exemple, une méthode de pilotage flou d'un système hybride photovoltaïque / éolien, avec batteries de puissance limitée, est proposée dans [YANG-99]. Le système de gestion d'énergie pilote la puissance de sortie du générateur hybride éolien / photovoltaïque et l'état de charge des batteries, qui sont comparés à la puissance demandée et floutés pour appliquer les règles d'inférence floue. Chaque éolienne peut être alors déconnectée en cas de dépassement de la production par rapport à la charge, sans possibilité de stockage ; de même, pour chaque module PV ; ce qui assure un suivi de charge grossier.

L'objectif est d'assurer la minimisation de l'énergie d'appoint, fournie par du stockage ou par le réseau, correspondant aux zones hachurées sur la Figure 8. La commande est simple à réaliser et robuste. Toutefois, les sources renouvelables ne sont pas exploitées à leur potentiel maximum, ce qui handicape la rentabilité économique d'une telle installation.

3.2. Pilotage de systèmes hybrides

Pilotage de système multi-sources



3.2.1. Application portables – applications transport

L'intérêt de la comparaison avec les systèmes hybrides destinées à des applications portables ou de transport réside dans une bibliographie importante prenant en compte une problématique parallèle de celle du pilotage énergétique de système multi-sources stationnaire.

L'utilisation rationnelle des ressources d'un véhicule électrique impose, outre une optimisation de la chaîne de traction, une hybridation de la source principale (batteries, groupe électrogène à moteur thermique, à turbine ou à pile à combustible) par un dispositif tampon permettant le stockage intermédiaire de la puissance. Le système embarqué doit à la fois fournir une *énergie* suffisante pour assurer l'autonomie du véhicule et également délivrer une *puissance* importante lors des phases transitoires, correspondant dans ce cas précis à une accélération ou un franchissement de pente. Le concept général consiste à considérer le système comme devant être *source d'énergie* et *source de puissance*. L'ensemble multi sources doit donc répondre à ces deux besoins distincts, tout en respectant d'autres critères de dimensionnement (masse, volume, prix).

Dans le cas des applications de transport, on constate que l'hybridation permet la récupération de l'énergie au freinage, facilite le démarrage, permet d'éviter à la source principale de fonctionner à trop faible charge, permet un maintien des éléments dans une bonne plage de fonctionnement. Malgré une complexité accrue de commande et d'architecture électrique, l'hybridation peut améliorer la dynamique de puissance de la source d'énergie par le choix d'une source auxiliaire de faible temps de réponse [CAND-02].

Cette problématique est la même que pour les systèmes stationnaires en alimentation autonome non connectée au réseau, en fonctionnement de type groupe électrogène ou en mode îloté, où le faible foisonnement de charges n'aboutit pas à un lissage de courbe de charges.

Les stratégies de commande développées pour les véhicules hybrides électriques ont donc de fortes similarités avec la problématique dans le bâtiment, à la différence près que dans le cas du véhicule, le système est énergétiquement très contraint, du fait de l'autonomie. Il doit assurer l'équilibre énergétique consommation / production, sans recours possible à la connexion avec un réseau électrique stable, qui équilibrerait naturellement l'échange de flux.

D'autre part, le critère de performance de la commande n'est pas la minimisation d'un coût économique mais la minimisation de la consommation de carburant, réelle ou équivalente.

On peut distinguer deux catégories de stratégies de commande, correspondant aussi à deux niveaux d'abstraction.

1- Optimisation déterministe :

Lorsque le parcours du véhicule est connu a priori, et donc la charge mécanique du système, le problème de minimisation de la consommation en carburant et de la séquence optimale de commande à appliquer correspondante peut être résolu par un algorithme d'optimisation globale, sous certaines hypothèses de modélisation. Ainsi, des algorithmes basés sur la théorie des graphes [SCOR-04], sur la commande optimale [DELP-02], [SCIA-07] ou sur la programmation dynamique [BERN-08].

La gamme de méthodes mises en œuvre à ce niveau est très large, et dépend dans une certaine mesure des modèles énergétiques de l'architecture et de la formulation comme problème d'optimisation.

Ces méthodes ne donnent pas de commande applicable directement ; toutefois cette étape permet de fournir :

- une expertise sur les commandes idéales à appliquer, en fonction de l'état du système et des charges ;
- une référence en terme de consommation globale, pour la comparaison avec les stratégies sous-optimales en temps réel.

2- Stratégies temps réel :

Lorsque le parcours du véhicule n'est pas connu a priori, les stratégies de commande appliquées sont alors nécessairement sous-optimales. Le paramétrage est généralement empirique, adapté à chacune des architectures – et donc, non généralisable. Parmi les stratégies temps réel relevées, on peut trouver :

- Règles heuristiques en fonction de l'état de charge :
Les consignes de puissance des différentes sources dépendent uniquement de l'état de charge de la source secondaire d'énergie (ou « source de puissance »). Les régulateurs sont alors de type hystérésis ou proportionnel [BOET-01], [CAND-02] ;
- Régulateur flou à base de règles :
La stratégie est basée sur la logique floue ; les consignes de puissance dépendent de l'état de charge et de la charge instantanée (demande en puissance mécanique de la motorisation). Ces grandeurs d'entrée sont flouifiées par le biais de fonction d'appartenance. La base de règles et la catégorisation des fonctions d'appartenance sont paramétrées empiriquement, suivant la connaissance de l'expert [JEON-05] ;
- Minimisation de la consommation équivalente :
Le problème du stockage au niveau de la source secondaire est écarté, en valorisant de façon moyenne l'énergie stockée et retransmise, par la définition d'une *consommation équivalente* de la source de puissance, qui dépend d'un facteur d'équivalence empirique [PAGA-02], [RODA-03], [CAND-02].
Cet artifice permet du même coup d'optimiser à chaque pas de temps, successivement et indépendamment, la consommation d'énergie primaire totale équivalente (celle, réelle, additionnée avec l'équivalente) : on passe ainsi d'une optimisation de séquences à une optimisation instantanée, applicable en temps réel.
Pour éviter la dérive de l'état de charge de la source d'énergie secondaire, on doit ajuster le facteur d'équivalence en fonction de l'état de charge. D'autres critères peuvent être pris en compte comme ceux liés au confort de conduite ou à la stabilité du point de fonctionnement de la pile.

D'autres approches tentent d'utiliser l'information fournie par des simulations passées :

- Optimisation en temps réel :
Elle vise à optimiser à chaque instant une séquence de parcours prévisionnel : les caractéristiques de charge à venir peuvent être anticipées, à partir des observations passées [SCHE-05], [LIN-06], ou à partir de la distribution en puissance d'une fenêtre glissante des dernières minutes de parcours [BERN-08] ; ces approches sous-optimales peuvent conduire à de grands écarts si la caractéristique de charge est hétérogène.
- Régulateurs paramétrés par apprentissage :
Ces approches utilisent les résultats a posteriori de l'optimisation déterministe, pour se constituer des consignes optimales de référence et une base d'apprentissage pour les

régulateurs. Les méthodes d'apprentissage artificiel qui sont alors privilégiées sont les réseaux de neurone, peu gourmands en données [SCOR-05], [MORE-06].

En définitive, les stratégies énergétiques rencontrées se basent souvent sur l'estimation de quelques grandeurs non directement accessibles (essentiellement l'état de charge du dispositif de stockage tampon de l'énergie et la puissance demandée par la charge). Les futurs développements passent par l'utilisation d'un nombre de plus en plus élevé de paramètres d'entrée. Les règles logiques des stratégies issues d'approches heuristiques risquent alors de devenir vite complexes à mettre en œuvre. Une stratégie adaptative multi-critères constitue sans doute une solution adaptée à ce problème ; ce point sera développé dans le chapitre 4.

La seconde difficulté réside dans le fait que le paramétrage s'avère toujours être très dépendant du profil de consommation, rarement connu a priori. Une solution consiste à développer des systèmes de reconnaissance de cycles, basés sur l'observation des paramètres significatifs, ainsi que des stratégies de gestion capables de prendre en compte les nouvelles informations.

3.2.2. Applications stationnaires - cogénération

Une autre illustration de système hybride, pour application stationnaire cette fois, est l'installation de cogénération.

La cogénération permet, à partir d'un combustible, la production simultanée de chaleur et d'énergie électrique. En récupérant l'énergie thermique perdue lors de la production d'énergie électrique, la cogénération met à disposition les deux produits – chaleur (sous forme d'eau chaude ou de vapeur) et électricité – avec un rendement global nettement plus élevé que celui résultant de filières séparées.

Néanmoins, cet avantage de rendement élevé est contrebalancé par un coût d'investissement élevé et un besoin de chaleur qui peut ne pas être régulier. Dans le cas de cogénération à usage climatique (chauffage de locaux ou réseaux de chaleur), le besoin thermique peut se trouver réduit à mi-saison en raison de températures supérieures aux normales saisonnières. Le rendement de la cogénération, qui se calcule en moyenne annuelle, se trouvera alors affecté par la diminution du besoin de chaleur. Ces aspects imposent une optimisation du fonctionnement de l'installation de cogénération, les principes de planification d'une centrale pouvant tout aussi bien s'appliquer au cas à petite échelle de micro cogénération chez un particulier ou une entreprise du secteur tertiaire.

L'optimisation vise à maximiser le bénéfice du système de CHP sur une période donnée. Les études les plus anciennes ne prennent pas en compte la possibilité actuelle de revente de l'électricité sur le réseau (en alternative à l'utilisation pour un usage propre) qui permet de définir à présent la fonction objectif comme un maximum à atteindre, de différence entre le chiffre d'affaires total et les coûts totaux.

La production des unités est décrite suivant un modèle statique, rattachant rendements et coûts aux points de fonctionnement exprimés en terme de puissance de sortie. Des abaques de coûts de production, d'investissement et de maintenance, élaborées à partir des caractéristiques typiques de la technologie employée, déterminent les différents coûts (coûts d'exploitation et maintenance ; rendement électrique ; puissance thermique) en fonction de la puissance électrique (Figure 9). La consommation de carburant est liée à la puissance électrique par une équation linéaire ou linéaire par morceaux. La relation entre la puissance et la production de la chaleur est décrite avec des caractéristiques d'usine, connues comme diagrammes P-Q : pour certaines technologies, le ratio électricité / chaleur de l'unité de cogénération n'est pas posé rigoureusement fixe : il existe tout un ensemble faisable de solutions borné par des limites de modes d'opération.

La planification à court terme de puissance et de systèmes de chauffage utilise couramment des algorithmes basés sur la relaxation lagrangienne, avec deux modèles séparés de base, un pour le problème de production d'énergie et un pour le problème de production de la chaleur. Le modèle inclut généralement la prise en compte de coûts de mise en route. Pour le problème de production de la chaleur, le stockage de chaleur peut être soit inclus, soit traité séparément. Des temps minimums d'opération et d'arrêt sont également considérés [CHEN-00].

Le problème relaxé est construit en incluant les restrictions pour la demande électrique, les conditions de réservation, les contraintes de demande et de stockage de chaleur dans la fonction objectif du problème principal. Une fois les multiplicateurs de Lagrange déterminés, le problème relaxé se décompose alors en un sous-problème dual pour chaque unité de cogénération. Le problème dual d'un problème détendu lagrangien est résolu itérativement, avec une mise à jour des multiplicateurs de Lagrange à chaque itération.

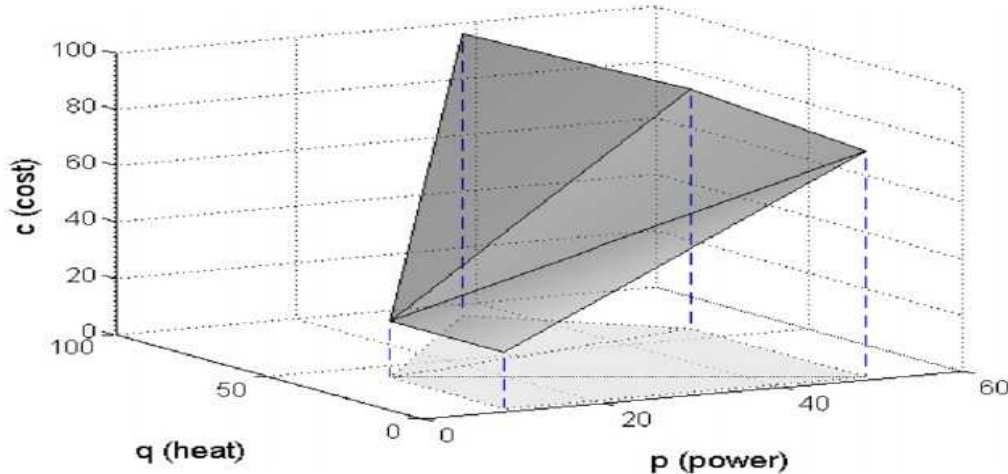


Figure 9: Région de faisabilité de centrale de cogénération ([RONG-07]) – grandeurs exprimées en % par rapport aux valeurs nominales

Dans les études, le profil de demande thermique est la donnée essentielle du problème mais elle n'est pourtant pas directement accessible et ne peut être que difficilement mesurée. Généralement, ce profil est simplement estimé à la conception, pour le dimensionnement de l'installation. Les paramètres utilisés pour définir les profils de consommation quotidiens, hebdomadaires et annuels sont notamment la consommation annuelle de combustible de la chaudière combinée aux profils types de consommation pour le consommateur concerné ; les consommations de chaleur sous forme d'eau chaude ; le débit de gaz ; le temps de fonctionnement de la chaudière ; le débit d'eau chaude ; etc.

Le pilotage temps réel classique d'une installation de micro cogénération résidentielle est généralement calé sur cette demande thermique. L'approche classique est un contrôle PI exercé sur la température du circuit d'eau chaude, avec une hystérésis de températures seuils de déclenchement et d'arrêt qui peuvent être différentes de celles commandant le fonctionnement de l'éventuel brûleur complémentaire. Une telle structure ne réalise pas d'optimisation économique.

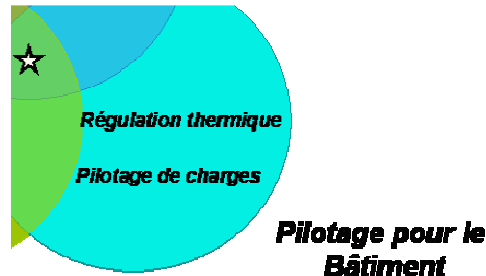
3.2.3. Synthèse pour le pilotage de systèmes hybrides

La revue rapide des méthodes mises en œuvre pour le pilotage énergétique de systèmes hybrides autres (applications portables, transport, cogénération) a mis en lumière l'importance de la connaissance de la demande, et notamment de sa dynamique, qui, il est vrai, est surtout primordiale pour la conception et le dimensionnement.

Par une modélisation adéquate du système ou par simulation pour les systèmes plus complexes (avec pile à combustible, par exemple), on sait déterminer, pour un profil de charge donné, la séquence de consignes qui optimiserait les performances. Cette *optimisation déterministe* n'est néanmoins pas applicable en tant que tel, du fait soit de l'autonomie du système (transport) soit de contraintes thermiques fortes (petite cogénération). Des stratégies basées sur des règles simples, ou provenant de système expert sont alors préférées : ces choix conduisent à des performances dégradées. Enfin, certaines propositions tentent de contourner le problème posé par l'incertitude de la demande, par des approches novatrices : apprentissage artificiel, logique floue.

3.3. Pilotage de charges pour le bâtiment

Après les diverses applications, on considère les applications proprement liées au Bâtiment. On a vu que le « pilotage énergétique » existait déjà sous de nombreuses formes dans des systèmes de contrôle informatique dédiés, surveillant et planifiant la demande énergétique d'un bâtiment : pour commander le fonctionnement de l'éclairage, d'équipements de confort thermique, de climatisation, d'équipements frigorifiques, etc.



Il apparaît donc intéressant de se pencher aussi sur la question du *pilotage de charges* qui, dans le domaine du Bâtiment, est en quelque sorte le problème dual de notre problématique. Tout particulièrement, on s'intéresse au *contrôle direct* de charges résidentielles délestables.

3.3.1. Contrôle direct

Les méthodes de contrôle direct ont été largement utilisées par les compagnies d'électricité durant les 20 dernières années, et il existe une bibliographie conséquente sur les algorithmes existants de planification et les stratégies de délestage de charges [EUDE2-2004]. Il s'avère intéressant de faire le rapprochement entre pilotage de sources et pilotage de charges, ces problématiques étant duales l'une de l'autre. De plus, les programmes de gestion de délestage ciblent notamment le secteur résidentiel et tertiaire, par le biais de certaines catégories de charge caractéristiques : les compagnies ont principalement visé les applications individuelles suivantes : chauffe-eau, air conditionné, chauffage et pompes de piscine. Le **contrôle direct** n'est qu'une des possibilités de pilotage de charge : le problème est vu sous l'optique de la compagnie d'électricité, qui réagit aux variations de demande totale par des passages d'ordre à destination de clients ou de groupes de clients. Le cas de figure de pilotage auto-adaptatif au niveau du client n'a pas été examiné, alors même que la revue de programmes existants déjà pratiqués aux Etats-Unis ou au Canada montrent que le contrôle de charges exercé sur une base de volontariat (où l'initiative de délestage est laissée à l'appréciation du client) est mieux accepté et rencontre de meilleurs résultats [EUDE2-04] [VERN-05].

Un paramètre important pour le contrôle direct de charges est l'effet *payback* de report des charges. Il s'agit de l'énergie qui n'est pas consommée quand on éteint la charge et qui sera consommée ultérieurement dès que l'action de contrôle sera annulée. La plupart des études supposent les charges reportables ; mais, on peut parfois considérer un délestage pur et simple, qui n'est pas ensuite « rattrapé » au-delà de la période de contrôle.

3.3.2. Etat de l'art des algorithmes

En jouant sur ces variables, différents buts peuvent être atteints. Les principaux objectifs poursuivis par le contrôle direct peuvent être :

- soit la minimisation du pic de consommation sur la période ;
- soit la minimisation du coût total pour le gestionnaire (coûts de production + pénalités versées aux clients délestés) ;
- soit la minimisation du nombre de clients sollicités pour délestage, permettant de tenir la contrainte en puissance.

La méthodologie générale appliquée pour calculer les actions appropriées sur les charges reste la même dans les grandes lignes. Un *objectif* est posé, de réduction des pics de consommation ou de minimisation du coût global de production.

Le contrôle direct des charges vise à agir sur certaines charges ciblées qui sont groupées et subissent la même action (à savoir, un contrôle «*On-Off*»), qui représente la *variable de décision* du problème. L'action de contrôle doit au préalable avoir été spécifiée, quant à la taille du groupe, au nombre de cycles de contrôle, au moment de démarrage de chaque cycle de contrôle, à la durée d'une période Off (peut changer à chaque cycle), à la durée d'une période On (peut changer à chaque cycle), à la longueur totale du contrôle.

Ainsi, la demande des charges totales du système est prévue. Il est précisé également quelle forme prend le report de charge (payback) pour chaque type.

Les *stratégies de contrôle* des charges sont également définies, ce qui permet de définir les variables de décision. Par exemple, en supposant une stratégie de contrôle de pilotage des groupes des équipements d'air conditionné durant 30 min, la variable à calculer est alors le nombre de groupes d'air conditionné pour lesquels on doit démarrer le contrôle, à chaque pas de temps.

Un choix d'algorithme d'optimisation est fait. Les deux principales possibilités rencontrées sont :

- Programmation linéaire [LEE-83], [KURU-96], [NG-98], [POPO-99] ;
- Programmation dynamique [COHE-88], [CHU-93].

Enfin, le problème est posé sous formulation mathématique par modélisation des variables et contraintes, avant résolution.

3.3.3. Discussion

Le choix des stratégies de contrôle impose une restriction des programmes de délestage qui peut sembler artificielle. Toutefois, certaines études prennent en compte une flexibilité dans la durée ou l'étendue des programmes de contrôles [KURU-96], [POPO-99]. La méthode de résolution peut également imposer des hypothèses lourdes ; ainsi, [NG-1998] présente une technique d'optimisation par programmation linéaire qui ne vise pas à réduire le pic de consommation ou le coût de production énergétique, mais qui cherche à maximiser le profit sur la période de contrôle. Des variables telles que le prix marginal moyen du marché et les marges de profit sont utilisées dans cet algorithme : une courbe de coût marginal à croissance exponentielle, est supposée connue et évaluée à partir de la puissance totale critique (non contrôlable) ; cette courbe est linéarisée par morceaux pour l'application de l'algorithme d'optimisation par programmation linéaire.

Une autre hypothèse contraignante concerne l'hypothèse d'une connaissance parfaite de la courbe de charge totale, et également de la courbe de charges de chacun des groupes. Quasiment toutes les études sur le contrôle direct se placent dans un scénario déterministe. L'incertitude est parfois prise en compte à l'aide d'un facteur de poids [HUAN-04] ou par l'utilisation de la logique floue.

Certaines études telle que dans [HUAN-04], répondent à cette restriction et dépassent la simple procédure d'optimisation déterministe, en proposant un algorithme complet, destiné tel quel à une application en temps réel :

- Méthode de prévision : modèle ARMA (*Autoregressive Moving-Average Model*) donnant une courbe prévisionnelle de charge ;
- Méthode d'optimisation : programmation dynamique floue (*Fuzzy Dynamic Programming*). Elle vise à minimiser la charge interrompue (on considère ici uniquement le cas de charges délestables sans report ; de plus, pas d'élément économique considéré) ; la programmation dynamique permet de minimiser le nombre de clients impliqués par le délestage, et donc leur inconfort et le coût pour le gestionnaire de réseau ; le passage par variables floues permet de compenser l'imprécision sur les données d'entrée ;
- Méthode d'ajustement : par PBHIR (*Priority-Based Heuristic Inference Rule*) c'est-à-dire une régulation par un ensemble de règles heuristiques, agissant suite à l'erreur de prévision : la capacité défaillante, qui s'exprime comme la différence entre la puissance totale après délestage réel (puissance réelle de charge – délestage prévu – compensation) et la puissance théorique totale après délestage (puissance prévue – délestage prévu) ; elle permet de compenser les écarts entre prévision et données réelles constatées.

3.4. Synthèse des méthodes de pilotage

Dans son acception large, le système multi-sources pour le bâtiment peut être assimilé à un micro-réseau résidentiel (ou tertiaire). La problématique de pilotage optimal concerne alors le niveau de contrôle le plus élevé du système, sur les périodes de temps les plus longues (heures, journée, semaine). Toutefois, les solutions existantes comme les algorithmes de conduite de réseau tels que *Unit Commitment* et *Economic Dispatch*, ne sont pas directement adaptables à notre problématique et ne permettent pas de traiter les scénarios de tarification dynamique à l'achat comme à la vente du kWh sur le réseau.

L'état de l'art a été réalisé en élargissant la problématique à la gestion énergétique de systèmes hybrides d'autres applications (stationnaires, transport, portables). Tout en notant les différences de ces systèmes (plus contraints, car autonomes et devant assurer à chaque instant l'équilibre production / consommation sans recours au réseau), des points communs ressortent.

Une approche déterministe, en disposant de l'information parfaite sur la charge et les caractéristiques du système, et se ramenant à un problème classique d'optimisation sous contraintes. Un large panel de méthodes de résolution, exactes ou heuristiques, est alors disponible.

Toutefois, ces approches sont incomplètes et ne permettent pas de proposer une réponse applicable telle quelle en temps réel. Cette étape sert ainsi le plus souvent de référence, pour évaluer la performance de la stratégie réellement employée, qui doit nécessairement couvrir tous les aspects : anticipatif, optimisé et réactif. Du fait d'une incertitude sur la demande et son évolution, les concepteurs du contrôle de systèmes hybrides ont généralement réalisé un arbitrage entre performance et robustesse, pour le choix de leur algorithme de pilotage. Cet arbitrage n'est généralement, ni énoncé visiblement, ni justifié par comparaison avec des approches alternatives.

Ces caractéristiques ouvrent les pistes, retenues pour les travaux de cette thèse et décrites dans le Chapitre suivant.

Chapitre 4

4. Notre vision du pilotage optimal de système multi-sources pour le bâtiment

L'état de l'art du pilotage du système multi-sources, pour le bâtiment comme pour les autres applications stationnaires du Chapitre 3, a permis de dégager les particularités et les limites des algorithmes utilisés pour la réalisation d'un pilotage *optimisé*.

On a retenu la définition du *système multi-sources*, vu comme un cas particulier de *micro-réseau résidentiel*, à savoir, un *ensemble de générateurs d'origine renouvelable intermittente (et éventuellement de charges) et de systèmes de soutien connectés au réseau à un seul point de raccordement avec des fonctionnalités incorporées pour favoriser l'intégration* [HAIZ-07]. Le système multi-sources est doté d'une gestion centralisée et travaille connecté au réseau en mode normal.

De l'état de l'art du chapitre précédent, il ressort la nécessité d'une distinction entre les différents niveaux hiérarchiques de l'architecture de contrôle du système. Les différentes échelles de temps et la fréquence variable des opérations amènent à différencier ces niveaux de commande, qui sont décrits ci-dessous.

Les hypothèses de travail sont ensuite décrites, spécifiant quel est le mode de rémunération, de quelles informations dispose le système de contrôle et les conséquences sur l'installation électrique basse tension de l'utilisateur.

Le cadre général étant posé, cela permettra de choisir les modèles pour chacun des composants du système : sources (par type), charges (électriques, thermiques), etc.

Enfin, les stratégies retenues suite à la synthèse d'état de l'art des algorithmes de pilotage seront décrites, permettant de dégager les fonctions nécessaires dont l'étude est le sujet de toute la seconde partie de cette thèse.

4.1. Les différentes couches de commande

L'état de l'art a permis d'identifier plusieurs étapes et échelles de temps nécessaires pour réaliser l'objectif unique du pilotage optimisé du système. Pour arriver à traiter ces aspects, nous proposons une conception de l'*architecture de contrôle/commande multi-échelle*. Elle se compose de plusieurs couches de commande, divisant le pilotage en plusieurs étapes, à des pas de temps différents. Chaque couche est caractérisée par ses objectifs, ses degrés de liberté, son temps de réponse et son horizon temporel, qui lui sont propres.

Ce découpage est illustré par la Figure 10, pour le cas de la stratégie d'optimisation à base de prédiction de charges décrite plus bas :

- Le système de pilotage centralisé, visant l'optimisation du fonctionnement du microréseau du point de vue technique, économique ou écologique, s'exerce au niveau supérieur, sur la base des informations disponibles (état du réseau, disponibilité des générateurs, prévisions de consommation, tarifs en vigueur, etc.) et détermine le *programme de génération des prochaines heures* ainsi que du suivi et *correction des déviations* constatées. Les commandes de niveau inférieur, de contrôle local de tension et courant de chaque générateur et de répartition de charges entre les différents générateurs, sont posées comme assurées.

- En dernier recours, le superviseur peut décider en mode flôté des procédures de *délestage* de charges non critiques, au cas où les systèmes de génération ne soient pas capables d’approvisionner toute la demande ; ou bien des procédures de limitation de génération renouvelable, en cas d’un excès de puissance.

- Enfin, comme on l’a vu pour des applications portables ou de transport, un problème est posé par le fait que les séquences de charge ne sont pas connues a priori : il faut être à même de pouvoir les *prédire*, de les *anticiper*, ou tout au moins de s’y adapter en permanence.

Les couches interagissent par transmission des informations : sorties de calcul, mesures réalisées.

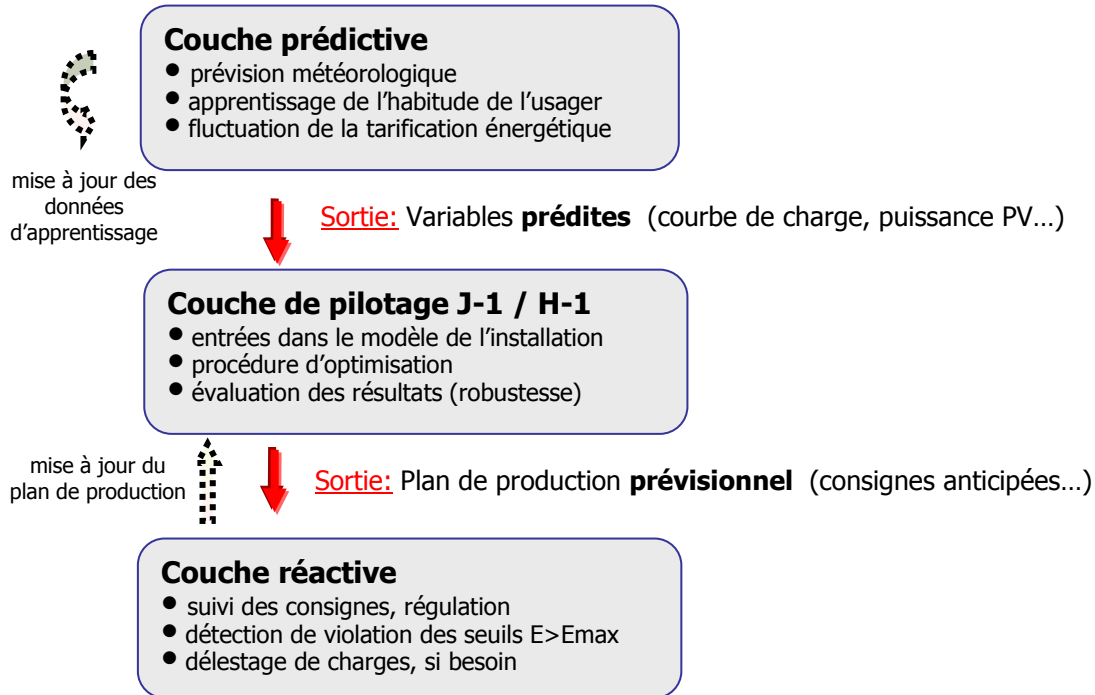


Figure 10: Architecture de commande à plusieurs niveaux

(à partir du cas de la stratégie d’optimisation sur la base de prediction de charges)

Les différentes échelles de temps et la fréquence variable des opérations amènent à différencier des niveaux de commande. On distingue les couches de commande en fonction de l’horizon de commande et des différentes périodes d’échantillonnage. L’horizon de commande sera la portée des sorties des fonctions de la couche de commande -par exemple, une journée, pour le pilotage en (J-1).

Les couches de commande sont :

- *Couche prédictive* : cette couche, de niveau d’abstraction la plus élevée, vise à opérer des prévisions (de charge, de production de type *au-fil-de-l’eau*) à partir d’informations extérieures et de données d’apprentissage ;
Horizon temporel : un à quelques jours ;
Type de variables : variables discrètes ;
Période de discrétisation : pas de temps horaire.
- *Couche de pilotage H-1* : cette couche, utilisant les prévisions, détermine à l’avance les séquences optimales de production des générateurs, pour les heures à venir ;
Horizon temporel : quelques heures à un jour ;
Type de variables : variables discrètes ;
Période de discrétisation : pas de temps Δt_a (pas de temps de tarification)².

² Pas de temps de tarification : défini dans le paragraphe suivant 4.2.1, sur les hypothèses de travail

- *Couche réactive* : des écarts dus à l'imprécision des prévisions étant inévitables, la couche réactive est nécessaire pour tenir compte des valeurs réelles observées et assurer l'ajustement des consignes et l'éventuel délestage de charges en cas d'écart important ; horizon temporel : un Δta (pas de temps de tarification). ; variables continues ou booléennes (en cas de délestage).

Horizon temporel : pas de temps Δta (pas de temps de tarification);

Type de variables : variables continues ou booléennes.

Fondamentalement, elles correspondent à des objectifs généraux distincts : l'*apprentissage*, pour la couche prédictive ; l'*optimisation du plan de production*, en prévisionnel ou a posteriori ; enfin, la *commande en temps réel* assurant le réglage des écarts. Toute stratégie de pilotage du système multi-sources vient se positionner par rapport à cette hiérarchisation des commandes.

Cette architecture posée, il s'agit à présent de préciser le cadre général du travail, pour la définition des scénarios d'étude.

4.2. Hypothèses de travail

On a posé que le système de pilotage centralisé, visant l'optimisation du fonctionnement du microréseau du point de vue technique, économique ou écologique, s'exerce à un niveau supérieur de contrôle (par opposition au contrôle local des caractéristiques de chaque générateur ou du convertisseur d'énergie). Ce pilotage centralisé s'appuie sur la base des informations disponibles (état du réseau, disponibilité des générateurs, prévisions de consommation, tarifs en vigueur, etc.) et détermine le *programme de génération des prochaines heures* ainsi que du suivi et *correction des déviations* constatées.

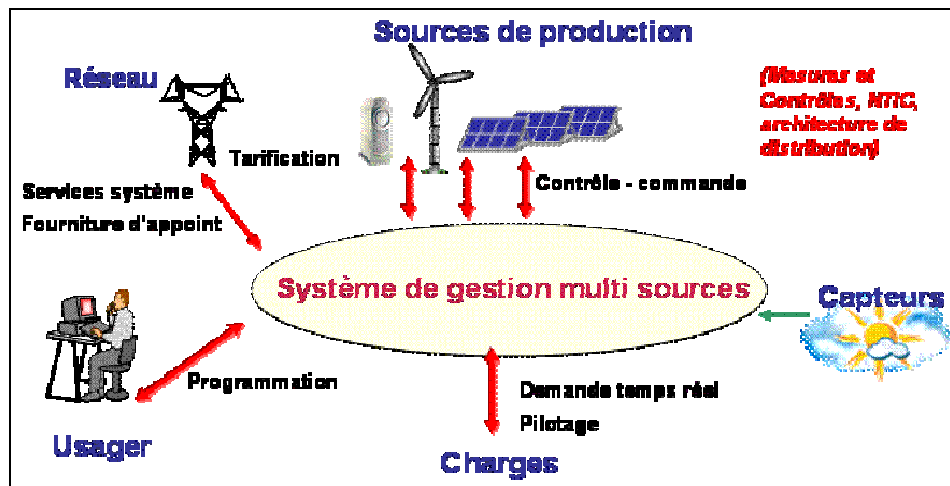


Figure 11: Schéma de principe du système de pilotage multi-sources

Il est à présent nécessaire de spécifier explicitement les hypothèses de travail, qui permettront de définir des scénarios d'étude et de justifier les choix ultérieurs de : a) modélisation du système et b) d'algorithmes pouvant s'appliquer.

4.2.1. Hypothèse économique d'une tarification dynamique

Par notre exigence d'un pilotage optimal du système multi-sources, on entend par là une conduite optimisant *économiquement* le fonctionnement de l'installation, sous contraintes. Tout comme le dispatching sur réseau électrique est considéré optimal, lorsqu'on minimise le coût total de production

(sommé sur tous les générateurs), en satisfaisant la demande en énergie et les contraintes réseaux. Ce pilotage dépend du mode de rémunération de l'utilisateur : les hypothèses économiques vont influencer sur tous les choix de résolution de la problématique, et sur les résultats.

Le cadre économique est très ouvert. Les perspectives économiques listées dans le Chapitre 1.5 ont présenté les différents modes de rémunération possibles de l'autoproduiteur : tarif de rachat préférentiel, mais également certificats (blancs, verts), programmes de rémunération contre effacement des charges, etc. Les perspectives font que le tarif préférentiel fixe pour les sources d'énergie renouvelable, dans le cadre d'une obligation de rachat d'électricité, est amené à disparaître. D'autre part, la libéralisation du marché de l'électricité va également entraîner la disparition du tarif régulé de vente d'électricité, c'est-à-dire fixe dans le temps, et uniforme sur le territoire.

L'hypothèse économique pour les scénarios d'étude est ainsi la suivante :

- Tarifications à l'achat et à la vente décorrélées et indépendantes l'une de l'autre ;
- Tarification *dynamique* dans le temps (on parlera aussi de « *signaux tarifaires* »), de période en période.

A chaque *pas de temps de tarification*, l'énergie, importée ou exportée, est comptabilisée et valorisée au nouveau tarif. Les tarifs à l'achat et à la vente sont connus par l'utilisateur à l'avance – transmis automatiquement par le fournisseur, via Internet ou autre mode de communication, par exemple vingt-quatre heures à l'avance.

Le formalisme est donc le suivant :

$$r_{Vente} = [r_{Vente}(t)] \quad t = 0,1,\dots,T$$

$$r_{Achat} = [r_{Achat}(t)] \quad t = 0,1,\dots,T^3$$

Avec cette hypothèse économique, le formalisme employé a l'avantage d'être très général. Être capable de résoudre le problème de détermination du plan de production optimal sous ce formalisme, signifie a fortiori qu'on peut le résoudre aussi dans des scénarios différents : avec un tarif d'achat et de vente similaire ; avec un tarif de vente au réseau, fixe ; avec un tarif d'achat HP/HC ; etc. Pour ce faire, il suffit de poser les valeurs correspondantes de $r_{Vente}(t)$ et de $r_{Achat}(t)$.

Des études ont également avancé l'idée, à très long terme, d'un futur système de réseau de distribution électrique *multi-agents*, où les transactions d'électricité seront négociées. Là encore, résoudre la problématique avec ce formalisme économique permet de répondre en partie à ce scénario : l'agent sait alors déterminer le plan optimal dans un contexte tarifaire donné et le coût total correspondant ; il peut donc sur cette base participer aux enchères.

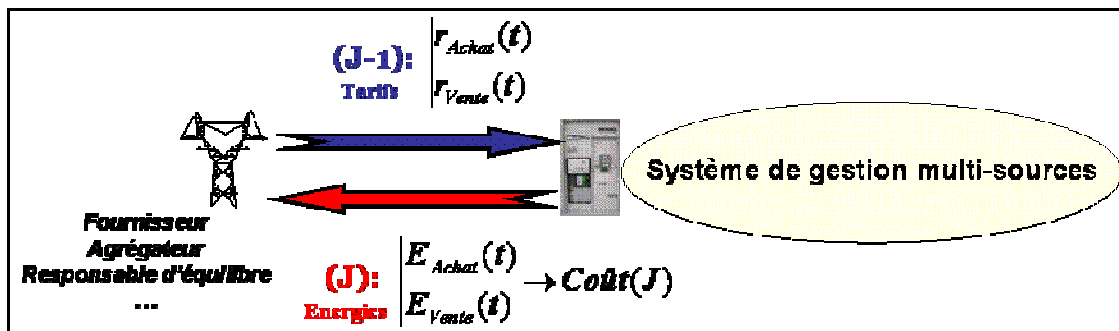


Figure 12: Communications nécessaires à une tarification dynamique

Cette hypothèse économique suppose certaines caractéristiques de l'installation électrique basse tension de l'utilisateur résidentiel ou tertiaire :

- un raccordement au réseau public de distribution, du type « *injection de l'excédent* » - voir Figure 2 ;

³ Pour la suite du manuscrit, « achat » et « vente » désigneront les flux d'énergie **du point de vue de l'utilisateur** ; l'excédent d'énergie produite et réinjectée sur le réseau représente une *vente* d'électricité ; etc.

- un comptage (par compteurs tête-bêche, ou compteur bidirectionnel) « intelligent » et communicant, téléchargeant les tarifications à l'avance, et comptabilisant non seulement l'énergie échangée par période, mais la valorisation de ces flux, en Euros ;
- une communication, Internet ou autre, avec un fournisseur d'énergie ou un agrégateur de petites productions (de type « centrale virtuelle »).

4.2.2. Hypothèse de disponibilité des informations

L'état de l'art des méthodes de pilotage de systèmes hybrides, toutes applications confondues, a montré l'importance de la question de la disponibilité de l'information. Le système de pilotage multi-sources ne peut pas disposer d'une connaissance parfaite sur la consommation de la journée à venir, par pas de temps. Cette hypothèse serait irréaliste.

On suppose que le système de gestion a néanmoins accès à un ensemble d'informations, en prévisionnel comme en temps réel ; ces informations permettent d'établir des profils, un état du système, et de déterminer des décisions :

En prévisionnel (J-1) :

- données météorologiques prévisionnelles⁴ : température extérieure, irradiation (ou niveaux d'ensoleillement), taux d'humidité, vitesse de vent ;
- tarification à la vente et à l'achat (voir ci-dessus 4.2.1).

En temps réel (J) :

- données météorologiques mesurées : température extérieure, irradiation (ou niveaux d'ensoleillement), taux d'humidité, vitesse de vent ;
- puissances électriques, par source et de charge, pour les pas de temps écoulés ;
- mesures de courant ;
- températures des circuits d'eau et réservoir de stockage (cas d'une installation avec chauffage par microcogénération).

Outre ces informations, on suppose un accès aux données stockées (réutilisables pour les méthodes d'apprentissage, traitées dans les Chapitres 6 et 7).

4.3. Modélisation du système

Le cadre général d'étude étant posé, il s'agit à présent de choisir la modélisation de l'installation multi-sources du bâtiment. Quel degré de connaissance est nécessaire et suffisant pour traiter correctement notre problématique avec les hypothèses choisies ?

4.3.1. Modélisation des sources

Comme vu dans les chapitres précédents, on distinguera les générateurs programmables des sources intermittentes d'énergie renouvelable, qui ont un fonctionnement de type « *au-fil-del'eau* ».

4.3.1.1. Modélisation des générateurs programmables

Les générateurs programmables sont les générateurs, dont la source primaire d'énergie est disponible tout le temps et à volonté (fioul, gaz naturel, hydrogène), permettant une puissance de sortie contrôlable en tout instant.

⁴ A propos de la disponibilité de ces données, on peut noter que un service comparable est déjà proposé par Météo France, mais via des produits peu chers, nommés « récepteurs météorologiques », avec des prévisions découpées par quart de journée, communicant avec les centres Météo France par onde radio [METE].

La modélisation communément utilisée pour l'étude des réseaux électriques est la modélisation comme système linéaire dans le domaine fréquentiel, par blocs fonctionnels. Cette modélisation prend en compte les régulateurs – avec correcteurs. Cette modélisation par blocs peut être réalisée pour toutes les autres technologies, en modélisant également l'éventuelle interface d'électronique de puissance (voir *Annexe 1*). Elle permet d'étudier les interactions entre le réseau, la partie électrique, la partie mécanique, la commande, le convertisseur, pour, par exemple, une étude du comportement du générateur sur défaut du réseau.

Ce niveau de modélisation apparaît trop fin au vu de notre problématique : il fait intervenir des temps de réponse bien plus rapides (de la ms à la s) que les unités de temps de comptage (en minutes ou dizaines de minutes).

ENCART 1 : exemple de modèle dynamique linéaire de GROUPE ELECTROGENE DIESEL

On illustrera cette modélisation par le générateur programmable le plus commun et largement présent dans les microréseaux isolés existants, le générateur Diesel [AC-05].

Chacun des éléments est modélisé séparément. Le moteur Diesel peut être représenté par plusieurs modèles, parmi lesquels le modèle de Roy, qui représente le moteur avec un gain et un retard

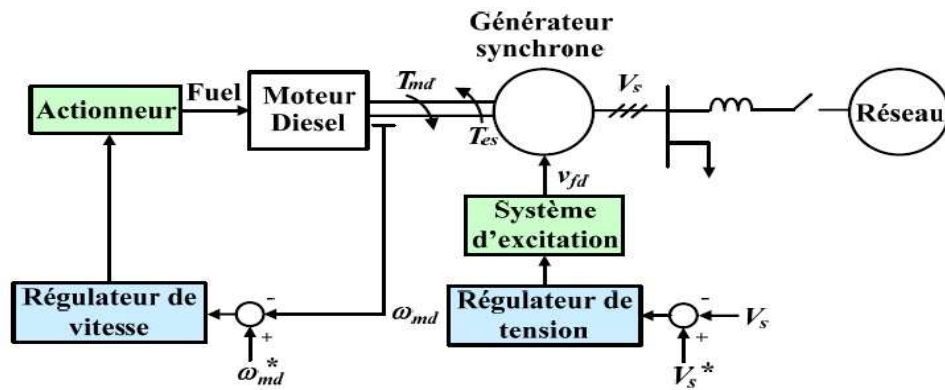


Figure 13: Schéma bloc d'un générateur Diesel avec ses contrôleurs [HAIZ-06]

Ce modèle lie le couple moteur et le débit de fuel :

$$T_{md} = K_{ld} \cdot e^{-\tau_{ld}s} \cdot q_d$$

où T_{md} est le couple moteur [Nm], q_d le débit de fuel [kg/s] et K_{ld}, τ_{ld} [s] sont les coefficients déterminés en fonction du moteur. τ_{ld} traduit le retard entre l'injection de fuel et la nouvelle valeur du couple sur l'arbre. Il est fonction de la vitesse du moteur :

$$\tau_{ld} = \frac{(A_d n_{md} + B_d n_{md} + C_d)}{n_{md}^2}$$

où A_d, B_d, C_d sont des coefficients déterminés en fonction du moteur et n_{md} est la vitesse du moteur Diesel [rad/s].

L'actionneur qui contrôle le débit de fuel en fonction de la sortie du correcteur de vitesse est généralement modélisé par un système de premier ordre, avec un gain K_{2d} et une constante de temps τ_{2d} [s] :

$$A(s) = \frac{K_{2d}}{1 + s \cdot \tau_{2d}}$$

De même, on modélise la dynamique électrique et mécanique de la machine synchrone à rotor bobiné. Les équations du flux de la machine synchrone sont exprimées dans le référentiel dq ; on tire une expression du couple électromagnétique développé par la machine. Enfin, la variation de vitesse en fonction des différences de couple est exprimée par la relation ;

$$\frac{d\omega_{md}}{dt} = \frac{1}{2H_m} (T_{md} - T_{es})$$

Ce type de modèle permet une étude fine des transitoires, pour les phénomènes à haute fréquence : interactions entre générateur et réseau, sur démarrage ou changement de mode, la tenue aux défauts, etc. Il peut être simplifié suivant les besoins : modèle simple de la machine synchrone et l'ensemble actionneur - moteur Diesel peut être représenté par un système de premier ordre, négligeant le retard entre l'injection de fuel et l'application du couple sur l'arbre du moteur.

Le modèle dynamique est écarté. La modélisation du générateur sera ainsi purement statique et simplifiée, se ramenant à peu de paramètres.

Le modèle choisi s'apparente à la modélisation pour les problèmes d'*unit commitment* ou d'*economical dispatch* sur grand réseau électrique. A ce niveau d'abstraction, on se place au niveau d'échanges énergétiques globaux, avec un pas de temps dépassant de très loin les différentes constantes de temps électriques ou mécaniques mis en œuvre. Il s'agit d'un modèle de représentation (basé sur des données collectées expérimentalement) plutôt que d'un modèle de connaissance (basé sur les lois physiques décrivant les processus internes) [WURT-03]. Le modèle est de type $\eta(P)$: on associera à la puissance électrique fournie par l'unité de micro-génération un rendement ; de même, pour la puissance thermique en cas de récupération de la chaleur. Les rendements sont exprimés par une fonction mathématique quelconque, sans signification physique, du type loi polynomiale.

L'expression choisie dans les études expérimentales est la relation paramétrique suivante :

$$\eta_e = a.P_e^2 + b.P_e + c$$

avec η_e rendement électrique ; a, b, c , paramètres constants.

De même pour le rendement thermique. Des valeurs de ces paramètres ont été relevées dans la littérature pour des groupes Diesel ou gaz, des microturbines, des piles SOFC et des moteurs Stirling.

Une unité de génération programmable sera ainsi représentée par les caractéristiques suivantes :

puissances électrique et thermique nominales : P_{e_nom} ; P_{th_nom}

paramètres de rendement : $\eta(P)$; a, b, c

plage de fonctionnement admissible : $[P_{e_min} \quad P_{e_max}]$

temps minimal de marche, temps minimal d'arrêt, durée de vie.

Eventuellement, les contraintes dynamiques de variation de charge (sur la période d'un pas de temps) seront considérées (cas de la pile à combustible dont la dynamique lente impose ces contraintes) :

$$[\Delta_{\min}(P_e) \quad \Delta_{\max}(P_e)]$$

4.3.1.2. Modélisation des générateurs intermittents

Pour ce type de générateurs, là aussi, le modèle fréquemment utilisé pour les simulations de raccordement sur réseau est le modèle dynamique linéaire dans le domaine fréquentiel, par blocs ; par exemple pour la structure générale d'une turbine éolienne à vitesse fixe avec contrôle passif par décrochage aérodynamique : *a)* modèle aérodynamique de la turbine, *b)* modèle de la transmission mécanique, *c)* modèle du générateur, fournissant en sortie puissances active et réactive au réseau (voir *Annexe I*).

La même remarque que précédemment prévaut : ce type de modèles, utile pour une recherche sur la structure de contrôle commande de la source et les interactions avec le réseau, n'est pas pertinent pour une optimisation économique du pilotage.

L'interfaçage des sources photovoltaïques ou éoliennes réalisant généralement la fonction de recherche de point maximal de puissance (*MPPT*), on peut considérer l'ensemble de la structure,

source et convertisseur, comme assurant, avec un retard négligeable, la poursuite de la puissance maximale extractible, au vu des conditions météorologiques observées (vitesse de vent, radiations lumineuses) et ce, à chaque instant.

Une loi empirique lie donc la puissance électrique active effectivement produite au modèle d'énergie primaire que l'on s'est donné : modèle de vitesse de vent dans le temps, par exemple.

Un biais aléatoire peut être ajouté, pour traduire l'imprécision dans les variations du modèle primaire.

Une unité de génération intermittente sera ainsi représentée par les caractéristiques suivantes :

puissance électrique nominale : P_{e_nom}

puissance électrique produite, par pas de temps : $[P_{e_gen}(t)]$

Cette dernière valeur est issue des données d'entrées météorologiques.

4.3.2. Modélisation des charges électriques

Les charges sont les éléments consommateurs de puissance électrique d'un système. La puissance de demande électrique à chaque instant est la somme, physique, des puissances actives consommées par chaque équipement alimenté. Cette puissance totale dépend des *caractéristiques de charge* : elle varie continuellement. Une modélisation adéquate est nécessaire pour représenter avec une précision suffisante le comportement de la charge globale sans introduire de biais.

Pour un bâtiment, c'est-à-dire une installation donnée, résidentielle ou tertiaire, la demande électrique est la résultante du foisonnement des consommations de tous les équipements électriques. Pour obtenir une courbe temporelle de cette demande électrique, il est nécessaire de disposer d'une méthode *simple, cohérente avec le degré de précision* de la simulation et éventuellement *réutilisable* (moyennant de simples changements de données d'entrée) pour des simulations sur d'autres segments du secteur du bâtiment que le résidentiel.

4.3.2.1. Modèles de charge sur réseau

Pour les simulations sur microréseau, on a recours aux modèles agrégés. Les modèles agrégés regroupent les différentes charges dans un seul modèle représentatif de l'ensemble.

Il y a différents critères pour l'agrégation des charges : par classes pour les réseaux importants (résidentiel, industriel, commercial...), par type de contrats et puissance d'installation (clients tarif bleu, tarifs jaune, etc.), par caractéristiques (facteur de puissance, variation de la puissance avec la tension...), etc.

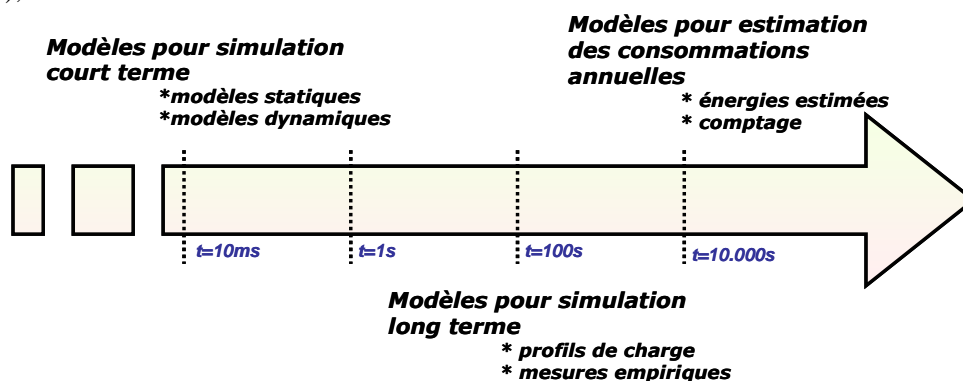


Figure 14: Modèles de charge recensés

Les charges ou les groupes de charges, sur réseau, peuvent être représentés par des modèles pour simulation court terme, statiques ou dynamiques [IEEE-93]. Un modèle statique exprime la puissance active et la puissance réactive à tout instant en fonction de l'amplitude et la fréquence de la tension pour ces mêmes instants. Le modèle dynamique prend en compte en plus les instants antérieurs.

Parmi les modèles statiques, on peut différencier:

- le modèle à puissance constante
- le modèle à courant constant ;
- le modèle à impédance constante ;
- le modèle polynomial ;
- le modèle exponentiel ;
- le modèle dépendant de la fréquence : prolongement du modèle polynomial ou exponentiel avec facteur de dépendance de la charge par rapport à la fréquence.

On trouvera une présentation des modèles dans [HAIZ-07].

Ces modèles permettent d'étudier la réponse de la plupart des charges à des changements brusques de tension et de fréquence. Toutefois, le régime permanent de la réponse est atteint très rapidement. Hors régime îloté, pour une gestion de flux chez l'utilisateur final, résidentiel ou tertiaire, la prise en compte des influences de la qualité de tension par ce type de modèles n'est pas nécessaire.

Pour notre problématique, on ne considérera donc que la puissance active, en fonction du temps.

4.3.2.2. Modèles de charge pour simulation à long terme

Pour l'évolution temporelle (à l'échelle des minutes) de la puissance de charge, la gamme de modèles disponibles dans la littérature est la suivante :

- Modèles empiriques : différentes études technico-économiques autour de la génération ou micro-cogénération [JABL-05] [PEAC-04] utilisent des données réelles, relevées dans une habitation existante (courbes de charge électrique et thermique);
- Profils de charges : le modèle est basé, de même, sur une courbe réelle journalière, le profil de base. Cette demande électrique sur une journée est ensuite affectée d'un *facteur* hebdomadaire, saisonnier, annuel pour simuler un fonctionnement des unités sur toute leur durée de vie.

Méthodologiquement parlant, cette approche est insuffisante pour capturer la diversité de la demande électrique, variable dans le temps et d'un foyer à l'autre et largement imprédictible. Pour réaliser l'arbitrage optimal entre demande et production énergétique, une étape de conception apparaît primordiale : il est essentiel de disposer d'une méthode cohérente pour déterminer les besoins en énergie, basés sur les motifs de consommation des particuliers. Les caractéristiques des courbes de charges électriques et thermiques vont être entre autres les facteurs prépondérants pour le choix d'une stratégie énergétique adaptée.

Des variantes de modèle de charges résidentielles, à base de profil de charge ont été également proposées, utilisant des modèles stochastiques [CAPA-94], [STOK-04] ou des modèles basés sur la logique floue [MICH-97]. Ces approches permettent d'introduire plus encore de variabilité autour du schéma de base.

- 3- Modèles par décomposition : les modèles par décomposition sont basés sur la connaissance des équipements et des usages énergétiques d'un foyer [Encart 2].

Encart 2 : Connaissance des équipements et usages du foyer

Pour les résidences principales, la répartition moyenne de la consommation d'énergie par usage est de 70% pour le chauffage, 10.5 % pour l'eau chaude sanitaire, 6.5 % pour les appareils de cuisson et 13 % pour les usages spécifiques (données ADEME – 2002), ce qui donne une consommation unitaire moyenne sur un an de 21 964 kWh / logement ou 245 kWh/m².

Les taux et fréquence d'utilisation varient selon des facteurs aussi divers que le climat, la structure du bâti, l'équipement électroménager, le revenu du ménage, les habitudes de vie, etc. Chacune des charges peut être classée suivant lequel des deux types suivants de facteurs se révèlent prépondérants :

- (1) Facteurs comportementaux : les charges concernées sont peu ou pas liées aux données

climatiques et saisonnières, mais fortement liées au facteur humain. La consommation au jour le jour peut être ainsi soumise à un aléa très important quant au moment, à la durée et à la fréquence d'usage. Ces charges sont par exemple le four, le micro-ondes, le fer à repasser, le lave-linge, le lave-vaisselle, la télévision, le sèche-linge, etc. Les facteurs comportementaux et les types d'usage par équipement sont discutés plus longuement dans [MANS-96] ou [SIDL-02] ;

- (2) Facteurs physiques : les charges concernées sont fortement corrélées avec les données climatiques et les propriétés du bâti, mais peu influées par les habitudes des occupants. Cela se retrouve pour les charges d'éclairage ou liées au chauffage et à la climatisation. Les déterminants physiques, tels que le nombre d'occupants, la surface d'habitation, les caractéristiques thermiques du bâtiment, sont relativement figés.

Le traitement des charges liées aux facteurs comportementaux nécessite tout d'abord de se fixer une composition du foyer d'habitation (nombre et âge de personnes). Il s'agit ensuite d'exploiter statistiquement les données sur les taux de pénétration de chaque équipement dans les habitations résidentielles, ainsi que les données sur les types d'usage. Ces dernières données sont difficilement disponibles et parfois divergent d'une source à l'autre [SIDL-02], suivant les procédures de mesure ou de recensement.

Le motif d'usage dépend en tout premier lieu de la période d'occupation. De façon évidente, lorsque aucune personne n'est présente sur place, la plupart des équipements ne sont pas en fonctionnement et n'interviennent pas dans la charge électrique totale. Grossièrement, dans un schéma classique d'occupation, les habitants utilisent peu de puissance la nuit (veille, appareils frigorifiques), se lèvent et prennent un petit déjeuner, quittent la maison au matin, reviennent parfois pour déjeuner à midi, puis quittent à nouveau la maison jusqu'au soir, où les appareils de cuisine, la télévision, les équipements de salle de bain, sont utilisés. Les facteurs influant le motif d'occupation sont :

- le nombre d'occupants ;
- l'heure à laquelle la première personne se lève et l'heure à laquelle la dernière personne se couche ;
- la période d'inoccupation de la maison durant la journée.

Il est ainsi nécessaire de se donner un découpage schématique des principaux motifs d'occupation du logement, pour se ramener à un petit nombre de cas différents. [YAO-05] propose par exemple cinq scénarios de base pour le Royaume-Uni :

- Scénario 1 : Période d'inoccupation entre 09h et 13h (une personne travaille en temps partiel le matin) ;
- Scénario 2 : Période d'inoccupation entre 09h et 17h (travail à temps plein) ;
- Scénario 3 : Période d'inoccupation entre 09h et 17h, mais avec un enfant scolarisé présent lorsqu'il n'a pas école ;
- Scénario 4 : Occupation permanente du logement (retraités, couple avec enfant en bas âge ou chômeurs) ;
- Scénario 5 : Période d'inoccupation entre 13h et 18h (une personne travaille à temps partiel l'après-midi).

Se basant sur cette connaissance des équipements et usages, des périodes d'occupation sont calculées (en personnes dans le foyer, par pas de temps) à partir du scénario d'occupation type, s'appliquant ce jour-là. Le nombre de scénarios type est réduit. Une autre série de tirage est ensuite réalisée, sur la consommation par équipement ou groupe d'équipement, qui tient compte de la période d'occupation.

C'est ce type de modèle qui est retenu pour générer des courbes de charge d'habitation résidentielle, sur une longue période (voir *ENCART 3* pour les détails).

- *Méthode de décomposition complète* : tous les équipements, toutes les charges sont simulées avec un échantillonnage fin.

Ce type de modèle nécessite un haut niveau d'abstraction : le but est de parvenir aussi à prédire les comportements, par l'utilisation du formalisme des *automates à états finis* [HA-07]. Un automate à états finis est constitué d'états et de transitions. Le comportement évolue selon les valeurs de variables de transition : l'automate passe d'état en état, suivant les

transitions activée par les variables. Lorsque la condition est satisfaite, la transition est franchie et le nouvel état est atteint. Ce formalisme poussé nécessite un très grand nombre de variables et se révèle lourd et infaisable, dès que l'application dépasse le petit résidentiel.

ENCART 3 : modélisation des charges électriques résidentielles

Ce tour d'horizon des modélisations de charge a amené à retenir la *méthode de décomposition stochastique* pour générer la courbe de consommation journalière électrique d'une habitation résidentielle, telle qu'utilisée par exemple par [CAPA-94], [STOK-04], [YAO-05].

On décrit ici la méthode stochastique choisie pour générer la courbe de consommation journalière électrique d'une habitation résidentielle, adaptée pour les besoins de notre problématique. Pour modéliser le profil de consommation pour une habitation typique, il est nécessaire de disposer de l'information sur l'usage quotidien de chaque équipement. Cette information se décompose comme suit : 1- l'énergie journalière consommée par appareil ; 2- le taux d'équipement des foyers pour chacun des appareils ; 3- la période d'occupation.

Cette consommation journalière est de plus posée proportionnelle au nombre d'occupants.

L'ensemble des équipements est recensé : dans le pire des cas, la totalité des charges peut être utilisée dans la journée. A chaque équipement correspond des caractéristiques moyennes d'usage : puissance, temps d'utilisation, nombre de cycles, périodes de fonctionnement.

Ces valeurs moyennes sont utilisées pour définir la variable aléatoire de la puissance appelée en fonction du temps, soumise à une loi de probabilité choisie (loi normale, log-normale, uniforme, ...).

Pour chaque journée j , à chaque pas de temps ou période, un tirage aléatoire est ensuite réalisé, se concrétisant par un profil de la consommation de chaque appareil sur toute la journée. L'ensemble de ces profils est ensuite agrégé (en négligeant le foisonnement éventuel) pour obtenir la courbe de consommation électrique du jour.

En référençant un équipement par l'indice i , alors l'énergie consommée dans la période ou le pas de temps donné est représentée par une variable aléatoire X_i de moyenne μ_i et de variance σ_i^2 . L'énergie électrique totale consommée du logement sur le pas de temps, notée Y , est la somme des consommations de chaque équipement.

$$Y = \sum_{i=1}^n X_i$$

Pour de grandes valeurs de n , la somme de n variables aléatoires indépendantes a approximativement une distribution normale. La somme a une moyenne égale à la somme des moyennes relatives à chaque appareil, et une variance égale à la somme de toutes les variances.

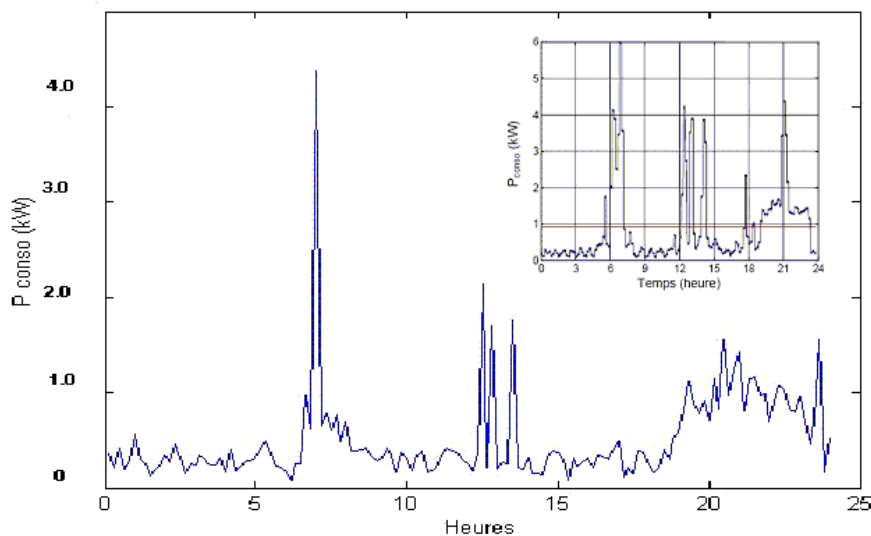


Figure 15 : Courbe générée de charge résidentielles (sur un pas de temps de 10 min) (coin haut-droit : relevés de mesures réelles tirés de [GERG-02])

Cette procédure est répétée autant de fois que de jours dans la période de temps considérée. On peut ainsi générer une consommation cohérente, variable sur une journée et sur toute la période considérée, et prenant en compte les « habitudes » des utilisateurs.

Il a été choisi d'agréger les charges en trois groupes : « base », « appels de puissance » et « éclairage et divers ».

L'analyse des mesures de la consommation électrique d'un logement résidentiel montre en premier lieu l'existence d'une consommation de base, de faible puissance, toute la journée [MORI-01], qui est traduite par la *puissance de base* (qui est la puissance minimale au-dessus de laquelle se trouve la puissance électrique totale soutirée pour 80 % du temps). Cette puissance de base correspond aux appareils en fonctionnement permanent (VMC, veille d'appareils) ou à cycles fréquents (appareils frigorifiques). Cette puissance de base est exprimée dans le modèle stochastique sous forme d'une variable aléatoire de moyenne et de variance constantes dans le temps.

Une autre caractéristique vise à capturer les pics de puissance (forte puissance de faible durée), qui se présentent durant la période d'occupation et plus fréquemment aux heures de préparation des repas, étant souvent liés à l'utilisation des équipements de cuisson. Le tirage aléatoire détermine à quel pas de temps surviennent ces pics et à quelle amplitude.

Enfin, dans le groupe « éclairage et divers », le tirage aléatoire attribue à chaque pas de temps une puissance, sur la base du profil moyen et de la variance choisie, dans un premier temps sur la période d'occupation, dans un deuxième temps sur la période à la fois d'occupation et de nuit (correspondant aux besoins en éclairage). Par ce biais, une variation saisonnière est introduite, le modèle devant prendre en compte les heures de jour et les heures de nuit, suivant le jour dans l'année.

4.3.3. Modélisation des charges thermiques

Le cas de figure d'installations à base de microcogénération nécessite de considérer également la modélisation des besoins thermiques à satisfaire.

4.3.3.1. Modélisation de la demande thermique de chauffage

Pour les charges thermiques également, le choix se porte entre modèle de représentation (basé sur des données collectées expérimentalement) et modèle de connaissance (basé sur les lois physiques décrivant les processus internes). La modélisation de la demande thermique de chauffage résidentiel ou tertiaire peut être basée, soit sur des données de mesures, soit sur des résultats d'un modèle physique de thermique du bâtiment.

- *Modèles empiriques* : Les mesures sont réalisées par un compteur d'eau associé à un calculateur d'énergie thermique de type domestique. La puissance thermique est calculée périodiquement par la formule simple suivante :

$$P = Q_m C \Delta T$$

avec Q_m , le débit massique de fluide (kg/s), C , la chaleur massique du fluide (J/kg/K) et ΔT , l'écart de température entre départ et arrivée (K). A la base, les compteurs d'énergie mesurent un débit volumique ; la conversion de volume en masse est réalisée par le calculateur.

- *Modèles physiques* : ces mesures étant rarement disponibles, la demande thermique peut être estimée par une modélisation physique. Elle est en effet largement prédictible et déterminée par (a) les données météorologiques, (b) la régulation du chauffage et (c) les caractéristiques thermiques du bâti.
 - a) *Données météorologiques* : une modélisation de l'évolution des paramètres météorologiques (température extérieure, humidité) est nécessaire, en entrées de modèle.

- b) *Régulation* : Si on considère une installation de chauffage individuel classique, par combustion du gaz ou du fuel, le thermostat de la pièce principale agit sur une vanne 3 voies en tout-ou-rien. La commande est de type hystérésis. Dans la plage horaire autorisée, la chaudière chauffe l'eau continuellement jusqu'à atteindre la limite maximale de la température de la pièce. Elle est alors éteinte, jusqu'à que la température soit descendue à la borne inférieure. Ces cycles évalués sur la période d'une journée déterminent l'énergie thermique consommée et la courbe de demande thermique du bâtiment.
- c) *Caractéristiques thermiques du bâti* : La durée et la fréquence de ces cycles dépendent des caractéristiques thermiques du bâti. La vitesse de décroissance de la température intérieure est d'autant plus faible que l'inertie de la construction est forte. L'effet sur la température intérieure du différentiel avec l'extérieur est amorti par l'inertie.

Les modèles physiques du bâti vont du simple modèle thermique une pièce, basé sur l'analogie avec les circuits électriques, jusqu'à des modèles plus compliqués représentant l'ensemble des cloisons, des ouvertures et des isolations, tournant sur des logiciels de simulation spécialisés, de type TRNSYS.

Encart 4 : Détails du modèle de demande thermique en chauffage

Le modèle le plus simple a été retenu parmi les différents modèles physiques d'identification des paramètres de bâtiment et de simulation thermique.

Le logement est modélisé sous forme d'une seule pièce : on néglige l'influence des murs intérieurs, tout comme celle du plancher. L'apport dû au rayonnement direct est également négligé. On suppose la température intérieure uniforme ; la température des murs est aussi supposée partout la même.

Sous ces conditions, le comportement thermique du bâtiment peut être représenté par le circuit ci-dessus. L'échange de chaleur vers l'extérieur est exprimé à travers trois conductances thermiques K_v , K_i , K_e . La conductance K_v rend compte de l'échange thermique direct entre extérieur et intérieur, par la ventilation et la conduction via les portes, fenêtres et le toit. La conductance K_i rend compte de l'échange thermique entre l'air intérieur et la masse du bâtiment, tandis que la conductance K_e rend compte de l'échange thermique entre murs et air extérieur. L'inertie thermique de l'air intérieur et du bâtiment est quantifiée par les capacités C_i et C_w respectivement.

Ces cinq paramètres thermiques K_v , K_i , K_e , C_i , C_w peuvent être estimés à partir de données sur les matériaux de construction et les dimensions du bâtiment (voir par exemple les règles Th-Bat de la réglementation thermique RT2000 – le calcul Th-I, notamment, permet d'évaluer l'inertie du bâtiment).

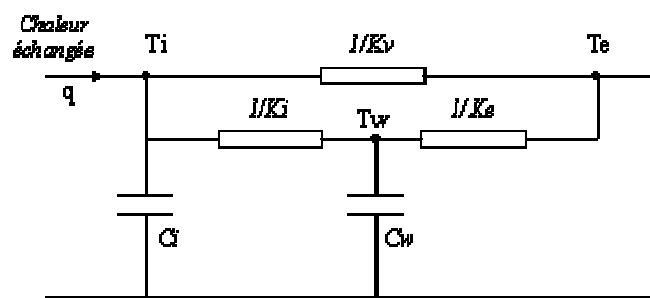


Figure 16: Modélisation physique du comportement thermique du bâtiment

L'analyse du circuit thermique donne l'équation matricielle suivante pour les températures T_i et T_w , respectivement de l'air intérieur et des murs :

$$\begin{pmatrix} \frac{dT_i}{dt} \\ \frac{dT_w}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{-k_i - k_v}{C_i} & \frac{k_i}{C_i} \\ \frac{k_i}{C_w} & \frac{-k_i - k_e}{C_w} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} T_i \\ T_w \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{q + k_i T_e}{C_i} \\ \frac{k_e T_e}{C_w} \end{pmatrix}$$

La température extérieure conditionne les déperditions en hiver et une part souvent non négligeable des apports de chaleur en été, soit par renouvellement d'air, soit par transmission par les parois. Qu'il s'agisse de déperditions ou d'apport de chaleur par les parois extérieures ou par celles en contact avec le sol, c'est toujours la température de l'air extérieur qui est prise en compte. On observe une forte corrélation entre la puissance moyenne délivrée par l'installation et la température de l'air extérieur. La dispersion que l'on observe autour de la droite moyenne est due, en partie, à d'autres paramètres climatiques (ensoleillement et vent) et en partie, à la manière dont est utilisé le bâtiment (ouverture des fenêtres, intermittence du chauffage, présence des occupants).

La variation quotidienne est globalement caractérisée par son amplitude, celle-ci étant nettement plus élevée dans les terres qu'au bord de la mer. Par exemple, pendant les mois d'été, l'amplitude moyenne de la variation journalière est de 6°C en Bretagne pour 12°C en Alsace. On retrouve cette différence pour la variation annuelle. L'écart entre les températures moyennes mensuelles du mois le plus chaud et du mois le plus froid est de 10°C en Bretagne pour 19°C en Alsace [BERT-02]

Pour un lieu donné, la température extérieure d'exigence est la température conventionnelle au-dessus de laquelle le confort thermique doit être obtenu. Cette valeur, représentative des jours les plus froids de la saison d'hiver, conditionne le dimensionnement de l'installation de chauffage. Elle est variable d'un pays à l'autre. En France, c'est la température la plus basse que l'on observe en moyenne une fois par an, c'est-à-dire la température minimale correspondant à une fréquence de un jour / an sur la base d'une observation sur un nombre d'années représentatif.

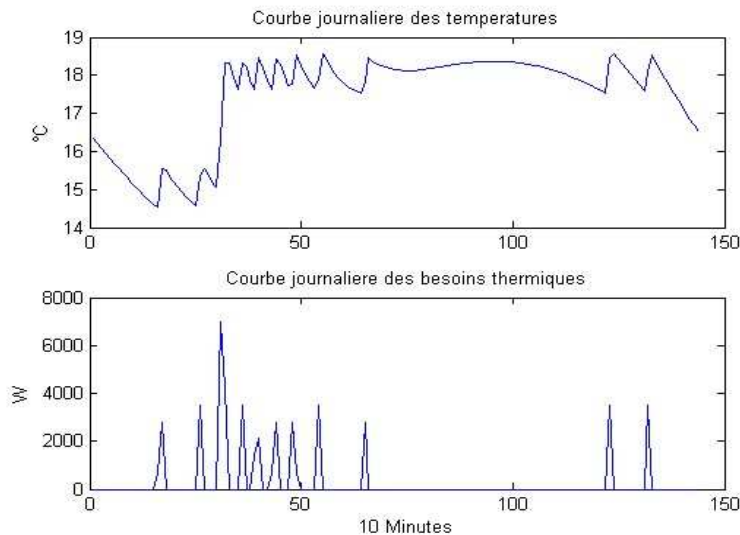


Figure 17 : Résultats – demande thermique (maison 36 – Paris – avril)

Pour calculer l'évolution des températures des murs et de l'air intérieur, l'équation est résolue, en posant une régulation en tout-ou-rien du chauffage : en phase de chauffe, le brûleur fournit la puissance thermique maximale ; sinon, la chaleur injectée est posée nulle. Les valeurs initiales de températures sont posées arbitrairement. Le thermostat est supposé réglé à 18°C. La demande en chaleur de la maison est alors calculée par pas de temps de 1 minute et répétée sur plusieurs jours, jusqu'à que la température des murs atteigne un état d'équilibre, avec une fluctuation moyenne nulle sur une journée. Les données de demande thermique sont alors extraites et agrégées sur un pas de temps de 10 minutes.

La demande thermique dépend des valeurs de température intérieure de consigne choisie. La réglementation thermique RT2000 indique pour les locaux de logement une séquence normale (16 heures par jour) avec une consigne à 18°C et une séquence de nuit (8 heures par jour) avec une consigne à 15°C. Il n'y a pas de consigne réduite de week-end.

La période des intermittences des phases de chauffage dépend également des classes de performance des régulations terminales, pour lesquelles l'amplitude de la régulation et la dérive en charge autorisée sont comprises entre 0.5K (classe 1) et 2.0 K (classe 4).

4.3.3.2. Modélisation de la demande thermique en ECS

La modélisation de la demande thermique en ECS est nécessairement basée sur des scénarios de présence et nombre d'occupants, qui déterminent quand ont lieu les soutirages en ECS. Le niveau de puissance est calculé à partir des besoins journaliers estimés (détaillés dans l'encart ci-dessous).

Encart 5 : Besoins thermiques journaliers estimés en ECS

Des campagnes de mesure des usages énergétiques dans le résidentiel montrent que les besoins en eau chaude sanitaire varient dans des proportions importantes, suivant le nombre de personnes dans le logement, les habitudes de vie, la qualité d'isolation du ballon de stockage, la température de stockage de l'eau, la position du ballon dans l'habitation. Ainsi, des mesures dans des logements de même surface donnent une consommation moyenne variant entre 700 et 5600 kWh/an.

Les besoins en eau chaude sont estimés par le CSTB à 21 kWh/an/m², ce qui correspond à 1680 kWh/an pour un logement de surface moyenne (80 m²). La réglementation thermique RT2000 estime les besoins en eau chaude sanitaire à partir du volume hebdomadaire d'eau mitigée à 40°C par m². Le soutirage est typiquement ponctuel et calé sur les périodes d'occupation.

Là aussi, les données sont ici déterminées par un modèle stochastique. Le tirage aléatoire détermine à quel pas de temps surviennent ces pics et de quelle amplitude. Un facteur représente la variation saisonnière (plus de volume d'eau chaude utilisé en hiver et une température d'eau d'arrivée domestiques plus basse).

Equipements par logement	Besoin énergétique (kWh/jour)
1 évier	1,3 + 0,3 x N
1 évier + 1 lavabo	2,5 + 0,9 x N
1 évier + 1 lavabo + 1 douche	3,5 + 0,9 x N
1 évier + 1 lavabo + 1 petite baignoire	2,0 + 1,3 x N
1 évier + 1 lavabo + 1 grande baignoire	3,8 + 1,3 x N
Idem + 2 ^e cabinet de toilette	3,8 + 1,8 x N

Tableau 6 : Besoin en eau chaude sanitaire dans le résidentiel (N, nombre de personnes)

4.3.3.3. Modélisation économique

Le modèle économique est l'expression des différents coûts d'exploitation (de l'installation vue comme micro-réseau). La fonction *coût total* est déterminante puisqu'elle constitue le critère de performance du pilotage du système.

Le coût d'exploitation comprend les coûts de production, pour les générateurs de type thermique (générateur Diesel ou gaz, moteur Stirling, pile à combustible) et les coûts de transfert énergétique avec le réseau :

- Les débits de combustibles sont déduits à chaque pas de temps des courbes de rendement, des puissances produites (et des valeurs de pouvoirs calorifiques du combustible pour la chaudière) ; le tarif de combustible primaire (gaz, fioul, hydrogène) est supposé fixe sur la période de simulation considérée (journée, semaine...) ;

- A chaque *pas de temps de tarification*, l'énergie, importée ou exportée, est comptabilisée et valorisée au nouveau tarif. Les tarifs à l'achat et à la vente sont connus par l'utilisateur à l'avance (voir 4.2.1) : $[r_{Vente}(t)]$ et $[r_{Achat}(t)]$ avec $t = 0,1, \dots, T$

Le tarif d'achat et de vente d'électricité sera en moyenne le tarif pratiqué actuellement, mais avec des variations dans la journée, basés sur les prix du marché de gros de l'électricité Powernext (Powernext® day-ahead), téléchargeables [POWE]. Cette répercussion sur l'utilisateur des variations des prix du marché par signaux tarifaires permet à l'utilisateur de valoriser financièrement les souplesses techniques d'exploitation dont il dispose.

Pour un plan de production donné $[P_{el,u}(t)]_{t=0,1,\dots,T}^{u=1,\dots,n}$ ($t = 0,1, \dots, T$ et $u = 1, \dots, n$) :

$$Coût_{exploit} \Big|_{[P_{el,u}(t)]} = A = \sum_{t=1}^T A(t)$$

$$A = \sum_{t=1}^T \left[-P_{el-Vente}(t) \cdot r_{Vente}(t) + \sum_{u=1}^n [Coût_u(P_{el,u}(t), t)] + P_{el-Achat}(t) \cdot r_{Achat}(t) \right]$$

Il est important pour la suite de noter que sous cette forme, le coût total est une fonction *additivement séparable* dont la définition générale est la suivante :

$$\forall(i, j), A(x_i, x_j) = A_i(x_i) + A_j(x_j)$$

Cette propriété permet d'obtenir des résultats analytiques au problème d'optimisation. Traduite en termes concrets, cette propriété signifie que le coût d'exploitation sur un pas de temps t ne dépend que des décisions prises sur ce pas de temps.

On peut ajouter également une partie variable du coût de maintenance, ainsi que des coûts de démarrage d'unités. Ces ajouts conservent la propriété de séparabilité.

D'autres approches de modélisation économiques se trouvent également dans la littérature : par exemple, la performance du système peut être exprimée en *prix moyen équivalent du kWh produit* - pour une comparaison avec les modes de production traditionnels.

Enfin, le coût total de l'installation peut également être simulé, sur l'ensemble de la durée de vie de l'équipement.

Dans l'expression de l'ensemble des coûts liés à la consommation énergétique du logement, on distinguera la partie fixe de la partie variable, cette dernière résultant des valeurs des variables de décision à chaque pas de temps :

$$Coût_{total} = Coût_{invest} + \sum_{k=0}^{N_{ans}} \left[\alpha(k) \cdot \sum_{t=1}^{T=1an} (Coût_{exploit}(t + kT)) + Coût_{maint}(kT) \right]$$

avec :

$Coût_{invest} = Coût_{invest} \left[(P_{nom,u})_{u=1,\dots,n} \right]$ coût d'investissement ;

$Coût_{maint} = Coût_{maint}(kT)$; coût de maintenance ramené à une valeur fixe (révision annuelle) et une valeur variable, en fonction des kWh produits ;

$\alpha(k) = \frac{1}{(1+r)^k}$ coefficient d'actualisation, avec r taux de placement.

L'expression du coût complet n'est pas utilisée ici : elle sert aux études de *dimensionnement*, à déterminer sous quelles conditions de tarifs ou de subventions, l'investissement dans une unité de micro-génération résidentielle serait rentable ; et quelle serait l'influence d'une amélioration des caractéristiques techniques des modèles actuellement sur le marché sur la durée de retour sur investissement.

4.4. Stratégies retenues de pilotage

Le cadre général de l'étude vient ainsi d'être posé : les modèles pour chacun des composants du système (sources par type, charges électriques, thermiques, etc.) ont été décrits ; les hypothèses de travail ont été précisées.

Le choix a été également fait d'une architecture de contrôle multi-niveaux : une distinction entre les différents niveaux hiérarchiques de l'architecture de contrôle du système a été faite, à partir des différentes échelles de temps et de la fréquence variable des opérations.

Il s'agit à présent de présenter les stratégies retenues de pilotage du système.

De l'état de l'art sur les algorithmes de pilotage, on a relevé que la plupart de ces stratégies sont développées et ajustées pour des données d'entrée connues a priori – ce qui ne répond qu'en partie aux

besoins d'une architecture complète de commande. Elles ne se sont également applicables souvent que dans le cadre d'une modélisation bien spécifique [FOGG-06]. Il y a donc besoin de stratégie à la fois complète et généralisable.

Une stratégie de pilotage est caractérisée par un critère d'ajustement de la production électrique (et éventuellement thermique) selon la demande, selon la valorisation économique de l'énergie produite et en fonction de différentes contraintes spécifiques dans un environnement donné *incertain*. La conception d'une stratégie de commande devra prendre en compte de nombreux critères de fonctionnement, dont les principaux sont listés :

- le mode de fonctionnement des sources d'énergie. La référence qui leur est fournie ne doit pas provoquer une perte de performances ou une détérioration de ses caractéristiques, comme par exemple la réduction de la durée de vie ;
- les courbes de rendement. Le contrôle doit faire travailler les sources de production dans la plage de puissance où la consommation est optimale ;
- l'utilisation pour diverses applications. La stratégie de commande doit pouvoir être valable et intéressante pour une large gamme de données ; et si possible, transposable à d'autres applications (systèmes hybrides portables ou dédiés au transport...).

En définitive, les critères à retenir sont nombreux et contradictoires. Par conséquent, la stratégie de commande finale devra être le résultat d'un compromis, entre *performance* et *robustesse*.

Trois pistes différentes ont été retenues :

- Optimisation sur la base de prédiction de charges ;
- Détermination de consignes optimales par anticipation ;
- Stratégie de contrôle adaptatif.

Ces approches sont décrites ci-dessous, à partir d'un exemple de réalisation comparable.

4.4.1. Optimisation sur la base de prédiction de charges

La première stratégie retenue repose sur une prédiction des charges (et éventuellement des productions non maîtrisées « au fil de l'eau », de type énergie non renouvelable).

Cette stratégie a été décrite Figure 10, pour illustrer l'architecture de contrôle multi-niveaux :

- Les séquences de charge n'étant pas connues a priori, elles sont prédites, de la veille pour le lendemain, à partir des jeux de données des jours passés, des mesures et des prédictions (météorologiques) à J-1.

- Le système de pilotage J-1, visant l'optimisation du fonctionnement du microréseau du point de vue technique, économique ou écologique, s'exerce au niveau supérieur, sur la base des informations disponibles (état du réseau, disponibilité des générateurs, prévisions de consommation, tarifs en vigueur, etc.) et détermine le *programme de génération des prochaines heures*. Les commandes de niveau inférieur, de contrôle local de tension et courant de chaque générateur et de répartition de charges entre les différents générateurs, sont posées comme assurées.

- La couche de commande réactive gère le suivi des consignes prévisionnelles ainsi que l'écart des déviations par rapport aux prédictions de charge.

Les couches interagissent par transmission des informations : sorties de calcul, mesures réalisées.

Cette stratégie est comparable à la conduite de réseau électrique, pour le responsable d'équilibre.

Exemple de réalisation comparable : [NREL-03]

A partir des données et des mesures au temps t_0 (prix en temps réel du marché, données météo, mesures de la charge, état de charge du stockage, disponibilité des sources sur site), on déduit des projections sur la journée en utilisant des méthodes et outils d'intelligence artificielle (IA). Parmi les outils d'IA, des *réseaux de neurones* de classification (ARTMAP : *Adaptive Resonance Theory for Mapping*), ont été retenus et combinés à de commande floue.

Les mesures sont introduites en entrée d'un réseau de neurones qui s'en sert comme un motif évolutif de base de données. Il peut corrélérer les paramètres mesurés afin d'établir les profils météo, de charge, de demande et de puissance disponible dans les heures à venir. Le motif sélectionné est utilisé pour prédire les tendances futures de tous ces paramètres, ce qui établit une base de renseignements pour la règle de contrôle. Dans cette base de données, les sorties combinées du système (prédiction de

puissance disponible, météo, charge, demande pour les 24h suivantes) sont ainsi utilisées pour déterminer et continuellement redéfinir un ensemble spécifique de conditions d'opérations qui est utilisé par le générateur de consignes.

La règle de contrôle est ensuite choisie en utilisant un algorithme d'optimisation et les résultats des réseaux de neurones ; sa fonction objectif est la maximisation du profit potentiel ou la minimisation du coût domestique, suivant si le foyer considéré est vendeur ou acheteur d'électricité. Les consignes optimales pour les heures à venir sont ainsi calculées a priori ; elles sont adaptées suivant les mesures en temps réel [NREL-03].

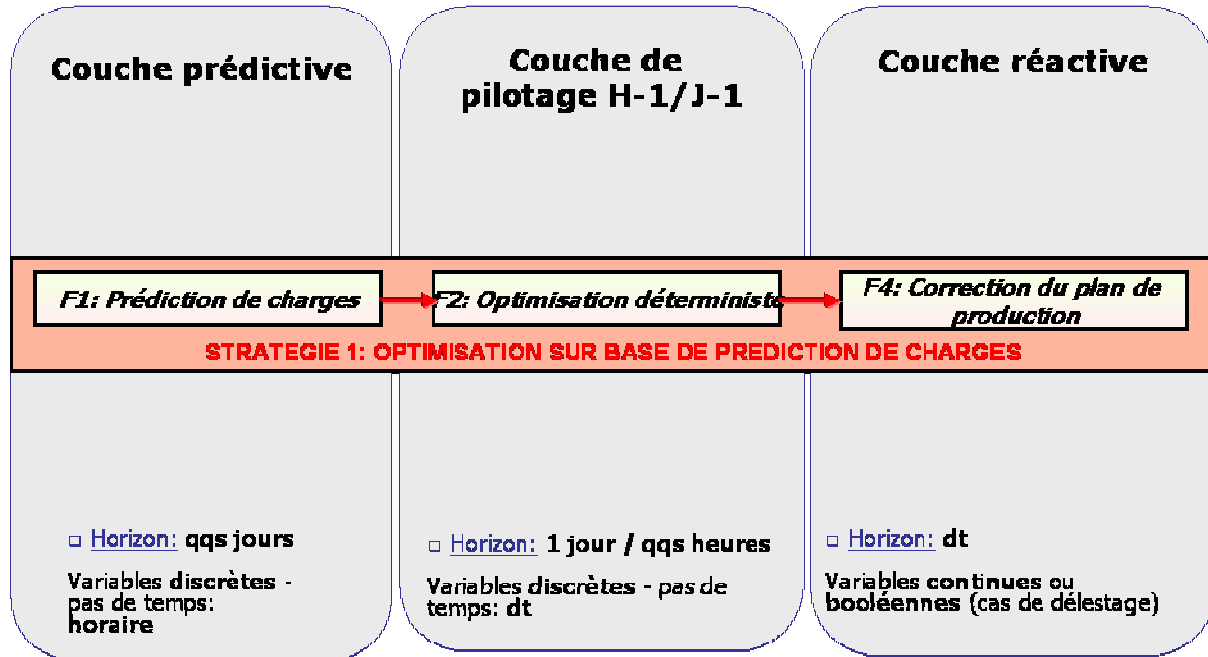


Figure 18 : Principe de la stratégie « Optimisation sur la base de prédiction »

4.4.2. Détermination des consignes optimales par anticipation

La deuxième stratégie retenue est une variante de l'approche par optimisation prévisionnelle, en « court-circuitant » l'étape de prédiction de charge :

- Comme précédemment, les séquences de charge n'étant pas connues a priori, on utilise les mêmes entrées : jeux de données des jours passés, des mesures et des prédictions (météorologiques) à J-1, mais pour déterminer par anticipation directement la séquence de consignes à appliquer, de la veille pour le lendemain. Les commandes de niveau inférieur, de contrôle local de tension et courant de chaque générateur et de répartition de charges entre les différents générateurs, sont posées comme assurées. Pour étendre à une application en temps réel la connaissance *a posteriori* des solutions de gestion optimale des flux d'énergie, il est proposé de recourir aux réseaux de neurones, outils d'intelligence artificielle aptes à approcher la fonction d'optimisation calculée précédemment.

- La couche de commande réactive gère le suivi des consignes prévisionnelles ainsi que l'écart des déviations causées par les fluctuations de charge.

Exemple de réalisation comparable [MORE-06] : système hybride batteries - supercondensateurs pour véhicules électriques.

L'architecture électrique utilise une topologie série, avec la source auxiliaire (des super condensateurs, adaptés à l'échelle de puissance et de temps de l'application) connectée via un convertisseur bidirectionnel buck-boost à la source principale (batteries). Un modèle du convertisseur Buck-Boost exprime le rendement de conversion en fonction de la tension et du courant aux bornes des super condensateurs. Les dynamiques de l'état de charge des batteries et de celui des super condensateurs sont discrétisées par choix d'un pas de temps. Le pilotage optimal se ramène alors à trouver la

séquence de contrôle du courant des super condensateurs (consigne I_{uc}^*) et la trajectoire de la variable d'état minimisant la fonction de coût, expression de la décharge de la batterie, pour un cycle de conduite donné (scénario déterministe).

La résolution numérique utilise la relaxation de Lagrange. Cette optimisation est réalisée sur un jeu de données de 30 circuits de route et comportements routiers différents, avec sauvegardes des données d'entrée et de sortie. Cette base est utilisée pour constituer le réseau de neurones, capables de déterminer la commande optimale en temps réel.

Les données d'entrée du réseau de neurones choisies sont : le courant de charge, la puissance de charge, la vitesse du véhicule et l'énergie cinétique contenue en lui, aux instants k et $(k-1)$. La donnée de sortie du réseau est la consigne en courant des supercondensateurs. De l'ensemble de 30 jeux de données, 10 sont utilisés comme données d'entraînement et 20 comme données de validation. Le rendement final obtenu en simulation est moindre que le rendement théorique idéal (avec connaissance du circuit de route et du type de conduite), mais s'en approche.

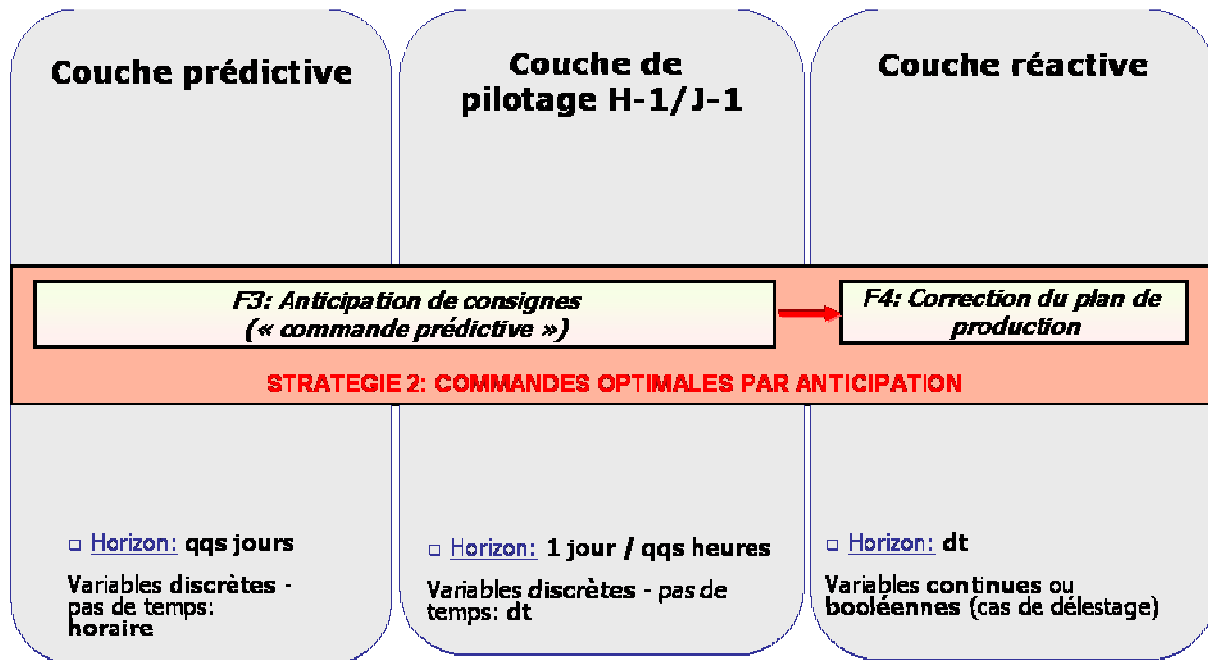


Figure 19 : Principe de la stratégie « Reconnaissance de motif parmi des séquences optimisées »

4.4.3. Stratégie de contrôle adaptatif :

La stratégie de contrôle adaptatif repose sur une sélection de modes de régulation simples (états). A chaque pas de temps, le système est soumis à un seul de ces modes. A tout moment peut survenir un changement d'un mode à un autre (événements). Chaque événement survient sous une condition correspondante, qui est spécifique au mode de régulation d'origine (il n'y a pas d'indétermination).

Cette stratégie permet de ne pas utiliser de méthodes fines de calcul, de prédiction ou de modélisation ; elle nécessite, par contre, un choix pertinent des événements de basculement d'un mode de régulation à un autre : ce choix se justifiera par comparaison avec le plan de production optimal dans le cas idéal déterministe.

La stratégie présente du coup une grande flexibilité et pourrait être généralisable à un large panel de courbes de charges. Par contre, la performance de cette méthode dépend d'un choix adapté des « états » et des « événements » initiant les changements d'états, ce choix reposant sur une connaissance a priori du système.

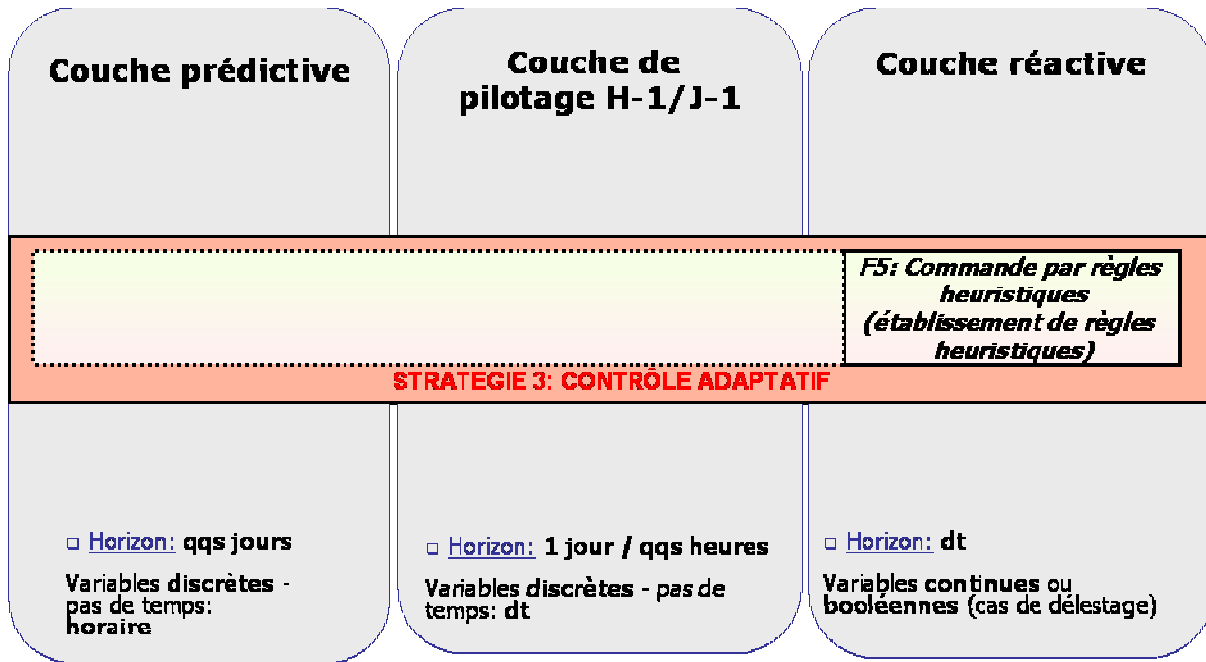


Figure 20: Principe de la stratégie de contrôle adaptatif

La représentation par automate à états finis de la stratégie de contrôle est donnée dans l'exemple de la figure ci-dessous. Les cercles représentent les modes de régulation du système (états). Les flèches indiquent les changements d'un mode à un autre (événements). Chaque événement survient sous une condition correspondante, qui est spécifique au mode de régulation actuel (il n'y a pas d'indétermination). A chaque pas de temps, la stratégie de contrôle impose un mode de régulation et un seul.

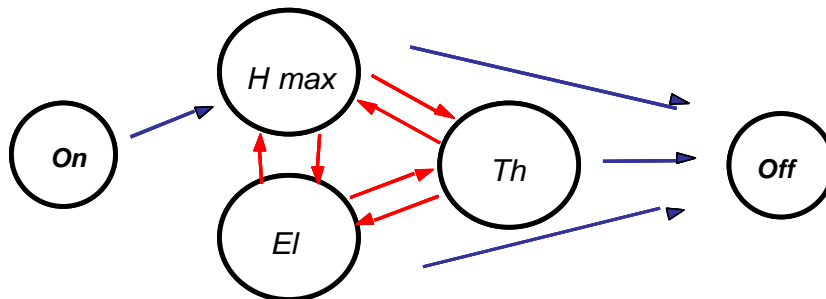


Figure 21 : stratégie de contrôle proposée

Application au problème de pilotage multi-sources pour le bâtiment.

Cette stratégie est illustrée par le cas de figure d'une installation avec unité de micro-cogénération (et chaudière thermique, en complément).

Trois modes de fonctionnement sont retenus : *Suivi Thermique*, *Suivi Electrique*, *Rendement Electrique Maximal*. Les modes « démarrage » et « arrêt » sont également ajoutés. Au démarrage, dès que la puissance émise dépasse zéro, il a été choisi de toujours basculer vers le même mode (*Rendement Electrique Maximal*) pour débiter.

Exemple de réalisation comparable [JIAN-05] : système hybride pile à combustible / batterie pour portable.

La répartition des flux d'énergie entre les sources est imposée via un convertisseur DC/DC placé entre la pile et la batterie, en fonction de la demande. Le contrôle du hacheur devient un problème complexe multi-objectifs : le convertisseur doit arbitrer le flux de puissance entre la pile à combustible et la

batterie de manière à satisfaire les besoins électriques (qui ne sont pas connus a priori) tout en déterminant des phases de recharge de la batterie et en assurant cette opération à l'intérieur des limites de fonctionnement imposées par les caractéristiques électrochimiques des composants : surcharge, limite de décharge, limite de courant de la pile, etc.

Dans la configuration du système hybride, la seule variable de contrôle est le rapport cyclique du convertisseur. En changeant le rapport cyclique, le courant de sortie de la pile à combustible et le courant (ou la tension) de la batterie peuvent être régulés mais pas de manière indépendante.

La stratégie de contrôle repose sur trois modes de régulation : mode CFCC (courant de pile à combustible constant), mode CBC (courant de batterie constant) et mode CBV (tension de batterie constante).

Si la tension aux bornes de la batterie dépasse la tension de référence, qui pourrait correspondre à des conditions de demande nulle ou faible en même temps qu'un état de charge élevé de la batterie, le mode CBV s'applique. Sous ce mode de fonctionnement, le courant de sortie de la pile à combustible et le courant de décharge de la batterie devront être sous les valeurs de courant limite fixées. Si l'une ou l'autre de ces limites est atteinte (ce qui correspondrait à une situation de charge élevée ou de charge moyenne mais avec un faible état de charge de la batterie), le mode CFCC (courant de pile à combustible constant) ou le mode CBC (courant de batterie constant) s'applique, suivant la charge. Si la demande électrique fait baisser le courant de la pile à combustible sous la valeur de la limite basse fixée, le courant de charge de la batterie doit être régulé afin de protéger la batterie : le mode CBC s'applique. Si la puissance demandée est forte, le courant de court-circuit peut atteindre sa limite supérieure ; alors, le mode CFCC doit s'appliquer. Dans un tel cas, la batterie peut être déchargée ou chargée depuis un état de charge initial assez bas.

A chaque pas de temps, la stratégie de contrôle sélectionne un mode de régulation, et ainsi, le convertisseur est soumis à un seul objectif de contrôle. Le rapport cyclique du convertisseur est alors calculé et réglé suivant cet objectif. Quel que soit le changement notable dans les variables surveillées de la pile à combustible, de la batterie ou de la charge, la stratégie de contrôle basculera à un autre mode régulation et la sortie de contrôle (le rapport cyclique du convertisseur) sera calculée d'une nouvelle manière, conformément au nouvel objectif. Cette méthode permet d'implémenter une stratégie multi-objectifs tout en agissant sur une seule variable de contrôle : en d'autres termes, elle permet de réguler tout à la fois le courant de la pile à combustible, le courant de charge ou la tension de la batterie, tout en limitant le courant de décharge de la batterie. Les modes « démarrage » et « arrêt » ont aussi été ajoutés.

4.5. Fonctions nécessaires pour implémenter les trois stratégies

Les stratégies retenues imposent de proposer les fonctions nécessaires à la réalisation du pilotage souhaité ; ces fonctions identifiées sont les suivantes :

- Optimisation du plan de production ;
- Prédiction de charge ;
- Anticipation de consignes ;
- Correction d'écarts ;
- Etablissement de règles.

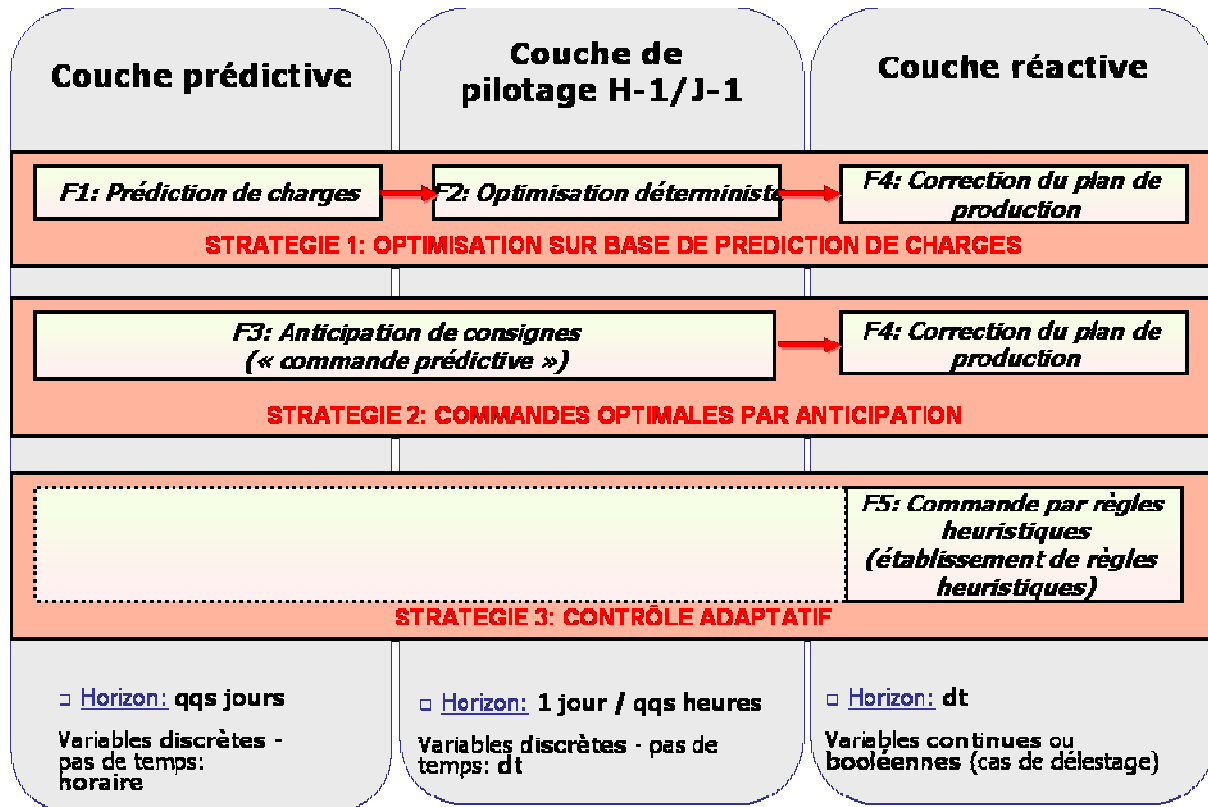


Figure 22: Fonctions et stratégies de pilotage proposées

- ❖ **F1 : Prédiction de charge** : utiliser les données accessibles à un instant t (mesures instantanées, mesures des jours et instants précédents) et de prévisions extérieures (météorologiques, par exemple) pour obtenir en réponse, une courbe prévisionnelle de charge pour la période considérée (de quelques heures à une journée).
De même, la prédiction de production de générateur intermittent, du type au-fil-de-l'eau, du même type, qui ferait appel aux mêmes méthodes et outils algorithmiques.
Méthode choisie : méthodes d'apprentissage artificiel par réseau de neurones (perceptron multi-couches) ;
Détails : fonction traitée dans le Chapitre 6.
- ❖ **F2 : Optimisation déterministe du plan de production** : assurer le bilan de puissance au moindre coût, sur une période donnée, les générateurs étant disponibles et la demande étant connue ; l'algorithme permet en outre de déterminer également les séquences optimales d'arrêts et de mises en marches des unités de production.
Méthode choisie : algorithmes d'optimisation déterministes (programmation dynamique, programmation linéaire mixte entière) ;
Détails : fonction traitée dans le Chapitre 5.
- ❖ **F3 : Anticipation de consignes** : utiliser les données accessibles à un instant t (mesures instantanées, mesures des jours et instants précédents) et de prévisions extérieures (météorologiques, par exemple) pour obtenir en réponse, directement le plan prévisionnel de production du système multi-sources, pour la période considérée (de quelques heures à une journée) ; l'algorithme doit en outre permettre de donner les séquences d'arrêt et de mise en marche des unités de production.

Méthode choisie : méthodes d'apprentissage artificiel par réseau de neurones (perceptron multi-couches) ;

Détails : fonction traitée dans le Chapitre 7.

- ❖ **F4 : Correction d'écarts** : comparer en temps réel et en continu, les valeurs mesurées de charge, de puissance produite par les générateurs intermittents pour déterminer en réponse la correction immédiate des consignes imposées aux générateurs commandables ou au convertisseur de batterie ; la stratégie corrective peut éventuellement déterminer des ordres de délestage de charges thermiques reportables.

Méthode choisie : algorithme de corrections par le gradient, optimisations itératives ;

Détails : fonction traitée dans le Chapitre 8.

- ❖ **F5 : Commande par règles heuristiques** : utiliser les données accessibles à un instant t (mesures instantanées, mesures des jours et instants précédents) et de prévisions extérieures (météorologiques, par exemple) pour obtenir en réponse, directement le plan prévisionnel de production du système multi-sources, pour la période considérée (de quelques heures à une journée) ; l'algorithme doit en outre permettre de donner les séquences d'arrêt et de mise en marche des unités de production.

Méthode choisie : régulateur flou avec établissement de règles par la méthode Wang-Mendel ;

Détails : fonction traitée dans le Chapitre 9.

Les fonctionnalités nécessaires à l'implémentation des stratégies font l'objet de toute la partie suivante de ce manuscrit.

Cette partie porte sur chacune des fonctions, traitées séparément, avec pour chacune, la formulation, la réponse apportée en termes d'algorithmes, une analyse de la faisabilité et des inconvénients éventuels, et des résultats de simulation.

Deuxième partie :
Fonctions de pilotage

Introduction de la deuxième partie

Dans la première partie, le cadre général de travail a été défini et justifié : les modèles pour chacun des composants du système ont été décrits ; les hypothèses de travail ont été précisées. Le choix a été également fait d'une architecture de contrôle multi-niveaux : une distinction entre les différents niveaux hiérarchiques de l'architecture de contrôle du système a été faite, à partir des différentes échelles de temps et de la fréquence variable des opérations. A partir des stratégies retenues de pilotage du système, des fonctions ont été identifiées, nécessaires à l'implémentation du niveau supérieur de supervision. Ce sont ces fonctions de pilotage qui font l'objet de toute la partie suivante de ce manuscrit : cette partie porte sur chacune des fonctions, traitées séparément, avec pour chacune, la formulation, la réponse apportée en termes d'algorithmes, une analyse de la faisabilité et des inconvénients éventuels, et des résultats de simulation.

Les approches d'optimisation des flux énergétiques sont des approches déterministes, supposant une connaissance parfaite dans l'horizon temporel considéré, par exemple une journée. C'est l'objet du Chapitre 5, autour de la fonction « Optimisation déterministe du plan de production ». Or, le problème de gestion d'énergie dans l'habitat se caractérise comme on l'a vu par une forte incertitude. Une approche uniquement prévisionnelle est réductrice et inapplicable telle quelle : la moindre erreur sur les entrées ou paramètres du modèle dégrade de fait la performance de la solution « optimale » trouvée, jusqu'à compromettre le gain potentiel par rapport à des modes de pilotage plus classiques, basée sur la régulation en puissance, sur la régulation thermique par thermostat (pour installation de micro-cogénération) ou sur la programmation par tranche horaire, de type heures pleines / heures creuses.

Pour répondre de manière satisfaisante à ces contraintes, nous devons dans un second temps analyser la cause et la nature des incertitudes à prendre en compte. Nous poserons la question de la modélisation de ces incertitudes : peut-on accéder à une connaissance des entrées du système, même imparfaite ; ce qui pose la question de la *prévision* (Chapitre 6)? Peut-on modéliser et prendre en compte l'imperfection de cette connaissance ; auquel cas se pose la question de *l'optimisation en environnement incertain* (Chapitre 9)? Peut-on au contraire faire l'économie d'un modèle de connaissance en approchant à tout moment la commande optimale ; ce qui pose la problématique de *l'anticipation*, dite aussi commande prédictive (Chapitre 7) ?

Enfin, l'aspect imprévisible irréductible lié au facteur humain dans les demandes en énergie amène à considérer la nécessité pour l'architecture de contrôle commande de disposer d'une capacité réactive avec un temps de réponse court, ce qui pose la question de la *stratégie réactive* (Chapitre 8).

Chapitre 5

5. Problème déterministe – optimisation du plan de production

Ce chapitre vise à étudier la fonction identifiée précédemment comme « *optimisation déterministe de plan de production* » (F2) et répondre ainsi au besoin de la couche de commande de planification H-1. Il s'agit d'assurer le bilan de puissance au moindre coût, sur une période donnée, les générateurs étant disponibles et la demande étant connue ; l'algorithme doit permettre en outre de déterminer également les séquences optimales d'arrêts et de mises en marches des unités de production.

On suppose disposer de l'ensemble de l'information (météo, courbes de charge) : quelles seraient les consignes des générateurs à chaque pas de temps, permettant de minimiser les coûts, dans un scénario de tarification variable (vente et rachat) ?

On peut se ramener avec la modélisation adéquate à un problème d'*optimisation*

Ce chapitre concerne la résolution de ces problèmes : quel algorithme d'optimisation choisir ? Quelles en sont les performances, et les ressources nécessaires en terme de temps de calcul ?

5.1. Typologie des problèmes d'optimisation

La modélisation choisie impose des caractéristiques communes permettant de se ramener à un problème d'optimisation :

Rappel des caractéristiques communes :

- **Fonction objectif** : il s'agit de maximiser le bénéfice (ou le rendement global du système) ou de *minimiser le coût total* d'exploitation.
- **Tarification** : l'objectif étant économique, les décisions vont être prises afin d'exploiter au mieux les possibilités offertes par une génération locale d'électricité ; les scénarios posent une *tarification dynamique* à la revente et à l'achat d'électricité.
- **Pas de temps** : les décisions étant déterminées par les inputs tarifaires, le pas de temps doit être cohérent avec le comptage d'énergie et les fluctuations de tarifs. On privilégiera un pas de temps de 5 à 10 minutes.
- **Sources (commandables)** : les générateurs commandables seront modélisés en première approximation sous la forme $\eta_u = \eta_u(P_{el,u})$, c'est-à-dire d'un rendement du générateur, fonction du niveau de charge. Cela équivaut à exprimer le coût de production en fonction de la puissance produite. Pour ces sources, des contraintes de démarrage et de fonctionnement seront prises en compte, avec les coûts associés.
- **Architecture** : les systèmes étudiés sont connectés au réseau (mais peuvent être amenés à fonctionner en autonome sur un mode îloté).
- **Charge** : modélisée stochastiquement par ensemble de charges, elle est ici considérée globalement, en entrée du système, exprimée en puissance.

Un découpage en plusieurs configurations est proposé ; en effet, l'installation électrique peut présenter différentes caractéristiques, ce qui nécessite un traitement spécifique.

Une résolution est ensuite proposée pour chacune des configurations identifiées :

Configuration 1 (SP1) :

Le système multi-sources ne comporte que des générateurs électriques *commandables*, couplés et connectés au réseau. L'architecture est posée idéale ; on néglige les pertes.

Pour l'optimisation dans le scénario déterministe (charge connue), on se ramène alors à un problème de type O.E.D (*Optimal Economic Dispatch*), avec planification de production sans contrainte réseau (détails dans le chapitre 3.1).

Par exemple, en posant les fonctions de coût de production comme étant *quadratiques*, on obtient :

$$A = \sum_{t=1}^T A(t)$$

$$A = \sum_{t=1}^T \left[-P_{el-Vente}(t) \cdot r_{Vente}(t) + \sum_{u=1}^n (\alpha_{u,0} + \alpha_{u,1} \cdot P_{el,u}(t) + \alpha_{u,2} \cdot P_{el,u}^2(t)) \cdot Coût(t) + P_{el-Achat}(t) \cdot r_{Achat}(t) \right]$$

Le problème d'optimisation s'exprime alors sous la forme :

Minimiser A

$$\text{Soumis à : } \left\{ \begin{array}{l} \sum_{u=1}^n P_{el,u}(t) + P_{el-Achat}(t) = P_{ch}(t) + P_{el-Vente}(t) \\ P_{el-Achat} \geq 0 \\ P_{el-Vente} \geq 0 \\ P_{el_min,u} \cdot OF_u(t) \leq P_{el,u}(t) \leq P_{el_max,u} \cdot OF_u(t) \\ OF_u(t) = 0 \text{ ou } 1 \end{array} \right.$$

Configuration 2 (SP2) :

Le système multi-sources comporte des générateurs *commandables* et des générateurs aléatoires, de type à énergie renouvelable (par exemple, les architectures à base de photovoltaïque). Les générateurs sont couplés et connectés au réseau. L'architecture est posée idéale ; on néglige les pertes.

Pour l'optimisation dans le scénario déterministe (charge connue), on se ramène également à un problème de type O.E.D (*Optimal Economic Dispatch*), avec planification de production sans contrainte réseau, mais avec une part de la production aléatoire et non maîtrisée.

Configuration 3 (SP3) :

De même que pour la configuration 2, mais en prenant en compte une unité de stockage dans l'installation. L'architecture est posée idéale ; on néglige les pertes.

La stratégie à mettre en œuvre peut se révéler plus complexe : il faut prendre en compte des contraintes de charge et de décharge de l'unité de stockage ; d'autre part, si cette unité est de type batterie électrochimique, le rendement de stockage (et de décharge) est sensible à l'état de charge.

Configuration 4 (SP4) :

De même que pour la configuration 3, mais en prenant en compte une possibilité de délestage de charges pour chercher des gains supplémentaires. Un pourcentage de la charge globale est supposé délestable, à tout moment ; le choix de délester ou non ne s'effectuant que, si le gain attendu du délestage dépasse un seuil arbitraire. Cet arbitrage entre confort et économie pourrait être modélisé sous forme : $P_{delest} = f(Gain_{seuil})$.

Configuration 5 (SP5) :

Les configurations sont aussi considérées également à une dimension, multi-physique, pour un système énergétique englobant l'électrique et le thermique : les générateurs du système pourront être purement électriques, électriques et thermiques (micro-cogénérateurs) ou purement thermiques (chaudières, etc.).

Dans ce cas de figure, on devra tenir compte également des contraintes thermiques de l'installation, ainsi que des besoins thermiques. Comme pour la charge électrique, la charge thermique est considérée globalement, en entrée du système, exprimée en puissance.

Une configuration supplémentaire avait été envisagée, prenant en compte le réseau électrique de l'installation côté client, notamment les longueurs de câbles BT. Cette considération ne modifiant en rien les résultats et les points d'équilibre, elle n'est pas intéressante et n'a pas été retenue.

Une fois les différentes configurations explorées, en supposant le pilotage assuré par un contrôleur local, on peut également s'intéresser à la problématique plus large d'un contrôleur de voisinage agrégeant les consignes vers une communauté de contrôleurs locaux.

En vision finale, il est possible d'imaginer travailler sur le concept d'installation vue comme « nœud énergétique » (*energy hub* [GEID-05]).

5.2. Caractérisation temporelle des problèmes

5.2.1. Analyse du problème posé par la discrétisation

En modélisant les aspects environnementaux et économiques de satisfaire une demande électrique, voire également thermique, par une combinaison de sources et de recours au réseau, il est habituel d'utiliser, pour les variables, une précision temporelle assez grossière (généralement d'une heure), pour les pas de temps. Il est plus facile d'obtenir ces données horaires ; elles sont compatibles avec les données de prix d'énergie disponibles et on évite des temps de calcul trop longs. Cela peut être approprié pour les applications importantes où la demande est raisonnablement lissée, mais cela n'est pas forcément justifié pour notre problématique, où la demande présente une volatilité substantielle, comme c'est le cas pour du petit résidentiel.

Des études [HAWK - 05] ont montré que l'usage d'une telle plage de temps aboutit à une moyennisation décalant sensiblement les revenus globaux sur le plan économique et environnemental de l'usage de micro cogénération. Une plus fine précision temporelle est indispensable pour déterminer les caractéristiques techniques et les plages de puissance vers lesquelles doivent tendre les unités de cogénération. L'analyse montre que dans certains calculs d'optimisation du dimensionnement, la puissance est réduite de plus de la moitié en utilisant des données horaires au lieu de données de précision de 5 minutes. Quand on considère uniquement le pilotage optimal d'un générateur et d'une chaudière de capacités données, les quantités d'énergie délivrées par les différents composants du système de fourniture d'énergie varient jusqu'à 40% suivant la précision choisie. De même, les émissions totales de CO₂ sont surestimées largement avec des données initiales grossières. Cet écart se retrouve dans l'évaluation économique sur toute la durée de vie des unités de cogénération.

5.2.2. Solution adoptée pour la discrétisation

Pour les problèmes déterministes étudiés, il apparaît que l'unité de temps doit être inférieure ou égale au pas de temps de tarification, imposé par le scénario économique choisi ; en effet, à nouveaux tarifs, on aboutit à de nouveaux points d'optimum dans la répartition de puissance entre générateurs et avec le réseau. On choisira donc : $\Delta t = (1/n) \Delta t_a$ (Δt_a pas de temps de tarification)

On vérifie à chaque sous-problème si une discrétisation plus fine modifie ou non les résultats obtenus à l'intérieur de cette plage de temps.

Enfin, comme il s'agit de problèmes séquentiels et de suite de décisions dans le temps, il a été vérifié que le choix de l'heure de départ des séquences journalières (qu'on fixe conventionnellement à minuit) n'influait pas le résultat, pour autant que les conditions initiales soient cohérentes, dans chaque cas. Cette vérification a été effectuée.

5.3. Résolution

Dans les différentes stratégies de pilotage de système multi-sources pour le bâtiment, il est nécessaire de savoir déterminer dans le cas déterministe (toutes les entrées parfaitement connues) le plan optimal

de production ou les consignes optimales, soit parce qu'un algorithme d'optimisation est directement utilisé à une des étapes de la stratégie de pilotage, soit parce qu'il est nécessaire de pouvoir se référer au cas idéal pour évaluer, valider et tester différentes méthodes et différents choix de paramètres. La problématique d'optimisation est illustrée par l'exemple de la configuration 1 du paragraphe précédent.

Rappel :

Fonction objectif : maximiser le bénéfice (ou le rendement) / minimiser les coûts.

1^{ère} configuration :

- Tarifications dynamiques à la vente et à l'achat ;
- Pas de stockage ;
- Sources commandables ;
- Fonction de coût quadratique ;
- Contraintes de démarrage, avec coût associé ;
- Architecture idéale (pas de pertes).

On se trouve ici face à un problème dit O.E.D (*Optimal Economic Dispatch*), avec planification de production, sans contrainte réseau.

$$A = \sum_{t=1}^T A(t)$$

$$A = \sum_{t=1}^T \left[-P_{el-Vente}(t) \cdot r_{Vente}(t) + \sum_{u=1}^n (\alpha_{u,0} + \alpha_{u,1} \cdot P_{el,u}(t) + \alpha_{u,2} \cdot P_{el,u}^2(t)) \cdot Coût(t) + P_{el-Achat}(t) \cdot r_{Achat}(t) \right]$$

Le problème d'optimisation s'exprime alors sous la forme :

Minimiser A

Soumis à :

$$\begin{aligned} \sum_{u=1}^n P_{el,u}(t) + P_{el-Achat}(t) &= P_{ch}(t) + P_{el-Vente}(t) \\ P_{el-Achat} &\geq 0 \\ P_{el-Vente} &\geq 0 \\ P_{el_min,u} \cdot OF_u(t) &\leq P_{el,u}(t) \leq P_{el_max,u} \cdot OF_u(t) \\ OF_u(t) &= 0 \text{ ou } 1 \end{aligned}$$

Un rapide tour d'horizon amène au constat que un grand nombre d'algorithmes sont disponibles et ont été utilisés pour répondre à ce type de problèmes, moyennant des simplifications et des hypothèses préalables. La liste ci-dessous des types d'algorithmes rencontrés est non exhaustive :

- Programmation linéaire ;
- MILP (*Mixed Integer Linear Programming*) ;
- Liste de priorités (cas de générateurs aux coûts incrémentaux⁵ constants)
- Programmation dynamique ;
- Programmation dynamique floue ;
- SQP (*Sequential Quadratic Programming*) [MOMO-99] ;
- Méthodes métaheuristiques : colonies de fourmis ; essaims de particules ; algorithmes génétiques [MIRA-94] [MOMO-01].

La difficulté qui se pose à ce niveau n'est donc pas vraiment dans la résolution du problème d'optimisation, qui, comparé aux problèmes classiques de dispatching et d'optimisation sur réseau électrique [MOMO-01], est de taille modeste (faible nombre de générateurs) et à faibles contraintes (pas de nécessité de prise en compte de limitations dues au réseau), et donc, réalisable par nombre de méthodes. La difficulté se trouve ici dans le choix *justifié* d'une méthode, préférable aux autres, pour son adéquation au problème tel que formulé, sa rapidité d'exécution, sa fiabilité, sa facilité de

⁵ Voir définition dans le sous-chapitre suivant 5.4

programmation, sa flexibilité pour l'adaptation à d'autres configurations, etc. Comme nous le verrons dans le chapitre 9, les incertitudes pourront amener à relancer plusieurs fois la résolution du problème si les données d'entrée sont mal estimées.

5.4. SP1 : Générateurs commandables

5.4.1. Reformulation du problème

Modèle : plusieurs sources commandables en puissance, de type groupe électrogène

Dans cette configuration initiale, l'objectif est de minimiser la facture énergétique totale, c'est-à-dire les coûts, en satisfaisant la demande énergétique en entrée, sur la période de temps considérée. Soit :

$$A = \sum_{t=1}^T A(t)$$

$$A = \sum_{t=1}^T \left[-P_{el-Vente}(t) \cdot r_{Vente}(t) + \sum_{u=1}^n (\alpha_{u,0} + \alpha_{u,1} \cdot P_{el,u}(t) + \alpha_{u,2} \cdot P_{el,u}^2(t)) \cdot Coût(t) + P_{el-Achat}(t) \cdot r_{Achat}(t) \right]$$

Le problème d'optimisation s'exprime alors sous la forme :

Minimiser A

$$\text{Soumis à :} \quad \left\{ \begin{array}{l} \sum_{u=1}^n P_{el,u}(t) + P_{el-Achat}(t) = P_{ch}(t) + P_{el-Vente}(t) \\ P_{el-Achat} \geq 0 \\ P_{el-Vente} \geq 0 \\ P_{el_min,u} \cdot OF_u(t) \leq P_{el,u}(t) \leq P_{el_max,u} \cdot OF_u(t) \\ OF_u(t) = 0 \text{ ou } 1 \end{array} \right.$$

A partir de cette formulation du problème O.E.D, il est possible de se ramener à une minimisation d'un coût *séparable* évoluant dans le temps le long d'une trajectoire :

$$A = \sum_{u=1}^n c_u = \sum_{u=1}^n c_u(P_{el,u})$$

En considérant l'énergie échangée avec le réseau, comme venant d'une n ième unité de production (capable d'absorber également de la puissance), la contrainte de balance production – consommation peut s'écrire sous la forme :

$$\sum_{u=1}^n P_{el,u}(t) - P_{ch}(t) = f(P_{el,u}(t)) = 0$$

On définit la fonction de contrainte d'égalité (équilibre production/consommation) $f = f(P_{el,u}(t))$

(la contrainte est respectée pour tout plan de production $[P_{el,u}(t)]_{u=1,\dots,n}^{t=0,1,\dots,T}$ si pour tout $t = 0,1,\dots,T$, la fonction $f(t) = f(P_{el,u}(t)_{u=1,\dots,n}) = 0$).

Cette équation signifie que sur les n variables de générateurs contrôlables, seulement $(n-1)$ peuvent être déterminées indépendamment.

La procédure pour trouver l'optimum sous contraintes de ce type de problème est la suivante. On écrit d'abord la fonction de coût sous forme augmentée :

$$A^* = A - \lambda \cdot f$$

où f est la fonction de contrainte d'égalité et λ le multiplicateur de Lagrange. Il s'agit alors de résoudre les n équations :

$$\frac{\partial A^*}{\partial P_{el,u}} = \frac{\partial A}{\partial P_{el,u}} - \lambda \cdot \frac{\partial f}{\partial P_{el,u}} = 0 \quad u = 1 \cdots n$$

Apparaissent dans le premier terme de l'équation les *coûts incrémentaux* (CI_u) définis comme suit :

$$CI_u = \frac{\partial A}{\partial P_{el,u}} = \frac{\partial A_u}{\partial P_{el,u}} \quad u = 1 \cdots n$$

$$\frac{\partial f}{\partial P_{el,u}} = 1 \quad u = 1 \cdots n$$

Ces coûts incrémentaux représentent la pente de la courbe des coûts de production. Les coûts de production sont typiquement déterminés *empiriquement* et exprimés sous forme analytique par une méthode quelconque d'*interpolation*. Une forme la plus communément utilisée est l'expression des courbes de coûts sous forme polynomiale :

$$A_u(P_{el,u}) = \alpha_{u,0} + \alpha_{u,1} \cdot P_{el,u} + \alpha_{u,2} \cdot P_{el,u}^2 + \cdots$$

Par substitution, nous obtenons les équations correspondantes de *dispatch optimal* :

$$\left| \begin{array}{l} \lambda = (CI_1) = (CI_2) = \cdots = (CI_n) \\ \sum_{u=1}^n P_{el,u} = P_{ch} \end{array} \right.$$

Pour un générateur quelconque, on a ainsi :

$$CI_u = \alpha_{u,1} + 2 \cdot \alpha_{u,2} \cdot P_{el,u}$$

Ces équations établissent que, pour un dispatch optimal, tous les générateurs individuels contrôlables fonctionnent à des coûts de production incrémentaux égaux ; leurs points de fonctionnement respectifs permettent de plus une satisfaction entière de la demande.

La résolution se fait alors numériquement à chaque pas de temps, suivant une procédure d'itération sur les λ , jusqu'à satisfaction de la demande.

En dérivant les équations de *dispatch optimal*, on a supposé tacitement que le résultat de puissance de production de chaque générateur restait dans ses limites permises. Si un ou plusieurs générateurs atteignent leurs limites de fonctionnement (telles qu'exprimé par les contraintes d'inégalité), on emploie la stratégie heuristique suivante :

Si un ou plusieurs générateurs sortent de leurs limites de fonctionnement, la stratégie optimale devient celle figeant ces générateurs à leurs points-limites et permettant l'égalité des coûts incrémentaux des générateurs restants.

5.4.2. Méthode de résolution

En considérant l'achat et la vente d'électricité sur le réseau comme un générateur virtuel, à coût incrémental constant (le tarif) sans contrainte dynamique et immédiatement disponible, on a pu ainsi se ramener à une résolution similaire à celle d'une optimisation d'opération d'un système de générateurs électriques, sans pertes réseau.

Une adaptation est nécessaire pour tenir compte des spécificités du problème et des hypothèses de départ : linéarité par morceau de la fonction de coût du au réseau, du fait de la dissymétrie de tarification ; possibilité de coût incrémental négatif. Ce qui amène à notre proposition d'algorithme suivant :

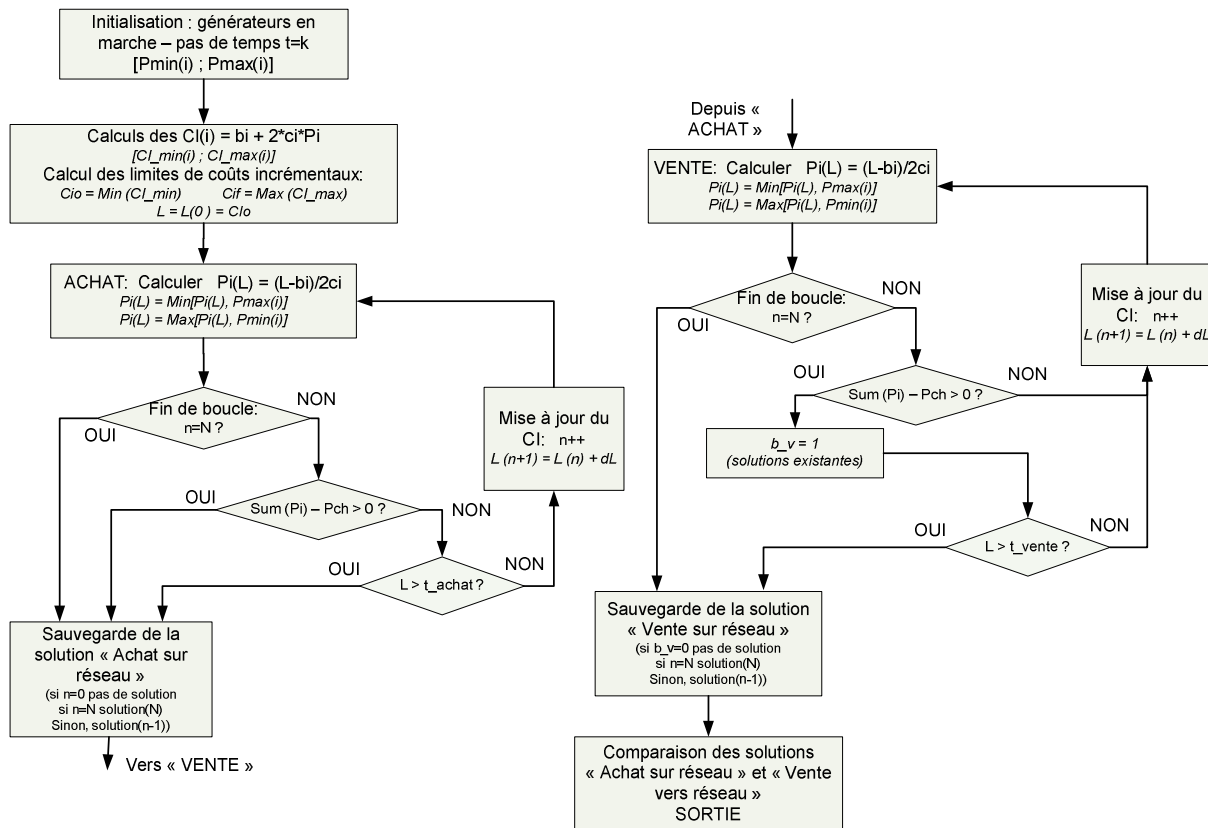


Figure 23: Flow chart du dispatching optimal par pas de temps

Sous la formulation précédente, la résolution se fait successivement, pas de temps par pas de temps ; le problème ne prend pas encore en compte des contraintes supplémentaires de démarrage, qui peuvent être :

- temps minimum de fonctionnement après démarrage : $\Delta t_{O-\min}$;
- temps minimum d'arrêt avant redémarrage : $\Delta t_{F-\min}$;
- pénalisation au démarrage, par un coût associé (*start-up cost*) défini pour chaque unité de production.

Ces contraintes ont leur justification pratique : éviter des allumages et extinctions répétés.

Si on introduit ce dernier coût, le problème devient de minimiser B :

$$B = \sum_{t=1}^T B(t) = \sum_{t=1}^T \left[A(t) + \sum_{u=1}^n \text{Coût}_{dem,u}(t) \right]$$

Aux contraintes existantes se rajoutent les contraintes sur la fonction d'état des générateurs $OF_u(t)$ suivant les paramètres temporels $\Delta t_{O-\min}$ et $\Delta t_{F-\min}$

Cette formulation du problème se prête à l'emploi de la programmation dynamique pour la résolution. Cette méthode d'optimisation est particulièrement bien adaptée aux problèmes séquentiels, c'est-à-dire aux problèmes où l'on désire minimiser un coût *séparable*, évoluant dans le temps le long d'une trajectoire.

A l'évolution dynamique du système, on associe les variables suivantes :

- la variable de temps, notée t , prenant des valeurs discrètes ;
- la variable d'état, notée $x(t)$, représentant un point de la trajectoire dynamique du système à l'instant t ;
- la variable de commande, ou de décision notée $u(t)$.

Pour notre problème, la variable de décision serait ainsi le choix de démarrer ou d'éteindre chaque générateur à l'instant t ; tandis que l'état à chaque instant t serait la combinaison de générateurs en fonctionnement, forcé ou non, et de générateurs à l'arrêt, disponibles ou non. A chaque étape, une fois figée la valeur de la variable de décision, on sait déterminer la répartition optimale de puissance entre générateurs, par le biais de l'algorithme précédent.

Pour obtenir un plan de production avec le coût total minimal, un algorithme récursif complet est ainsi proposé, qui nécessite le calcul de coût minimal à l'étape t , avec l'état J .

$$C(t, J) = \text{MIN}_{k \in \{K\}} [A(t, J) + \text{Coût}_{dem}(t-1, k : t, J) + C(t-1, k)]$$

$C(t, J)$ coût minimal pour arriver à l'état J à l'étape t
 $\text{Coût}_{dem}(t-1, k : t, J)$ coût de démarrage d'unité(s) pour se retrouver de l'état $(t-1, k)$ à l'état (t, J)
 $A(t, J)$ coût de production d'énergie à l'étape t et dans l'état J
 $\{K\}$ ensemble des états faisables à l'étape $(t-1)$.

Le processus d'optimisation dynamique répond au principe d'optimalité de Bellman : une suite de décisions est optimale si, quelque soient l'état et l'instant considérés sur la trajectoire qui lui est associée, les décisions ultérieures constituent une suite optimale de décisions pour le sous-problème dynamique ayant cet état et cet instant comme conditions initiales.

La programmation dynamique est préférée aux algorithmes de type récursifs, pour la résolution du problème, car nécessitant moins de calculs et prenant en compte les contraintes de démarrage :

L'algorithme de résolution devient donc :

Depuis $k=1$ à $k=N$, FAIRE :

Pour tout état Eg_i

Pour tout état Eg_j tel que $(Eg_j, t=k-1) \mapsto (Eg_i, t=k)$ soit une transition admissible

DETERMINER la fonction de coût $C_{Trans}^k(Eg_i, Eg_j)$:

TROUVER la valeur de $Eg_j^*(k-1)$ telle que $C_{Trans}^k(Eg_i, Eg_j)$ soit minimal

POSER $\text{Predecesseur}(Eg_i, k) = (Eg_j^*, k-1)$

CALCULER $C(Eg_i, k) = C(Eg_j^*, k-1) + C_{Trans}^k(Eg_i, Eg_j)$

PASSER à l'état Eg_i suivant.

Fin.

L'algorithme complet peut se résumer par le schéma de la Figure 24. Comme on le voit, le rajout de conditions finales ne pose pas de problème dans le cadre de cet algorithme : à la dernière étape de la résolution, on posera l'état k final comme fixé, avant de retracer la succession d'états correspondant à la solution optimale aboutissant à cet état k à l'étape T .

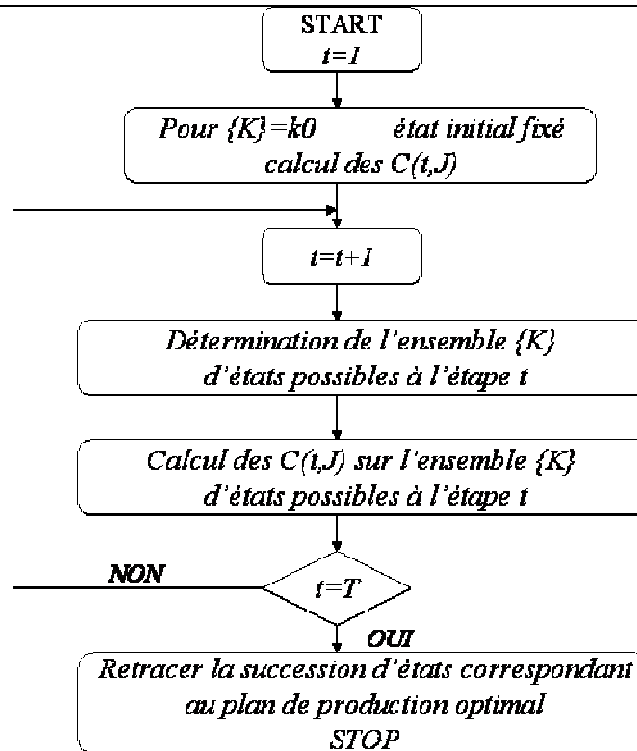


Figure 24 : Algorithme de résolution par programmation dynamique

5.4.3. Simulation (SP1)

5.4.3.1. Scénario

Comme les cas suivants et leurs algorithmes correspondants découlent de cette première configuration, les résultats seront ici plus détaillés.

On se donne le cas d'application suivant « Scénario 1 » (les valeurs numériques ne sont pas tirées d'un exemple réel, mais sont ici illustratives) de deux générateurs commandables de caractéristiques complémentaires, l'un, G1, de rendement maximal à faible charge (caractéristique plutôt typique de PAC), l'autre à puissance nominale (générateur Diesel), G2.

Pour éviter des résultats triviaux (préférence systématique d'un générateur par rapport à l'autre), les coûts marginaux de production sont en moyenne comparables : autour de 09 c€/kWh

Générateurs	Coordonnées de courbes de coût ⁶			Domaine de fonctionnement (kW)	Coût de démarrage/ temps avant re-démarrage (€ et min)
	(€)	(€/kWh)	(€/kWh ²)		
G1	1.31*10 ⁻⁴	0.130	0.0074	[0.125 1.25]	0.018 - 120
G2	-3.61*10 ⁻⁴	0.1347	0.0012	[0.15 2.1]	0.009 - 0

Tableau 7: Caractéristiques des générateurs (Scénario 1)

A chaque pas de temps de tarification, l'énergie, importée ou exportée, est valorisée à un nouveau tarif. Les tarifs à l'achat et à la vente se présentent sous la forme :

$$r_{Vente} = [r_{Vente}(t)] \quad t = 0,1,\dots,T$$

$$r_{Achat} = [r_{Achat}(t)] \quad t = 0,1,\dots,T$$

⁶ Modèle de fonction de coût : $c_u = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot P_{el}(t) + \alpha_2 \cdot P_{el}^2(t)$

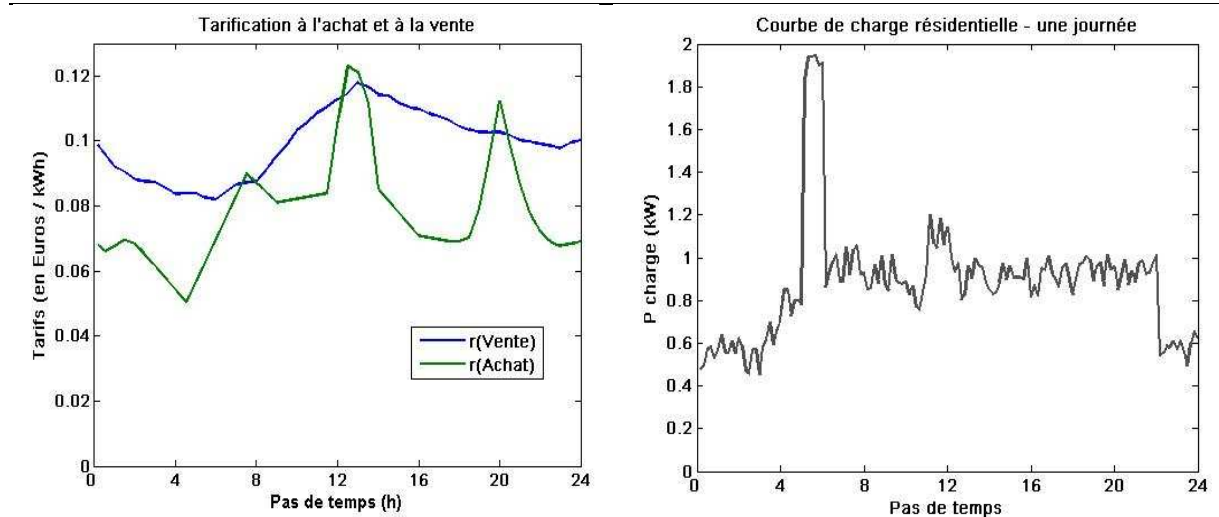


Figure 25 : Tarifications et courbe de charge sur une journée (Scénario 1)

5.4.3.2. Résultats sur un pas de temps

La démarche de résolution suppose, qu'à une transition d'états donnée sur un pas de temps (c'est-à-dire, à une combinaison particulière (ON/OFF) des générateurs), on sache déterminer le plan de production optimal sur ce pas de temps.

Exemple (a), à $t = 10h00$ - $P_{ch} = 1.04 kW$; $r_a = 9.45 c\text{€}$; $r_v = 9.7 c\text{€}$ - état $(1, 1)$ = les deux générateurs en marche.

Pour l'exemple (a), l'algorithme par itération sur les coûts incrémentaux croissants, détaillé dans la Figure 23, donne le point de réglage optimal : l'optimum se trouve à l'intérieur de la plage de fonctionnement des générateurs ($P_{opti-1} = 0,57 kW$; $P_{opti-2} = 1,61 kW$).

Le coût total de fourniture d'énergie s'établit alors à :

$$\text{Coût}_{\text{exploit}} \Big|_{t=10h00} = A_{\text{opti}}(t = 10h00) = 0.0927 \text{ €}$$

Une comparaison avec les autres *consignes de production* possible sur ce pas de temps, permet d'illustrer notre détermination du point optimal : le coût total sur le pas de temps est représenté Figure 26, en fonction des puissances des générateurs.

Effectivement, on y retrouve visuellement l'optimum (optimum global). D'autre part, est rendue visible la discontinuité du gradient du coût, liée au basculement d'un mode « *export d'électricité vers le réseau* » à un mode « *import d'électricité depuis le réseau* ».

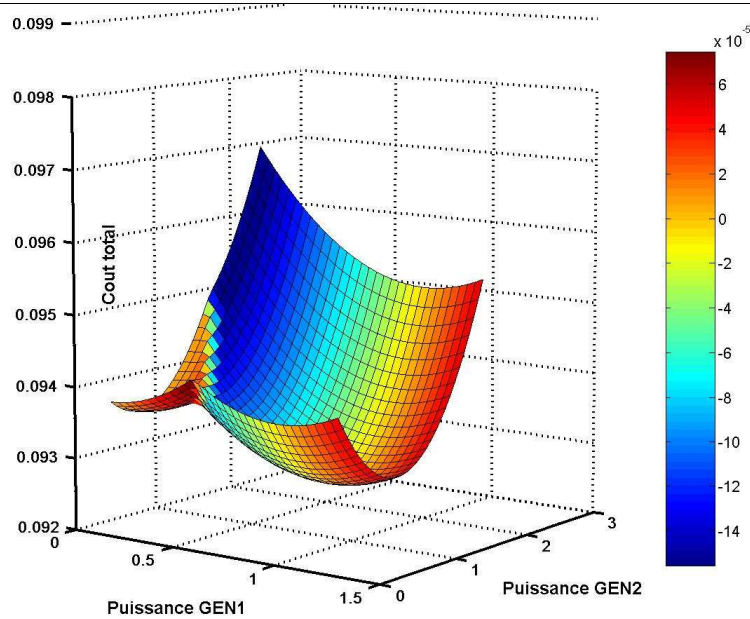


Figure 26: coût sur un pas de temps en fonction des puissances – exemple (a)

Analyse des résultats sur pas de temps :

Pour l'exemple (a), l'optimum se trouve à l'intérieur de la plage de fonctionnement des générateurs ($P_{opti-1} = 0,57kW$; $P_{opti-2} = 1,61kW$) : or, c'est rarement le cas sur l'ensemble des pas de temps considérés ; le plus souvent, les points optimaux sont aux limites : soit à puissance minimale soit à puissance nominale.

Cette observation peut être expliquée rigoureusement, toujours en procédant par comparaison des coûts incrémentaux : on constate qu'à caractéristiques données des générateurs, il n'existe qu'une région étroite de tarifs (entre 9 et 10 c€/kWh) qui aboutisse à une consigne de puissance à charge partielle d'un ou de deux générateurs, comme on le voit Figure 27.

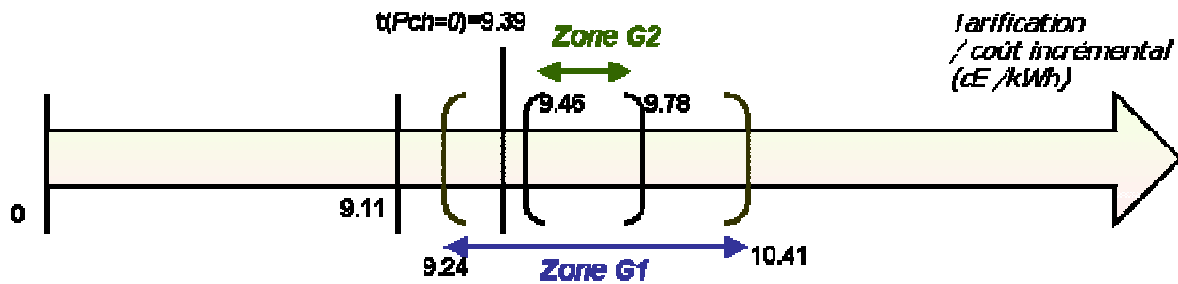


Figure 27: comparaison entre tarifs et coûts incrémentaux des générateurs (exemple (a))

L'explication de la construction de la Figure est la suivante.

Les conditions nécessaires pour obtenir des points de fonctionnement optimal de générateur en charge partielle sont :

$$\begin{cases} CI_u < r_{achat} & (1) \\ CI_u > r_{vente} & (2) \end{cases}$$

Si la condition (1) n'est pas respectée, la position privilégiée est alors une puissance minimale ou nulle de production : utiliser le générateur est moins rentable que d'acheter l'énergie du réseau.

Inversement, si la condition (2) n'est pas respectée, la position privilégiée est alors la puissance nominale (pleine charge) : le kWh revendu au réseau rapportant plus que son coût de production, il est préférable de produire au maximum.

On tire de ces conditions la plage de fonctionnement correspondante en fonction des tarifs en vigueur, à partir des limites en puissance des générateurs ; par exemple :

$$CI_{u=1-P_{\min,1}} = 2 \cdot \gamma_1 \cdot P_{\min,1} + \beta_1 = 0.0924 \text{ c€/kWh}$$

$$CI_{u=1-P_{\text{nom},1}} = 2 \cdot \gamma_1 \cdot P_{\text{nom},1} + \beta_1 = 0.1041 \text{ c€/kWh}$$

Cette analyse peut être vérifiée en exprimant l'évolution des optimums en faisant varier les tarifications d'achat et de vente d'électricité, comme suit.

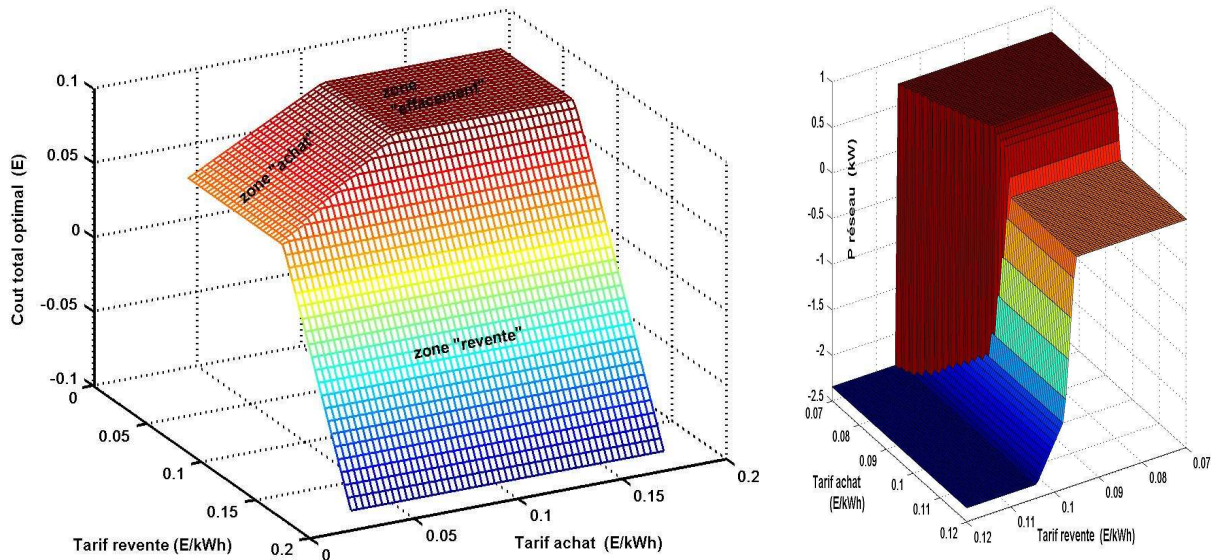


Figure 28: coût optimal et puissance échangée avec le réseau sur un pas de temps en fonction de la tarification ($P_{ch}=1.04 \text{ kW}$)

Comme le montre la Figure 28, à une puissance de charge donnée, l'optimum de fonctionnement dépend de manière très nette des valeurs de tarification d'achat et de revente sur le réseau.

Trois stratégies nettes se dégagent, qui dépendent de ces valeurs : la *stratégie d'export*, la *stratégie d'import* et la *stratégie d'effacement*.

On trouve confirmé ce qui était prévisible intuitivement. A fort tarif de revente, la *stratégie d'export* est préférable : l'optimum correspond à une utilisation des deux générateurs à puissance nominale.

A faible tarif de revente et faible tarif d'achat, inversement la *stratégie d'import* est la plus intéressante : l'optimum correspond à une utilisation à puissance minimale ou nulle des générateurs.

Enfin, la *stratégie d'effacement* se révèle optimale dans le cas d'un faible tarif de revente et d'un fort tarif d'achat. C'est seulement dans ce dernier cas qu'il y a un intérêt de disposer d'une plage de puissance de fonctionnement du générateur plutôt que d'un point fixe unique de fonctionnement.

L'avantage apporté par un réglage possible en puissance active réside dans la possibilité alors offerte, d'effacer la consommation locale, vue du réseau, lorsque la tarification est favorable à cette *stratégie d'effacement*. On a alors un fonctionnement en mode *îloté*, ne provenant pas d'un problème de sécurité de réseau ou de qualité de tension, mais d'une décision sur critère purement économique.

5.4.3.3. Résultats sur une période

Les résultats sur la période, visibles Figure 29, pour un pas de temps d'une demi-heure d'après le scénario (1) appliqué sur 48h, donnent en plus les séquences de marche et d'arrêt des générateurs.

Comme attendu, à charge et tarifs identiques, le plan de production optimal se répète, aux conditions initiales et finales près.

Analyse des résultats sur une période :

On retrouve que les variations de tarification entraînent, dans la séquence optimale calculée, des basculements d'une de ces stratégies élémentaires à l'autre (voir Figure 29, d'après la puissance $P_{réseau}$) :

- Import du réseau : de 00h00 à 08h30 ;
- Effacement de la charge : 08h30-11h30 / 14h-20h / 21h30-00h00 ;
- Export vers le réseau : 11h30-14h / 20h-21h30.

On voit également qu'une installation de *deux* générateurs commandables, même de caractéristiques différentes comme ici, ne se justifie pas vraiment : les plages de fonctionnement sont simultanées ; dans d'autres caractéristiques de coût (où les coûts moyens ne seraient pas comparables), on se trouverait dans le cas où un des générateurs ne serait jamais sollicité.

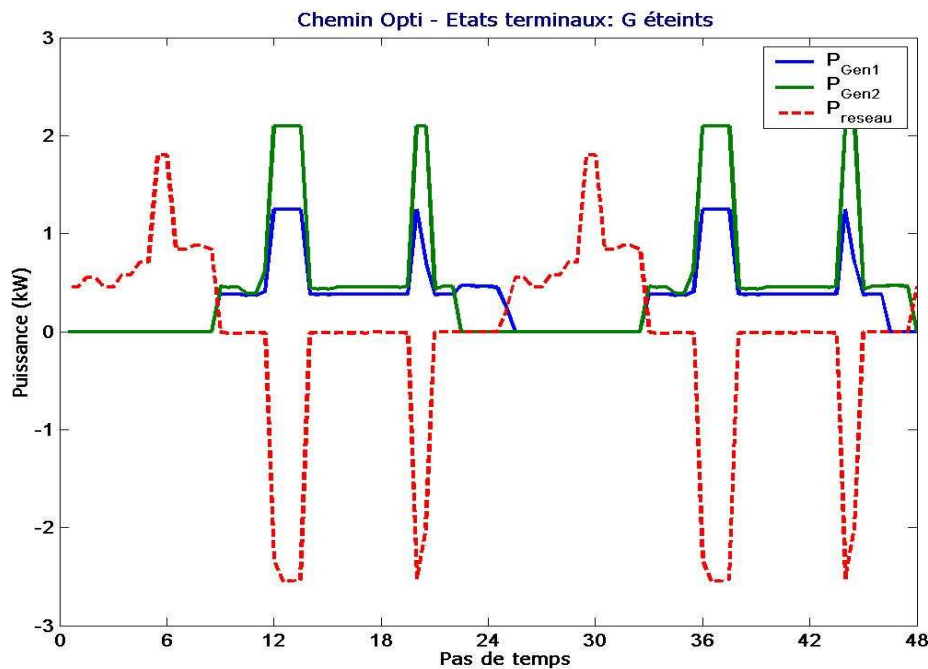


Figure 29: Consignes optimales de puissance des générateurs (scénario 1 - 48h)

La séquence n'est pas modifiée par le choix d'un pas de temps plus fin que le pas de temps de tarification : les plages de fonctionnement restent les mêmes. En reproduisant les mêmes conditions de charges et de tarifs, la séquence est répétée, hormis les ajustements aux conditions initiales et finales.

5.4.4. Conclusion

En conclusion, il a été possible de proposer un algorithme de résolution par programmation dynamique pour cette configuration de problème d'optimisation (SP1: générateurs commandables). Les fonctions de coût n'ont pas nécessairement à être convexes. L'algorithme permet également d'imposer des conditions finales et initiales au système.

Un résultat annexe est la mise en évidence que le plan de production optimal est une séquence alternant des stratégies élémentaires : la *stratégie d'export*, la *stratégie d'import* et la *stratégie d'effacement*, cette dernière correspondant à un fonctionnement en mode îloté.

5.5. SP2 : Générateurs commandables et aléatoires

5.5.1. Formulation du problème

Modèle : sources commandables en puissance, de type groupe électrogène, et sources intermittentes au-fil-de-l'eau.

Les générateurs aléatoires retenus sont de type *au-fil-de-l'eau*, à savoir dépendant d'une énergie primaire renouvelable et aléatoire, puisque dépendant des conditions météorologiques. Comme mentionné plus haut, du fait de la fonction de recherche de point maximal de puissance, on peut considérer l'ensemble de la structure, source et convertisseur, comme assurant avec un retard négligeable et un rendement quasi-parfait la poursuite de la puissance maximale à chaque instant. La configuration de l'installation connectée au réseau avec injection d'excédent assure en effet qu'il n'y a pas de besoin de délestage éventuel de puissance, comme c'est parfois le cas sur des installations autonomes.

La puissance du générateur intermittent $P_{EnR} = P_{EnR}(t)$ est représentée à chaque pas de temps, comme une variable aléatoire, de loi normale, dont on connaît sans biais la moyenne et l'écart-type.

Modèle de générateur commandable (par fonction de coût) :

$$C_u = C_u(P_{el,u}) = \alpha_{u,0} + \alpha_{u,1} \cdot P_{el,u}(t) + \alpha_{u,2} \cdot P_{el,u}^2(t)$$

Modèle de générateur intermittent (puissance produite, variable aléatoire) :

$$P_{EnR} = [P_{EnR}(t)]_{t=0,1,\dots,T} \quad \text{avec} \quad P_{EnR}(t) \rightarrow N(\overline{P_{EnR}}(t), \rho_{EnR}(t))$$

Le problème devient de déterminer le plan de production (consignes des générateurs commandables en puissance) assurant l'espérance optimale en terme de coût total d'exploitation.

Rien ne garantit en effet que le plan de production avec l'espérance de coût optimal est bien le plan optimal calculé à partir de l'espérance de puissance produite : $\overline{P_{EnR}}(t)$.

5.5.2. Principe de résolution

Approche (a) : plan optimal calculé à partir de l'espérance de puissance produite $\overline{P_{EnR}}(t)$

En première approche, on peut considérer la puissance des générateurs au-fil-de-l'eau comme une entrée des sous-problèmes déterministes : prévision parfaite (comme pour la charge).

Le sous-problème s'exprime avec la même formulation de la fonction objectif que SP1, soit :

$$A = \sum_{t=1}^T \left[-P_{el-Vente}(t) \cdot r_{Vente}(t) + \sum_{u=1}^n (\alpha_{u,0} + \alpha_{u,1} \cdot P_{el,u}(t) + \alpha_{u,2} \cdot P_{el,u}^2(t)) + P_{el-Achat}(t) \cdot r_{Achat}(t) \right] \text{ sous la}$$

$$\text{contrainte principale : } \sum_{u=1}^n P_{el,u}(t) + P_{EnR}(t) + P_{el-Achat}(t) = P_{ch}(t) + P_{el-Vente}(t)$$

On calcule les consignes optimales à partir de la moyenne de puissance intermittente produite à chaque pas de temps : $\overline{P_{EnR}}(t) = P_{EnR}(t)$.

La résolution est alors inchangée par rapport à la configuration SP1, avec la même approche par coût incrémental croissant, la fonction de contrainte d'égalité s'écrivant :

$$\sum_{u=1}^n P_{el,u}(t) - P_{ch}(t) + \overline{P_{EnR}}(t) = g(P_{el,u}(t)) = 0$$

ce qui n'induit aucune modification pour la valeur de la dérivation de la fonction objectif augmentée

$$A^* = A - \lambda \cdot g :$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{el,u}} = 1 \quad u = 1 \dots n$$

Approche (b) : plan optimal calculé à partir de l'espérance de puissance produite $\overline{P_{EnR}(t)}$, avec correction par les gradients, en réactif

Dans une approche plus fine, on considère non plus seulement la solution optimale, mais également le gradient au point de la solution optimale calculée ; il s'agira de corriger au niveau de la couche de commande réactive les imprécisions dues aux erreurs de prévision du modèle de la source primaire.

L'optimum reste ainsi le même, calculé en posant : $P_{EnR}(t) = \overline{P_{EnR}(t)}$, pour chaque pas de temps.

Au calcul de la solution optimale (les consignes par pas de temps) qu'on considère comme une fonction continue $f = (f_i(p_j))$, on ajoute également le calcul estimé des dérivées premières en fonction des variables $p_j = (P_{ch} - P_{EnR})(j)$:

$$D_{v+}f(p) = \lim_{\substack{t \rightarrow 0 \\ t > 0}} \frac{1}{t} (f(p^* + t \cdot \Delta p) - f(p^*))$$

$$D_{v-}f(p) = \lim_{\substack{t \rightarrow 0 \\ t < 0}} \frac{1}{t} (f(p^* + t \cdot \Delta p) - f(p^*))$$

On trouve ainsi des approximations de $\frac{\partial f_i}{\partial x_j}$ et par développement limité à l'ordre 1, on a ainsi une

indication des corrections à apporter aux consignes pour un écart modéré observé au pas de temps j. On donnera une illustration de l'utilisation de ces gradients dans le chapitre 8.1.

Pour une variation plus importante, on doit passer par une modélisation stochastique.

Approche (c) : Modèle par variable aléatoire avec estimation de la puissance par pas de temps, avec une incertitude.

Un traitement rigoureux, permettant de déterminer cette fois le plan de production avec l'espérance de coût optimal, imposerait, soit une résolution par des méthodes d'optimisation stochastique, soit de recourir à une méthode de tirages, de type Monte-Carlo.

5.5.3. Résultats sur un pas de temps

5.5.3.1. Scénarios

Le « Scénario 2 » dérive du « Scénario 1 » avec deux générateurs commandables de caractéristiques complémentaires, l'un, G1, de rendement maximal à faible charge (caractéristique plutôt typique de PAC), l'autre à puissance nominale (générateur Diesel), G2.

L'incertitude ne porte pas sur la production électrique d'un générateur intermittent mais sur la puissance de charge : voir Figure 30.

Le « Scénario 3 » prend en compte une source supplémentaire : générateur photovoltaïque raccordé en aval de l'onduleur ; avec une incertitude sur la production (données : journée d'avril – Lyon)

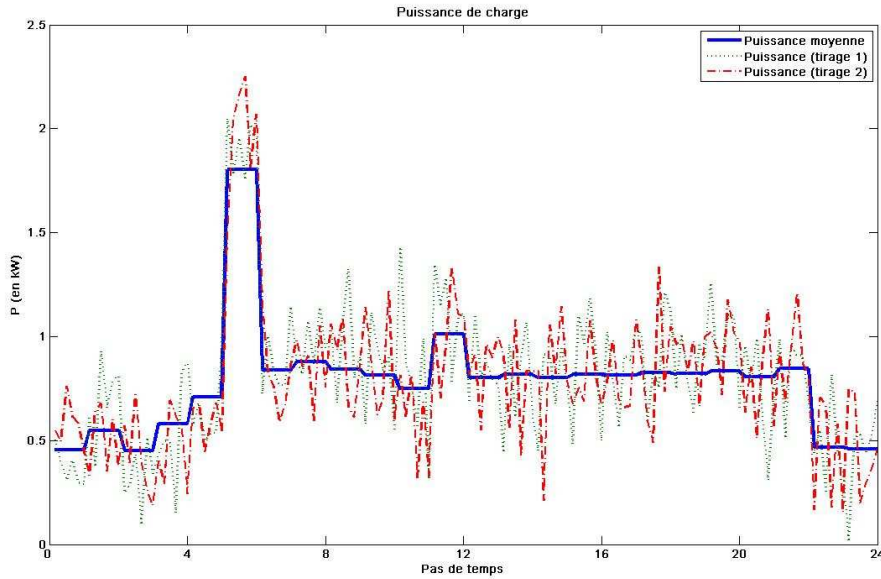


Figure 30 : Courbes de charge sur une journée par tirage (Scénario 2)

5.5.3.2. Analyse des résultats

Application Numérique : Scénario 2

A partir du scénario 1, on détermine les estimations de dérivées premières suivantes pour un écart de charge au pas de temps ($t=10h00$).

$$\begin{aligned} D_{v+}f(p)_{G1} &= 0.14 & D_{v+}f(p)_{G2} &= 0.87 \\ D_{v-}f(p)_{G1} &= -0.14 & D_{v-}f(p)_{G2} &= -0.87 \end{aligned}$$

Comme attendu, les gradients sont nuls sur tous les autres pas de temps : il n'y a pas de conséquence d'une variation ponctuelle de charge à $t=10h$, sur d'autres pas du plan de production ; seule la solution statique à $t=10h$ est affectée.

On peut noter que cela n'est pas le cas, pour les sous-problèmes suivants prenant en compte du stockage, électrique (SP3, SP4) ou thermique (SP5).

La solution optimale de ce point correspondait à une stratégie d'effacement de la charge : on vérifie bien que le gradient de la puissance échangée avec le réseau reste nul :

$$D_{v+}f(p)_{RES} = \sum_{k=1}^{N_GEN} D_{v+}f(p)_{GEN.k} - \frac{\partial P_{ch}}{\partial P_{ch}} = \sum_{k=1}^{N_GEN} D_{v+}f(p)_{GEN.k} - 1 = 0.14 + 0.87 - 1 \approx 0$$

La correction effective du plan de production, utilisant les gradients, est effectuée au niveau de la couche de commande réactive, par une régulation sur la puissance de charge. Cette fonction est étudiée dans le chapitre 8.1.1.

Les stratégies sont les suivantes : cas idéal de référence (a), ; cas « consignes prévisionnelles » (b), cas « consignes corrigées par gradient ». (c). Les résultats sont discutées dans la partie 8.1.

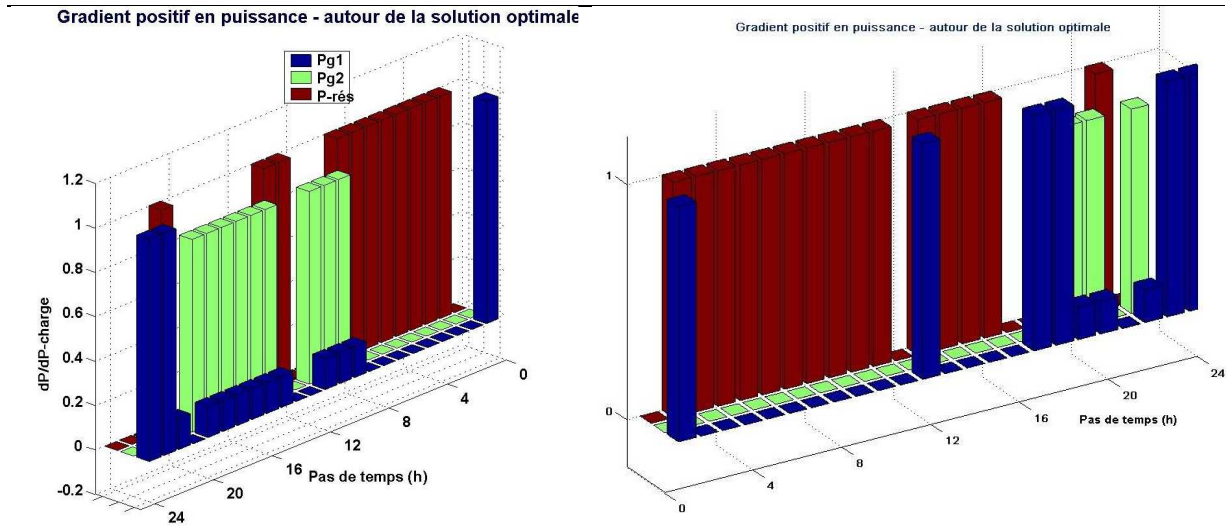


Figure 31: Gradient de puissance autour de la solution optimale (Scénario 2) par heure (gauche) - Gradient de puissance autour de la solution optimale (Scénario 3) par heure (droite)

Application Numérique : Scénario 3

Le raccordement de l'onduleur photovoltaïque de type « injection de l'excédent » modifie la solution optimale de consignes des générateurs commandables G1 et G2 (Figure 32 droite).

De même si on détermine les estimations de dérivées premières suivantes horaires pour un écart de puissance : $\Delta P_{EnR-ch}(t) = [P_{EnR}(t) - \overline{P_{EnR}}(t)] - [P_{ch}(t) - \overline{P_{ch}}(t)]$, on constate également une modification des valeurs de gradient en puissance autour de la solution optimale, visible sur la Figure 31.

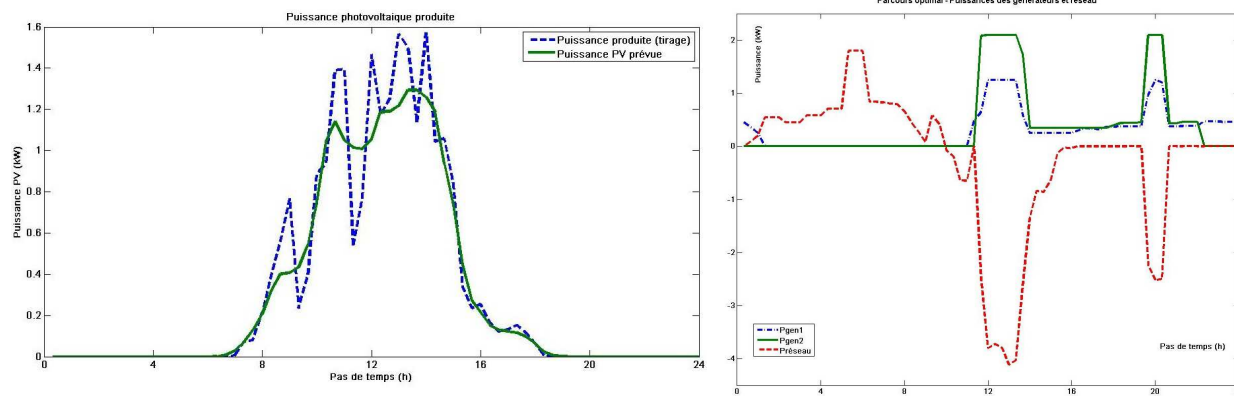


Figure 32: Puissance produite photovoltaïque (gauche) – Consignes optimales des générateurs commandables à partir des courbes prévisionnelles (droite)

5.5.4. Conclusion

En conclusion, pour la configuration SP2 (prenant en compte l'incertitude sur les données en puissance, avec une modélisation par variables aléatoires), il a été choisi d'appliquer la résolution précédente de problème d'optimisation (SP1: générateurs commandables), à partir des moyennes, supposées connues, des variables aléatoires.

La stratégie correctrice envisagée suppose néanmoins le calcul du gradient des solutions. Ce gradient est à présent calculé, pour toute optimisation. Une illustration de l'utilisation de ces gradients sera donnée dans le chapitre 8.1.

5.6. SP3 : Sources avec stockage

La forme générale du problème SP3 fait intervenir dans le système multi-sources à la fois des générateurs électriques (commandables ou non) et des capacités de stockage. Dans un premier temps, il apparaît judicieux de distinguer le problème de génération commandable (basée sur les coûts incrémentaux de production) du problème de stockage en lui-même. C'est l'objet de la première méthode de résolution décrite ci-dessous en 5.6.1.

Dans un deuxième temps, on se ramènera à des méthodes de résolution en un seul problème : deux types sont possibles, par programmation dynamique ou par programmation linéaire en variables mixtes.

5.6.1. Principe de résolution

La méthode de résolution exposée ici repose sur la séparation en deux sous-problèmes : l'ensemble réseau et générateurs commandables, avec résolution de type SP1 ; et le sous-ensemble PV-Batterie de stockage d'énergie d'origine photovoltaïque, fournissant une puissance $P_{PV-Bat}(t)$.

Ce sous-problème est considéré à partir de l'exemple d'installation photovoltaïque avec batterie connectée au réseau. On peut définir trois modes d'opération pour le système PV/Batterie :

- (1) Charge de la batterie : par l'énergie fournie par les panneaux PV et/ou par le réseau ;
- (2) Etat statique de la batterie : toute l'énergie PV est alors fournie pour les besoins de bâtiment ou exportée sur le réseau ;
- (3) Décharge de la batterie : la batterie et les panneaux PV contribuent ensemble à fournir l'énergie de la charge.

Les batteries concernées sont des accumulateurs électrochimiques au plomb, de type tubulaire à électrolyte libre, majoritairement utilisées pour les applications photovoltaïques. On se limite au modèle électrique simple à intégrer dans le système : un modèle empirique basé sur la définition de la puissance de charge / décharge en fonction du courant : $P_{Batt}(\omega)$, sous forme polynomiale. C'est un modèle à paramètres fixes, ce qui limite son domaine de fonctionnement. Ce modèle permet de représenter l'état de charge d'une batterie en charge, ou décharge, par intégration :

$$EDC(t) = EDC(t-1) + \omega(t) \cdot \Delta(t).$$

Il ne tient pas compte de l'auto décharge ni de l'effet de température. C'est un modèle à capacité de référence fixe, c'est-à-dire que la capacité de référence pour le calcul de l'état de charge est constante et ne dépend pas du régime de fonctionnement [.

La résolution basée strictement sur les coûts marginaux des sous-problèmes précédents ne peut s'appliquer tel quel, sauf à être capable de quantifier à tout instant le coût équivalent du Wh supplémentaire de charge ou de décharge de la batterie. Cela nous amène à proposer de résoudre en décomposant le sous-problème en deux : un sous-problème de type SP1, déterminant le coût marginal de production en fonction du temps et un sous-problème PV / Batterie utilisant en entrée ce coût marginal pour sortir les consignes de charge et de décharge de la batterie. En sortie du sous-problème, on détermine les cycles de charge et décharge « optimaux » pour la trajectoire donnée $\lambda(t)$ de coût marginal de production par sources commandables. On dispose donc en sortie de sous-problème :

$$P_{PV-Bat}(t).$$

Cette puissance est à son tour utilisée en entrée du sous-problème de SP1, au même titre que la puissance de charge consommée.

L'itération entre les sous-problèmes converge vers le $\lambda(t)$ optimal.

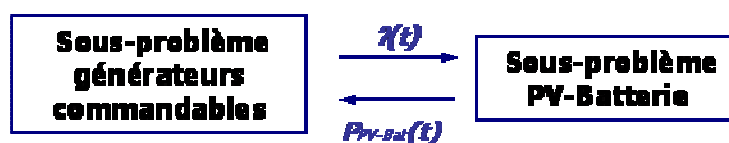


Figure 33: Décomposition de SP3 en sous-problèmes

Le sous-problème SPI s'exprime par une fonction de coût sous forme augmentée :

$$A^* = A - \lambda \cdot f$$

où la fonction de coût utilise en donnée d'entrée la valeur de : $[P_{ch} - P_{PV-Bat}](t)$

MIN A^*

$$A^* = \sum_{t=1}^T \left[-P_{el-Vente}(t) \cdot r_{Vente}(t) + \sum_{u=1}^n C(P_{el,u}(t)) \cdot OF_u(t) + P_{el-Achat}(t) \cdot r_{Achat}(t) + \lambda(t) \cdot [P_{el,u}(t) + P_{el-Achat}(t) - P_{ch}(t) + P_{PV-Bat}(t) - P_{el-Vente}(t)] \right]$$

Comme vu aux paragraphes précédents, on sait résoudre ce type de problème.

Le sous-problème PV / Batterie s'exprime sous la forme :

MIN L_{PV}

$$L_{PV} = - \sum_{t=1}^T [\lambda(t) \cdot P_{PV-Bat}(t)]$$

sous les contraintes suivantes :

1) *Contrainte d'égalité des puissances* : la consommation doit être satisfaite ;

$$P_{PV-Bat}(t) - P_{PV}(t) - P_{Batt}(\omega(t)) = 0 \quad \text{Pour tout } t$$

2) *Equation d'état de charge de batterie* : la charge et décharge influe sur l'EDC de la batterie ;

$$EDC(t) = EDC(t-1) + \omega(t) \cdot \Delta t \quad t = 1, 2, \dots, T$$

3) *Contraintes sur la Batterie* : généralement, on impose un retour aux conditions initiales en fin de période ;

$$EDC_{\min} \leq EDC(t) \leq EDC_{\max} \quad t = 1, 2, \dots, T-1$$

$$EDC(0) = EDC_i$$

$$EDC(T) = EDC_f$$

4) *Limites de courant de charge et décharge* :

$$W_{\max-dech} \leq \omega(t) \leq W_{\max-ch} \quad t = 1, 2, \dots, T$$

L'équation d'état de charge de la batterie peut aussi s'écrire :

$$EDC(t) = EDC_i + \sum_{n=1}^t \omega(n) \cdot \Delta t \quad t = 1, 2, \dots, T$$

On passe par une relaxation de Lagrange pour résoudre le sous-problème, en relâchant les contraintes par l'introduction dans la fonction objectif des multiplicateurs de Lagrange associés $\lambda(t)$, $\beta_1(n)$, $\beta_2(n)$, β_3 . c'est-à-dire :

MIN L_{PV}^*

$$L_{PV}^* = - \sum_{t=1}^T [\lambda(t) \cdot (P_{PV}(t) - P_{batt}(\omega(t)))] + \sum_{t=1}^{T-1} \left[\beta_1(t) \cdot \left(EDC_{\min} - EDC_i - \sum_{n=1}^t \omega(n) \cdot \Delta t \right) \right] + \sum_{t=1}^{T-1} \left[\beta_2(t) \cdot \left(EDC_i - EDC_{\max} + \sum_{n=1}^t \omega(n) \cdot \Delta t \right) \right] + \beta_3 \cdot \left(EDC_f - EDC_i - \sum_{n=1}^T \omega(n) \cdot \Delta t \right)$$

L'expression par pas de temps du Lagrangien augmenté devient :

$$\begin{cases}
 L_{PV}^*(t) = \lambda(t) \cdot P_{batt}(\omega(t)) + \left[-\sum_{n=t}^{T-1} \beta_1(n) + \sum_{n=t}^{T-1} \beta_2(n) - \beta_3 \right] \cdot \omega(t) \cdot \Delta t & t = 1, 2, \dots, T-1 \\
 L_{PV}^*(t) = \lambda(t) \cdot P_{batt}(\omega(t)) - \beta_3 \cdot \omega(t) \cdot \Delta t & t = T
 \end{cases}$$

Conformément au Chapitre 3, la caractéristique de la puissance de charge ou de décharge de batterie est une fonction quadratique du courant de charge ou de décharge $\omega(t)$. Ainsi, le lagrangien par pas de temps est aussi une fonction quadratique du courant de charge ou de décharge, à valeurs données de $\lambda(t)$, $\beta_1(n)$, $\beta_2(n)$, β_3 .

Pour ces valeurs fixées, il y a résolution par programmation dynamique sur les états de la batterie pour trouver la trajectoire (ω^*) minimisant $L_{PV}^*(t)$.

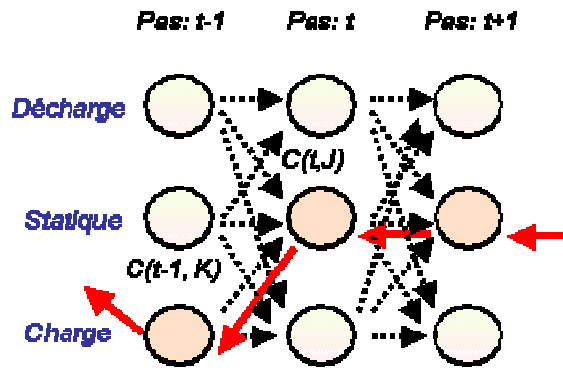


Figure 34: Principe d'optimisation par PD de la « trajectoire » de la batterie

Cette solution doit vérifier les contraintes de la batterie ; on réactualise les multiplicateurs de Lagrange, suivant la méthode du gradient, jusqu'à satisfaction des contraintes, comme suit :

$$\beta_1^{i+1}(t) = \text{Max}[0; \beta_1^i(t) + \varphi^* \Delta C_l(t)]$$

$$\beta_2^{i+1}(t) = \text{Max}[0; \beta_2^i(t) + \varphi^* \Delta C_u(t)]$$

$$\beta_3^{i+1}(t) = \beta_3^i + \varphi^* \Delta C_e$$

Où nous avons :

$$\Delta C_l(t) = \left[EDC_{\min} - EDC_f - \sum_{n=1}^t (\omega(n) \Delta t) \right]$$

$$\Delta C_u(t) = \left[EDC_f - EDC_{\max} + \sum_{n=1}^t (\omega(n) \Delta t) \right]$$

$$\Delta C_e = \left[EDC_i - EDC_f - \sum_{n=1}^T (\omega(n) \Delta t) \right]$$

Cette méthode de résolution permet de converger à une solution satisfaisant les contraintes et hypothèses de modèle ; elle est assez puissante et rapide pour également être étendue aux problèmes plus larges sur réseau, prenant en compte les contraintes transport dans le sous-problème principal (générateurs thermiques) : ce qui l'apparente aux problèmes comparables de *security-constrained unit commitment* [SHA-02] qu'on rencontre sur réseau avec le stockage hydraulique.

Comme notre domaine d'application amène des problèmes simples à peu de degrés de libertés (nombre de générateurs et/ou unités de stockage), il est apparu intéressant de ne pas rester à cette méthode mais de proposer des variantes, sans décomposition, moins rapides et précises, mais plus simples et intuitives, qui sont exposées ci-dessous.

5.6.2. Programmation Linéaire en Variables Mixtes (PLVM)

En linéarisant par approximation les modèles de rendement des générateurs et de la conversion par stockage électrochimique : $P_{Batt}(\omega)$, ou en se restreignant au cas d'une installation sans générateur commandable (comme une installation PV/Batterie connectée au réseau), on peut se ramener à une méthode d'optimisation par *Programmation Linéaire en Variables Mixtes* (PLVM) [PASC-05]. La structure générale s'écrit :

$$\text{Min} \quad F(x) = \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j$$

sous les contraintes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^m \left(\sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot x_j = A_i \right) \\ \sum_{k=1}^p \left(\sum_{j=1}^n b_{kj} \cdot x_j \leq B_k \right) \end{array} \right.$$

avec x_i vecteur de variables continues et d'entiers.

Cette méthode de résolution est appropriée pour résoudre le problème ainsi formulé. Elle consiste à optimiser une fonction objectif linéaire comportant à la fois des variables réelles, des variables entières et des variables binaires, ces variables étant soumises à un ensemble de contraintes linéaires qui peuvent être des égalités et des inégalités.

Au contraire d'un programme linéaire continu, pour lequel la solution optimale se trouve nécessairement parmi des solutions de base admissibles qui sont aisément déterminées, la résolution d'un PLVM nécessite au préalable l'exploration des combinaisons admissibles des variables entières ou binaires. Cela génère une explosion combinatoire: de fait, le problème de résolution de PLVM est *NP-difficile* : il n'existe pas d'algorithme qui permette d'obtenir une solution optimale dans un temps polynomial.

Les algorithmes actuels utilisent des procédures d'énumération implicite, par séparation et évaluation (*Branch & Bound*) sur un arbre de recherches, ainsi que des procédures de coupe. Ces procédures reposent sur deux phases différentes : une phase de séparation et une phase d'évaluation. L'espace des solutions est divisée en plusieurs régions ; dans le cas de variables binaires, il s'agira d'un arbre binaire, dans lequel chaque nœud représente une valeur de variables. En chaque nœud de l'arbre, on évalue la valeur optimale de la relaxation continue du sous-problème PLVM correspondant: si cette borne inférieure est déjà supérieure à la valeur intermédiaire de fonction objectif, toute la branche est abandonnée. L'efficacité et le progrès de ces méthodes permettent aujourd'hui de traiter des PLVM à grand nombre de variables par des solveurs commerciaux puissants (COIN-OR, CPLEX, OSL, Xpress-MP, etc.) [PA-05].

La nouvelle formulation devient :

$\text{MIN } A_3$

$$A_3 = \sum_{t=1}^T \left[-P_{el_vente}(t) \cdot r_{vente}(t) + P_{el_achat}(t) \cdot r_{achat}(t) + \sum_{u=1}^n c_u \cdot P_{el_u} \right]$$

sous les contraintes suivantes :

- *Contrainte d'égalité des puissances* : la consommation doit être satisfaite ;

$$-P_{Bat_in}(t) + P_{Bat_out}(t) + P_{el_achat} - P_{el_vente} + \sum_{u=1}^n P_{el_u}(t) = -P_{PV}(t) + P_{ch}(t) \quad \text{Pour}$$

tout t

- *Equation d'état de charge de batterie* : la charge et décharge influe sur l'EDC de la batterie ;

$$EDC(t+1) = (EDC(t) + \omega_{bat_in}(t) - \omega_{Bat_out}(t)) \cdot \Delta(t) \quad t = 1, 2, \dots, T-1$$

- *Contraintes sur la Batterie* : généralement, on impose un retour aux conditions initiales en fin de période ;

$$EDC_{\min} \leq EDC(t) \leq EDC_{\max} \quad t = 1, 2, \dots, T-1$$

$$EDC(0) = EDC_i$$

$$EDC(T) = EDC_f$$

- *Limites de courant de charge et décharge* :

$$W_{\max-dech} \leq \omega(t) \leq W_{\max-ch} \quad t = 1, 2, \dots, T$$

Cette limite s'exprime par le booléen α qui traduit suivant sa valeur, si on est en phase de charge ou bien en phase de décharge :

$$\begin{cases} 0 \leq \omega_{Bat_in}(t) \leq \alpha(t).W_{\max_ch} \\ 0 \leq \omega_{Bat_out}(t) \leq (1-\alpha(t)).W_{\max_dech} \end{cases}$$

- *Limites en puissance de l'installation* :

$$0 \leq \begin{cases} P_{el_achat}(t) \\ P_{el_vente}(t) \end{cases} \leq S_{\max} \quad t = 1, 2, \dots, T$$

Cette limite s'exprime par l'entier β , prenant la valeur 0 ou 1, ce qui traduit suivant sa valeur, si on est en situation d'export, ou bien d'import d'électricité sur le réseau :

$$\begin{cases} 0 \leq P_{el_achat}(t) \leq \beta(t).S_{\max} \\ 0 \leq P_{el_vente}(t) \leq (1-\beta(t)).S_{\max} \end{cases}$$

Le problème peut alors se formuler sous la forme matricielle du PLVM, en choisissant pour inconnues le vecteur $X = [P_{B_in} \ P_{B_out} \ P_{e_achat} \ P_{e_vente} \ P_{e_u} \dots \ \alpha \ \beta]$ pour chaque pas de temps.

Sur une période d'un jour et pour un pas de temps horaire, pour n générateurs commandables, on trouve donc un problème avec comme inconnues $(4+n)$ variables continues et 2 variables entières, par pas de temps.

Soit, au total, pour une période d'une journée sur une base de temps horaire, $(96+24.n)$ variables continues et 48 variables entières. Le remplissage des matrices de fonction objectif ou de contraintes est facilité par l'emploi de langages spécialisés pour la saisie des données et le traitement des données, du type AMPL.

5.6.3. Programmation dynamique

Définition des états :

L'autre méthode approchée de résolution du sous-problème utilise directement la Programmation Dynamique ; l'hypothèse simplificatrice est une discrétisation du domaine de l'état de charge de la batterie. La transition entre deux « états » d'un pas de temps $(t-1)$ au suivant (t) fige donc non seulement les états des générateurs commandables mais également la puissance de charge ou de décharge de la batterie pour le pas de temps (t) :

$$E(t) = E(e_{G1}, e_{G2}, EDC_i, t) \quad \text{avec}$$

$$EDC_i = EDC_{\min} + \frac{i-1}{N_{discret_bat} - 1} \cdot (EDC_{\max} - EDC_{\min}) \quad \text{avec } i = 1, \dots, N_{discret_bat}$$

Le problème se ramène alors au dispatching optimal des générateurs commandables en fonctionnement, pour chacun des pas de temps et chacune des transitions d'état à état. La contrainte de limite de courant de charge et de décharge amène à interdire certaines transitions : pour un état donné, on ne peut pas venir de n'importe quel état du pas de temps précédent.

La méthode de résolution par *Programmation Dynamique* permet de retracer alors la trajectoire optimale en respectant les conditions initiales et finales de charge de la batterie.

Estimation du nombre de calculs de résolution (par comparaison avec une recherche exhaustive) :

Si on considère que la période est découpée en n étapes et que chaque variable d'état de décision $E(t) = E(e_{G1}, e_{G2}, EDC_i, t)$ peut avoir au plus p valeurs (ici, ce maximum proviendra nécessairement de la discrétisation de l'état de charge de la batterie : $p \leq (N_{discret_bat})^3$) et un retour de fonction additive de coût (le coût de transition d'état à état sur le pas de temps considéré), on peut estimer le nombre d'opérations élémentaire nécessaire à la résolution. Par *recherche exhaustive directe* (DS), en posant toutes les valeurs des variables de décision faisables en tout temps, le nombre total de solutions à envisager est p^{n+1} (on compte également toutes les valeurs possibles d'état final du système). On doit ensuite envisager les coûts sur la période entière de toutes les trajectoires possibles. Du point de vue de la fonction objectif de coût, cela signifie $(n-1) \cdot p^{n+1}$ additions et p^{n+1} comparaisons. Le nombre total d'opérations est donc de l'ordre de $n \cdot p^{n+1}$ opérations.

Pour la programmation dynamique (DP), à chaque nouveau pas de temps, on considère toutes les transitions d'état à état, soit p^2 combinaisons par pas, et 1 addition par combinaison, soit $(n-1) \cdot p^2$ additions. On doit à chaque état de chaque pas de temps désigner la transition permettant de minimiser le coût de la trajectoire depuis l'origine jusqu'à l'état considéré, soit $(p-1)$ comparaisons par état et par pas de temps. Enfin, à la fin de la période, les p états finaux sont comparés. Le nombre total d'opérations est donc le suivant :

$$N(DP) = (n-1) \cdot p^2 + n \cdot p \cdot (p-1) + p - 1 = 2n \cdot p^2 - p^2 - n \cdot p - p - 1$$

$$N(DP) = O(n \cdot p^2)$$

Par comparaison : $N(DS) = O(n \cdot p^{n+1})$

En conclusion, le nombre de calculs de résolution est grandement amélioré par la méthode de programmation dynamique ; il est fonction du nombre de pas de temps, ainsi que du carré de nombre d'états définis du système.

Moyennant une modification, l'approche par programmation dynamique permet également de comptabiliser le nombre de cycles qui a un impact sur le vieillissement, en ajoutant dans la définition des états, un booléen traduisant si la batterie est en phase de charge ou de décharge au pas de temps précédent : ainsi, lors d'une transition avec changement de signes du booléen, le coût de transition prend en compte un coût équivalent de demi cycle. On peut ainsi utiliser des modèles de batterie, non plus à paramètres fixes, mais évoluant dans le temps pour tenir compte du vieillissement.

Cette modification impose par contre de doubler le nombre d'états.

5.7. SP4 : Sources, stockage et délestage de charge

Le modèle de charge électrique est décomposé en une puissance de charges « pilotables » et une puissance de charges « critiques », toutes également prédictibles conformément à la problématique de ce chapitre. Vis-à-vis du pilotage de charges, on définit en effet différentes propriétés des charges électriques :

- Pilotable : une charge est pilotable si on peut l'interrompre de manière totale ou partielle durant un certain temps, sans porter atteinte à l'utilisateur.
- Reportable : une charge pilotable est reportable s'il est possible de retarder sa consommation.
- Critique : une charge critique est une charge prioritaire non pilotable.

Les charges pilotables sont supposées reportables et qui plus est, il est supposé possible d'avancer également la consommation dans la journée.

$$P_{ch}(t) = P_{ch_pil}(t) + P_{ch_crit}(t)$$

En pratique, l'entrée initiale est la puissance de charge totale prédite $P_{ch_0}(t)$ et le coefficient par pas de temps de pilotabilité τ_{pil}).

Une nouvelle inconnue $\theta(t)$, variable réelle comprise entre -1 et 1, détermine la part d'énergie pilotable effectivement délestée ou reportée par pas de temps. Deux nouvelles contraintes apparaissent :

- *Contrainte d'égalité des puissances* : calcul de la charge après pilotage ;

$$P_{ch}(t) = P_{ch_0}(t) \times (1 - \theta(t) \cdot \tau_{pil}) \quad \text{Pour tout } t$$

- *Contrainte de report de charge pilotable* : sommation nulle sur une journée ;

$$\sum_{t=1}^T [P_{ch_0}(t) \cdot \theta(t) \cdot \tau_{pil}] = 0$$

Le problème ainsi modifié peut être donc traité par PLVM, avec une variable continue supplémentaire (par pas de temps). Un gain supplémentaire en fonction objectif est atteint par le lissage de la courbe de charge, du fait des reports de charge à des zones horaires de tarification plus intéressantes.

Sous nouvelle formulation, la problématique continue à respecter les principes d'optimalité de Bellman [BELL-57]. De la même manière, on peut adapter la résolution par programmation dynamique pour prendre en compte ce degré de liberté supplémentaire, ce qui se traduit par une nouvelle variable dans la définition des états :

$$E = E(e_{G1}, e_{G2}, EDC_i, P_{ch_crit_i}) = E(e_{G1}, e_{G2}, EDC_i, \theta_i)$$

avec θ_i discrétisé entre -1 et 1.

De même que pour les autres problèmes, la résolution globale se fait alors via un algorithme récursif complet est ainsi proposé, qui nécessite le calcul de coût minimal pour atteindre depuis $t_{init} = 0$ l'état J à l'instant t :

$$C_{\min}(t, J) = \underset{k \in \{K\}}{MIN} [C_{stat}(t, J) + C_{trans}(t-1, k : t, J) + C_{\min}(t-1, k)]$$

$C_{\min}(t, J)$	coût minimal pour arriver depuis $t_{init} = 0$ jusqu'à l'état J au pas de temps t
$C_{trans}(t-1, k : t, J)$	coût de transition du système pour se retrouver de l'état (t-1, k) à l'état (t, J)
$C_{stat}(t, J)$	coût de production d'énergie à l'heure t et dans l'état J
$\{K\}$	Ensemble des états faisables à l'heure (t-1) pouvant aboutir à l'état (J, t) dans le respect des contraintes.

Cette approche impose alors de multiplier le nombre d'états définis par le pas de discrétisation ; comme on considère les transitions d'état à état pour le calcul du coût minimum, le nombre d'opérations est lui multiplié par ce pas au carré.

5.8. SP5 : Micro cogénération

5.8.1. Formulation du problème

Le passage de générateur à cogénérateur ne change pas la modélisation de la source, qui est aussi posée commandable, à plage de fonctionnement variable. Le rendement s'exprime par la relation paramétrique suivante :

$$\eta_{e_cogen} = a.P_{e_cogen}^2 + b.P_{e_cogen} + c$$

avec η_{e_cogen} rendement électrique ; a, b, c, paramètres constants. De même pour le rendement thermique. Des valeurs de ces paramètres ont été relevées dans la littérature pour des cogénérateurs à moteurs gaz, des microturbines, des piles SOFC et des moteurs Stirling.

L'installation comprend pour la partie thermique une chaudière thermique classique de complément, modulable avec un rendement thermique fixe.

Les autres modifications concernent la modélisation de l'installation thermique, avec un stockage thermique, via un réservoir de d'eau chaude. A volume constant, l'énergie stockée dans le réservoir ne dépend de la température, évoluant en fonction du temps et des échanges thermiques :

$$\Delta E_{sto} = \rho_{sto} \cdot V_{sto} \cdot c_{sto} (T_{sto} - T_{sto_min})$$

La gestion de la charge et de la décharge du réservoir conditionne le fonctionnement de l'installation complète : la contrainte de confort thermique doit être respectée (c'est-à-dire assurer à chaque pas de temps la demande thermique totale : chauffage, eau chaude sanitaire et pertes). Le bilan énergétique s'exprime comme suit :

$$\Phi_{cog_u} + \Phi_{ch_u} - \Phi_{res_p} - \Phi_{ev_p} - \Phi_{rad} - \Phi_{ecs} = \rho_{sto} \cdot V_{sto} \cdot c_{sto} \frac{dT_{sto}}{dt}$$

avec des pertes au réservoir $\Phi_{res_p} = K_{sto} \cdot A_{sto} (T_{sto} - T_{amb})$

En pratique, on intègre l'équation entre deux pas de temps. Le problème comprend donc en plus les contraintes en températures au niveau des circuits primaires et du réservoir.

Dans le cas d'une installation sans autre source qu'une unité de micro-cogénération, la fonction objectif s'écrit ainsi :

MIN A_5

$$A_5 = \sum_{t=1}^T [-P_{el_vente}(t) \cdot r_{vente}(t) + (Q_{g_eq_cog}(t) + Q_{g_eq_ch}(t)) \cdot C_{gaz} + P_{el_achat}(t) \cdot r_{achat}(t)]$$

sous les contraintes suivantes :

- *Contrainte d'égalité des puissances* : la consommation doit être satisfaite ;

$$P_{el_achat}(t) - P_{el_vente}(t) + P_{e_cogen}(t) = P_{ch}(t) \quad \text{Pour tout } t$$

- *Contrainte d'équilibre thermique* : la consommation doit être satisfaite ;

$$\Phi_{cog_u}(t) + \Phi_{ch_u}(t) - \Phi_{res_p}(t) - \Phi_{ev_p}(t) - \Phi_{rad}(t) - \Phi_{ecs}(t) = \Phi_{sto}(t) \quad \text{Pour tout } t$$

- *Evolution de la température dans le réservoir de stockage* : les apports, les soutirements en circuit secondaire et les pertes influent sur la t° de la batterie ;

$$T_{sto}(t+1) - T_{sto}(t) = \frac{\Phi_{sto}(t) \cdot \Delta t}{\rho_{sto} \cdot V_{sto} \cdot c_{sto}}$$

- *Autres contraintes sur l'installation thermique* : non détaillées ici, liées au modèle thermique et aux circuits de l'installation : vanne trois voies, modèle des pertes, températures dans les circuits secondaires, etc.

- *Limites en puissance de l'installation* :

$$0 \leq \begin{cases} P_{el_achat}(t) \\ P_{el_vente}(t) \end{cases} \leq S_{max} \quad t = 1, 2, \dots, T$$

Cette limite s'exprime par l'entier β , prenant la valeur 0 ou 1, qui impose suivant sa valeur, soit l'export, soit l'import d'électricité sur le réseau :

$$\begin{cases} 0 \leq P_{el_achat}(t) \leq \beta(t) \cdot S_{max} \\ 0 \leq P_{el_vente}(t) \leq (1 - \beta(t)) \cdot S_{max} \end{cases}$$

La résolution se traite alors tout aussi bien par PLVM que par programmation dynamique. Un cas d'application est détaillé au Chapitre 8.

5.9. Discussion

5.9.1. Comparaison des modèles

La détermination des séquences de fonctionnement pour les heures à venir peut se ramener, via une modélisation empirique et à événements discrets, à un problème d'optimisation de trajectoire. Indépendamment des caractéristiques de l'installation et des contraintes qu'on souhaite prendre en compte, il est toujours possible de résoudre, soit par PLVM, soit par programmation dynamique, déterminant ainsi des solutions admissibles plus intéressantes que celles par régulation classique.

Les résultats suivant les deux méthodes sont identiques ; toutefois, la programmation dynamique offre l'avantage de pouvoir s'implémenter en s'affranchissant de tout solveur commercial; elle peut être mieux adaptée à l'incertitude sur les prévisions de charge; enfin, à nombre de variables fixe, au contraire de PLVM, elle offre un temps de résolution régulier.

Enfin, l'application des méthodes de résolution nécessite chacune un traitement des données d'entrées du modèle, afin de s'appliquer : linéarisation (ou linéarisation par morceaux) des courbes de coût (et des rendements) pour PLVM ; discrétisation des variables continues d'état, pour la programmation dynamique. Ces adaptations n'influent pas sensiblement sur les résultats.

5.9.2. Autres critères

Le plan d'affectation des générateurs a été formulé dans le cadre d'un raccordement au réseau sous tarification dynamique à l'achat et à la vente d'électricité. Il visait à optimiser un critère uniquement économique, en respectant les contraintes imposées du système.

Le problème sous cette forme déterministe peut être tout aussi bien appliqué à un recherche de compromis multi-critères : les algorithmes décrits plus haut sont applicables tels quels, moyennant une adaptation mineure.

Par exemple, le critère environnemental peut être ainsi pris en compte. Un indicateur pertinent peut être le dégagement de volumes de gaz à effet de serre, ramenés au volume équivalent du principal gaz, le CO₂. Or, on constate que tout aussi bien que pour la tarification, on est capables de déterminer à tout moment l'émission moyenne équivalente de l'électricité fournie par le réseau : par exemple, on estime à 66g/kWh de CO₂, l'émission moyenne équivalente de l'électricité sur le réseau en *période creuse* et 383 g/kWh en *période pleine*. Ces écarts se justifient par les différentes technologies de génération des centrales appelées, pour la fourniture de base (nucléaire, essentiellement) et pour la fourniture de pointe (nucléaire et centrales thermiques). Le distributeur d'électricité peut ainsi tout aussi bien indiquer à l'avance, pas de temps par pas de temps, comme pour les tarifications, les émissions équivalentes en CO₂ par kWh acheté. A chaque générateur du système multi-sources est attribué également une performance écologique.

L'indicateur écologique s'exprime alors comme :

$$JE = \sum_{t=1}^T JE(t)$$

$$JE = \Delta t * \sum_{t=1}^T \left[\sum_{u=1}^n (\tau_{CO_2,u} \cdot P_{el,u}(t) + P_{el-Achat}(t) \cdot \tau_{CO_2,r}(t)) \right]$$

Sur la base de ce critère à minimiser, l'utilisateur peut choisir d'importer son énergie du réseau, d'utiliser l'énergie qu'il produit ou de réduire sa consommation vue du réseau.

La problématique devient alors une optimisation multi-objectifs. La résolution la plus simple consiste à se ramener à un problème mono-objectif, par une sommation pondérée des fonctions objectifs. On

attribue un poids respectif à l'importance de chacun des critères, représentant la préférence de l'utilisateur.

Sous cette formulation, les algorithmes décrits plus haut restent applicables.

5.10. Conclusion

Ce chapitre visait à étudier la fonction identifiée précédemment comme « optimisation de plan de production » et répondre ainsi au besoin de la couche de commande de planification H-1. Il s'agit d'assurer le bilan de puissance au moindre coût, sur une période donnée, les générateurs étant disponibles et la demande étant connue ; l'algorithme doit permettre en outre de déterminer également les séquences optimales d'arrêts et de mises en marches des unités de production.

Avec la modélisation adéquate, on sait se ramener à un problème d'*optimisation*.

On a montré, dans toutes les configurations identifiées, que la résolution de ces problèmes était toujours possible : notamment par programmation dynamique et par PLVM. Les avantages respectifs de ces méthodes ont également été exposés. On dispose ainsi de méthodes efficaces, simples, rapides pour assurer la fonction « optimisation de plan de production ».

Chapitre 6

Pour réaliser une optimisation à long terme (journée, semaine, etc) comme traitée dans le Chapitre précédent, il est nécessaire de disposer de l'ensemble de l'information en prévisionnel (météo, courbes de charge) ; toutefois en pratique, cette information est manquante, les besoins dans l'habitat se caractérisant par leur forte incertitude. Ce Chapitre traite d'une réponse possible à cette incertitude pesant sur les données du système : par la fonction de *prévision de charge* (F1 - voir Figure 22) qui étudiée dans ce chapitre.

6. Prédiction de charges

Après une description des différents aléas qui empêchent une connaissance parfaite à J-1 des besoins énergétiques, les différentes méthodes de prévision de consommation à court terme sont présentées. L'accent est mis sur la spécificité de l'approche par apprentissage. La méthode retenue est un type de réseau de neurones, le perceptron multi-couches ; avec une étude de réalisation.

Une méthode alternative est également décrite, méthode ascendante ou « *Bottom-up* », modélisation statistique basée sur la connaissance des caractéristiques de charge.

6.1. Analyse des incertitudes

Du fait de la nature des demandes en énergie, corrélées au comportement humain des usagers du bâtiment, les incertitudes et perturbations sont importantes, et particulièrement dans un problème de gestion d'énergie dans l'habitat. On distingue les causes, externes ou internes au bâtiment.

* Incertitudes dues aux conditions extérieures :

- la production des sources à énergie renouvelable (photovoltaïque, éolien), au-fil-de-l'eau, est entièrement dépendante des conditions météorologiques. La prévision météorologique est ainsi indispensable pour évaluer par avance l'énergie produite localement pour les heures ou la journée à venir ;
- les interruptions de fourniture du réseau : fonctionnement en îloté, contraint ou non.

* Incertitudes internes à l'installation :

- Consommation électrique (et thermique), totale ou par équipement, dépendant des usages, des temps de présence de l'occupant, des habitudes, etc ;
- Disponibilité des équipements, notamment des générateurs commandés par le système de gestion.

Les incertitudes relèvent de deux niveaux d'abstraction : (a) les aléas d'indisponibilité, les incidents, les coupures réseau concernent les études de *fiabilité* et de *sûreté de fonctionnement*, permettant de prévoir des réponses *curatives* (à apporter sur incident) ainsi que de proposer des stratégies *préventives* de maintenance ; (b) l'incertitude sur les puissances de charge et de production au-fil-de-l'eau au cours du temps, imposant des méthodes de *prévision* ou d'anticipation. Par la suite, on ne considérera que l'incertitude de second type et on se focalisera sur la prévision de charge uniquement.

6.1.1. Méthodes de prévision de charge

La prévision de charge est un thème important de recherche dans les réseaux électriques : il existe pléthore de méthodes.

On distingue les types de prévision de charge suivant leur horizon : à court terme, à moyen terme ou à long terme. Les prévisions à moyen terme (de l'ordre de l'année) servent avant tout à la détermination des plans de maintenance ; le long terme est entre 1 et 10 ans et concerne la planification de centrale. La prévision de la consommation à court terme (aussi référencé comme *STLF : Short Term Load Forecasting*) est une fonctionnalité indispensable dans l'exploitation des réseaux électriques : l'information sert au dispatching, aux études de fiabilité, aux actions correctives et préventives du gestionnaire de réseau. L'horizon est de plusieurs heures à une semaine. Les entrées d'information pour la prévision court terme sont l'historique de la consommation et de la température, sur une très longue période, depuis les années précédentes jusqu'au jour (J-1) ; les données mesurées ou estimées des facteurs climatiques sont également exploitées (température, humidité, ensoleillement, vitesse du vent, etc.).

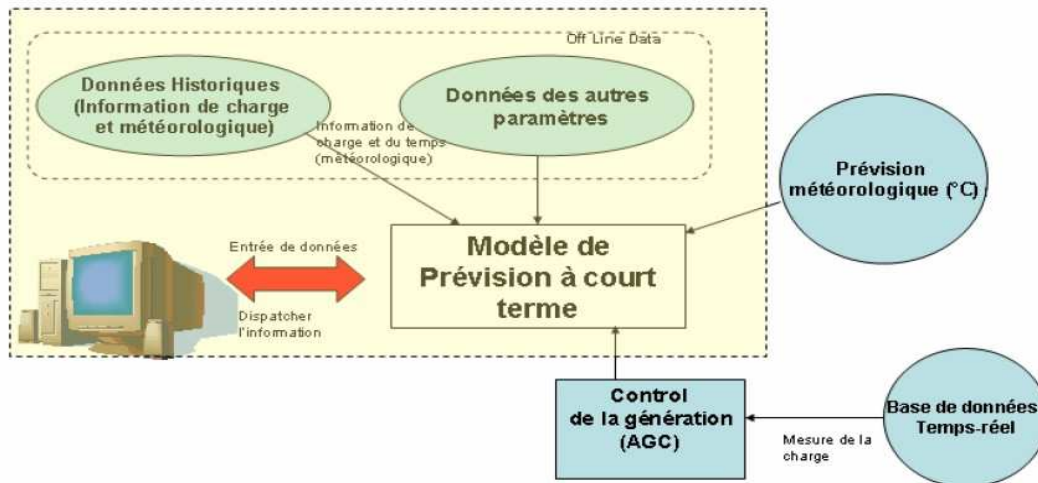


Figure 35: Entrées de modèle de prévision à court terme pour réseau électrique ([RUIZ-07])

Les problèmes de prévision utilisent un large panel de méthodes, dont les principales catégories sont :
 - les méthodes extrapolatives (courbe de croissance, méthodes de décomposition, lissage exponentiel, méthode Box et Jenkins pour les modèles autorégressifs AR ou autorégressifs à moyenne adaptée ARMA [LIU-96]) utilisant seulement le passé de la variable, c'est-à-dire y_t, y_{t-1}, y_{t-2} etc. La

méthode dite de *prédicteur naïf*, consistant à prendre $\hat{y}_{t+1} = y_t$ (ou y_{t-T} pour une période T de répétition de motif), en fait partie.

- les méthodes explicatives (régression linéaire, méthode de Box et Jenkins pour les modèles de fonction de transfert, modèles flous [LIU-93]) utilisent les valeurs passées d'une ou plusieurs *variables explicatives* de l'évolution de la variable à déterminer, y compris cette variable même ; le modèle général est de la forme : $\hat{y}_{t+1} = f(x_{i,t-j}, \dots, y_{t-j}, \dots)$ avec $i = 1..m$ $j = 0..n$; on peut également

ajouter aux entrées du modèles, des prévisions de variables explicatives : $\hat{x}_{i,t+1}$.

- les méthodes systémiques ou économétriques, visant à dégager les relations complexes liant les valeurs du système dans sa globalité, par des lois pouvant être récursives. Cette dernière n'est pas employée pour les problèmes STLF à horizon journalier ou hebdomadaire.

- les méthodes d'apprentissage artificiel, discutées dans le paragraphe suivant.

6.1.2. Outils retenus

A défaut de modèles *physiques* des variables incertaines, il y a moyen de tirer des informations des mesures réelles de grandeurs du système et de les exploiter : il y a possibilité d'un *apprentissage inductif*, à partir d'observations. En particulier, on peut s'appuyer sur les méthodes d'apprentissage utilisées en intelligence artificielle.

Le type de *feed-back* disponible est généralement le facteur le plus important dans la détermination de la nature du problème d'apprentissage : il permet de distinguer trois types d'apprentissage artificiel : l'apprentissage *supervisé*, l'apprentissage *non supervisé* et l'apprentissage *par renforcement*.

Ces deux dernières catégories concernent surtout les cas où l'environnement n'est pas observable ou seulement partiellement. L'apprentissage *non supervisé* consiste à discerner des motifs dans l'entrée quand aucune valeur de sortie spécifique n'est donnée : on se ramène à un problème de classification. L'*agent* peut alors apprendre des concepts de types de jour, sans qu'on lui en donne jamais un exemple spécifique ; par contre, il ne peut pas apprendre ce qu'il doit faire, car il ne dispose d'aucune information sur ce qui se constitue une action correcte ou un état souhaitable. L'apprentissage *par renforcement* est la catégorie la plus générale : à la fin d'une action ou d'une séquence d'actions, le *feed-back* prend la forme d'une « récompense », un indice de performance des actions effectuées, qui peut être quantitatif ou même simplement qualitatif : « bon », « mauvais ».

Ici, on est d'évidence en présence d'un problème d'*apprentissage supervisé* : on dispose par les mesures d'exemples d'entrées et de sorties ; l'environnement est complètement observable. L'*agent* peut toujours observer après coup les valeurs rencontrées et les effets de ses actions : il peut donc apprendre à *prédire* les valeurs d'entrée ou à *anticiper* les actions à réaliser.

Les méthodes d'apprentissage, qui est ici un apprentissage statistique, vont du simple calcul de moyennes à la construction de modèles complexes, tels que les réseaux bayésiens, les modèles à noyau ou à vecteur support, les réseaux de neurones. C'est cette dernière qui est retenue pour l'application au pilotage multi-sources.

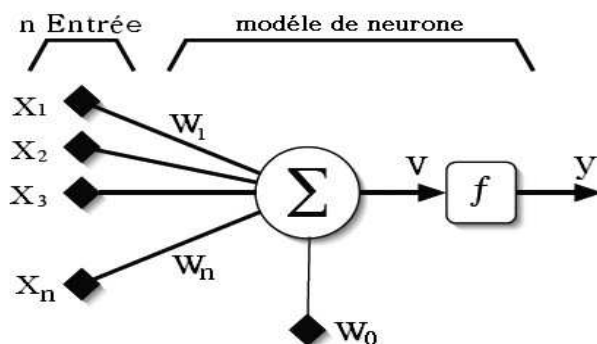
6.1.3. Réseaux de neurones – Généralités

Les réseaux de neurone sont des outils très puissants de modélisation non linéaire, par apprentissage ; ils ont un très large panel d'applications en ingénierie : reconnaissance de formes, contrôle non destructif, filtrage d'informations textuelle, commande de processus, classification de signaux. Le réseau de neurone présente certains avantages :

- il est *adaptatif* ; on met souvent en avant que le RN, en tant qu'outil d'intelligence artificielle, a la propriété d'apprentissage et de perfectionnement. Cette propriété est en réalité discutable et dépend en partie du type de réseaux et de son usage ;
- il est *parcimonieux* ; par rapport à d'autres outils de modélisation non-linéaire, il est celui qui atteint l'efficacité la plus grande, avec un faible besoin en données ;
- il est un *approximateur universel* ; sous certaines conditions d'architecture et avec un nombre suffisant de paramètres, il peut retrouver les comportements de n'importe quelle fonction continue bornée.

Encart 5 : Présentation des réseaux de neurones

Les réseaux de neurones (RN) ont été conçus par analogie avec le fonctionnement des neurones biologiques reliés entre eux par couche via des axones (ou synapses), et répercutant une sorte de sommation des signaux électriques reçus en entrée.



$$y = f(\omega_0 \cdot b + \sum_{i=1}^n (\omega_i \cdot x_i))$$

avec f fonction d'activation
 b biais

Figure 36: Modèle du neurone artificiel

Le neurone artificiel est ainsi un processeur élémentaire, qui reçoit un nombre fini d'entrées en provenance d'une couche amont. A chaque connexion correspond un poids, qui est appliqué en facteur à l'entrée correspondante. Enfin, au neurone proprement dit est attachée une fonction d'activation qui reçoit la sommation pondérée des signaux et donne une valeur de sortie, qui est envoyée aux neurones de la couche aval. Le neurone est ainsi une fonction non-linéaire, paramétrée, à valeurs bornées.

L'intérêt de ce modèle réside dans son utilisation en réseau constitué. Un très grand nombre de modèles et d'architectures de réseau existent ; on se concentrera sur les plus communs : les réseaux à couche. Pour les réseaux de neurones à couche, on appelle « couche d'entrée » l'ensemble des transmissions qui reçoivent les entrées, « couche de sortie » l'ensemble de neurones qui sont liés avec l'extérieur et qui donnent la sortie du réseau. Une seule couche peut être à la fois d'entrée et de sortie.

Il peut également y avoir des neurones intermédiaires entre ces couches, ce qui constitue une couche cachée; la particularité de cette couche est qu'elle n'a pas de connexion directe avec les entrées ou sorties du modèle. Il peut y avoir plusieurs couches cachées.

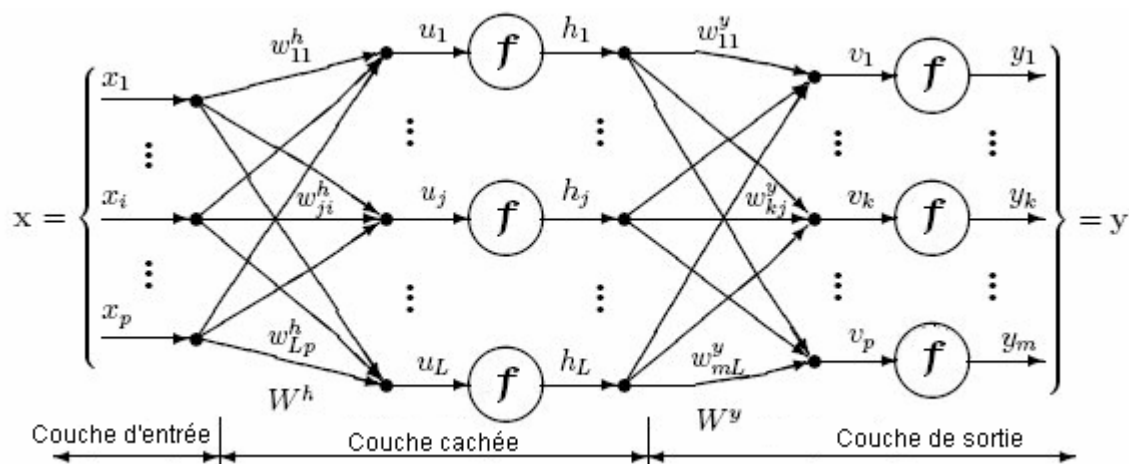


Figure 37 : Exemple d'un réseau de neurones à structure multicouches

On peut distinguer les principales architectures par rapport au sens de parcours des signaux :

- Les réseaux de neurones non bouclés (Feed-forward).
- Les réseaux de neurones bouclés ou dits récurrents (Feed-back).

Ces derniers permettent, via un re-bouclage, de réaliser une (ou plusieurs) équations aux différences non linéaires, par compositions des fonctions d'activation et des retards associés aux connexions : ils permettent de simuler un système dynamique ou un processus physique, dont la modélisation de connaissances est possible mais incertaine ou lourde à réaliser. L'architecture de ce réseau s'inspire alors des équations différentielles du modèle de connaissance ; on parle de « modèle semi – physique » ou modèle « boîte grise ».

Parmi les réseaux de neurones non bouclés, on considérera le perceptron multicouche (ou MLP pour *Multi-Layer Perceptron*), mais d'autres types existent comme les réseaux à fonction radiale.

6.2. Prédiction

6.2.1. Méthodes à base de réseau de neurones

6.2.1.1. Modèle neuronal

La structure choisie est le RN de type *Perceptron Multicouche* (MLP) à apprentissage supervisé par rétropropagation, utilisant la descente de gradient comme fonction d'apprentissage. Les travaux de prédiction à court terme de la consommation électrique, STLTF (à différentes échelles : poste de distribution, ville, régional, national), ont généralement recours à la même architecture et affichent des résultats au final souvent assez satisfaisants, toutefois sans expliciter ni justifier les choix réalisés.

Un autre inconvénient de ces travaux est qu'ils s'appuient généralement sur une base de donnée historique de plusieurs années ; ce qui n'est pas envisageable pour notre application.

Parmi les méthodes employées, on cherche la méthode adéquate (a) pour l'échelle de puissance du bâtiment ; (b) assurant un apprentissage des usages de consommation. De ce fait, l'architecture de réseau de neurones MLP apparaît dans la littérature comme la structure la plus adaptée pour cette application, vu ses capacités *d'approximateur universel* : une fois correctement paramétrée, elle permet théoriquement de reproduire après apprentissage les variations de n'importe quelle fonction continue non-linéaire bornée. Néanmoins, cette propriété ne permet pas de choisir, pour un type de fonction donné, les paramètres optimaux de construction du réseau, qui permettrait d'atteindre la précision souhaitée.

Cela nous impose d'explorer dans un premier temps les paramètres de construction des MLP pour trouver une architecture et une procédure convenables, adaptées à notre problème particulier et conformes aux résultats théoriques attendus.

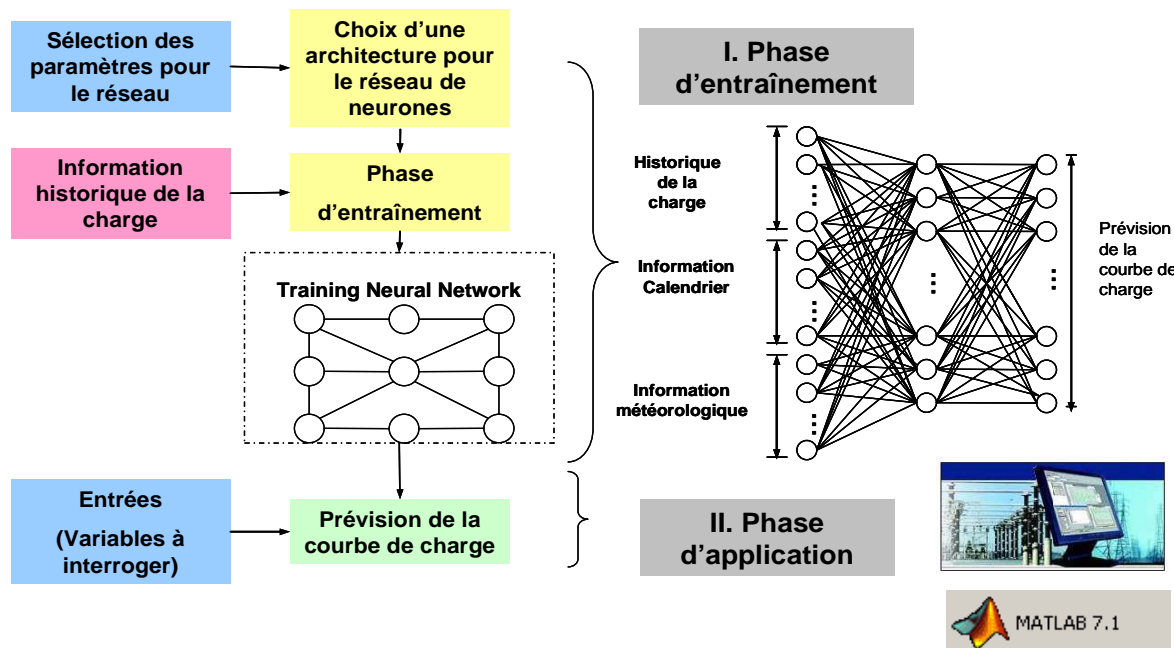


Figure 38: Processus d'apprentissage du RN prédictif MLP (d'après [RUIZ-07])

La procédure de mise en œuvre d'un réseau de neurones est la suivante :

- Sélection des entrées pertinentes;
- Constitution du jeu de données d'apprentissage;
- Détermination de l'architecture du réseau de neurones (*fonction d'activation; réseau bouclé ou non; apprentissage; nombre de couches, etc.*);
- Estimation du nombre de neurones cachés pour aboutir à une estimation satisfaisante;
- Estimation des paramètres minimisant l'erreur sur le jeu de données d'apprentissage;

- Evaluation des performances sur un autre jeu de données.

L'apprentissage se ramène au calcul des paramètres (poids attachés aux connexions entre neurones) minimisant l'erreur sur le jeu de données d'apprentissage.

6.2.1.2. Cas d'étude

L'objectif de l'étude est la validation du RN de type *Perceptron Multicouche* (MLP), comme outil de prévision de charge résidentielle et tertiaire, par apprentissage supervisé.

Pour être rigoureuse, l'étude aurait nécessité les jeux de donnée complets d'une campagne de mesure, comportant à la fois relevé de charge et variables exogènes sur une longue période.

La méthode ne sera pas non plus appliquée au modèle de charge électrique, décrit dans 4.3.2 : l'étude reviendrait alors à retrouver grâce au réseau de neurones la moins mauvaise approximation « boîte noire » de notre propre modèle. Les performances ne seront pas représentatives de ce qu'on peut attendre sur un cas réel de bâtiment.

Le compromis choisi est un l'utilisation d'un jeu de données disponible, issu d'un poste sur réseau de distribution : il comporte, comme nécessaire, relevé de charge réelle et variables exogènes sur une longue période ; d'autre part, le niveau de puissance est alors le moins éloigné de celui d'un client tertiaire, par exemple : on peut alors supposer que le *foisonnement* des charges (c'est-à-dire l'effet de lissage de la courbe de charge totale, par la simple action statistique de la multiplicité des charges individuelles) restera limité.

6.2.1.3. Réalisation

Le cas d'étude est tiré des travaux de master de L.M. Ruiz [RUIZ-07], et en reprend certains résultats. On utilise les charges horaires (kWh) – poste sur réseau de distribution – Hanoï, Vietnam, sur la période d'une année (1997), constituant un total de 8760 valeurs. L'étude se restreint aux mois de Février et Mars, correspondant à la saison d'hiver locale.

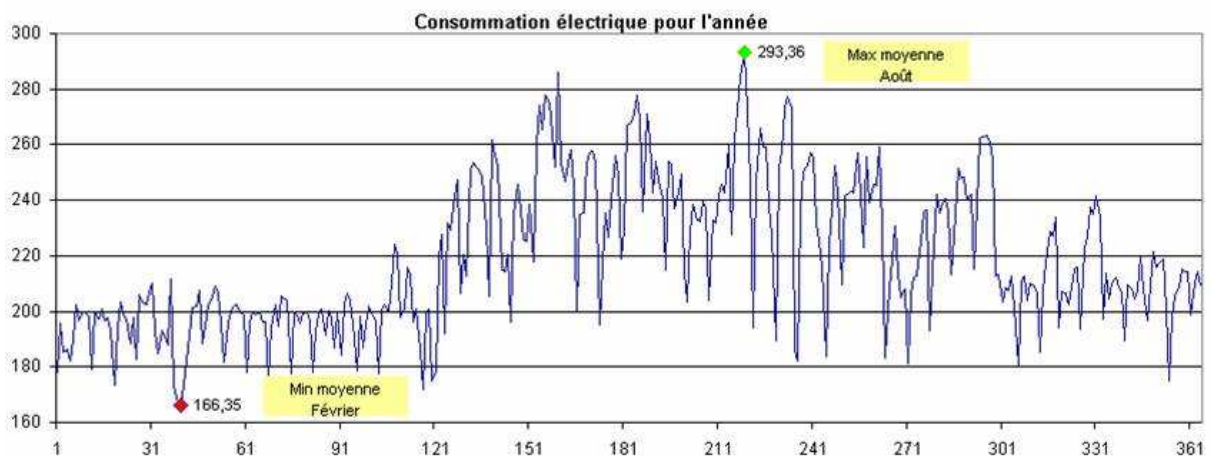


Figure 39: jeu de donnée – charge électrique horaire sur l'année (kW)

Des variables explicatives, destinées aux entrées du réseau de neurones prédictif, sont disponibles : voir Tableau 8.

Les données sont prétraitées avant leur utilisation pour l'apprentissage du RN prédictif, afin d'assurer une meilleure cohérence du jeu :

- Filtrage : les données de jours atypiques sont extraites et éliminées ; par exemple, on peut choisir un jeu sans jour férié ;
- Codification : les informations qualitatives de calendrier notamment sont traduites numériquement ;

- Changement d'échelle : les entrées et sorties sont normalisées linéairement entre 0 et 1, par rapport à leur valeur minimale ou maximale ; cela permet d'assurer qu'une entrée ne devienne pas prépondérante au détriment des autres, du fait des valeurs atteintes. Les entrées sont ainsi homogènes en valeurs.

Catégorie	Variable	Unité	Type
Météorologiques	Température	°C	Numérique Représentée par sa valeur instantanée
Calendrier	Heure du jour	-	Numérique Représentée par sa valeur instantanée Range 0-23
	Jour de la semaine	-	Catégorique codée Lundi=0,...,Dim=6
	Type de jour	-	Catégorique codée WE/férié=0, sinon 1
	Mois	-	Catégorique codée Janvier=0, Dec=11

Tableau 8: Données d'entrée du cas d'étude

L'étude porte sur les types d'entrées retenues : le nombre de variables d'entrées fluctue donc suivant les architectures proposées. La couche de sortie reste inchangée, à 24 neurones : consommation horaire.

Les données exploitées correspondent aux mois de Février et Mars ; en utilisant $N_{JA} = 50$ pour le jeu d'apprentissage, et un jeu de simulation des neuf jours suivants.

Paramètres d'architecture	Couche d'entrée	Couche cachée	Couche de sortie
Nombre de neurones	variable, N_E	variable, N_C	24
Fonction d'activation	-	Tangente sigmoïde	Linéaire

Paramètres d'apprentissage	Algorithme	Nombre d'itérations maximal	Pas de descente	MSE d'arrêt	Moment	Jours du jeu d'apprentissage
	traingd ⁷	20000	0.05	0.001	-	N_{JA}

Tableau 9: Configuration de départ de l'étude

6.2.1.4. Evaluation

Différentes architectures sont utilisées pour tester les combinaisons de variables explicatives qui aboutissent à une prévision efficace. Le nombre de neurones de la couche cachée est adapté empiriquement en fonction du nombre de variables d'entrée.

Entrées de l'architecture (a) : Heure, type de jour, jour (3 entrées) ;

Entrées de l'architecture (b) : Heure, type de jour, jour, mois, température moyenne du jour (5entrées) ;

Entrées de l'architecture (c) : Heure, type de jour, jour, mois, température moyenne du jour, températures moyennes sur six heures (4 valeurs par journée) – (9 entrées).

⁷ Traingdm : apprentissage par descente de gradient avec momentum – voir Annexe 2

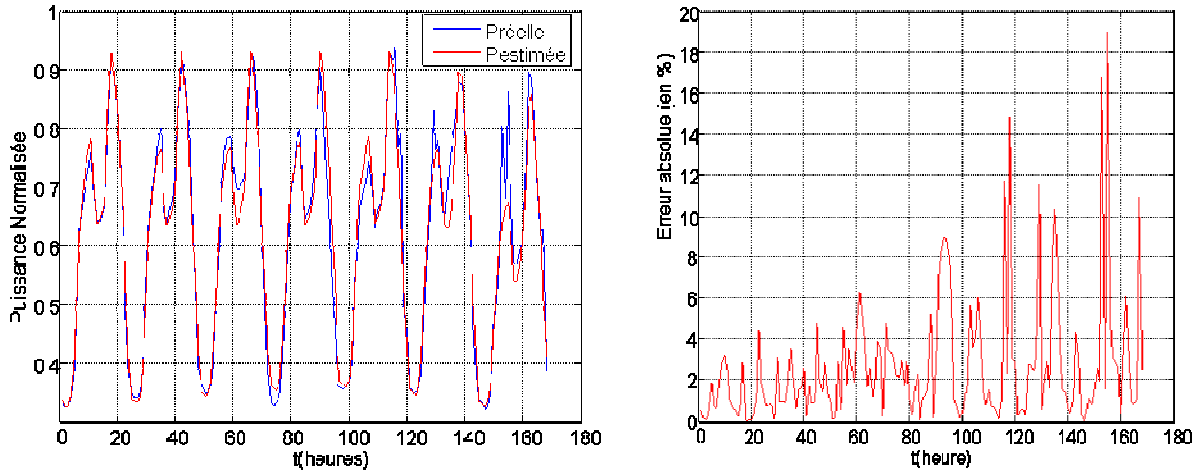


Figure 40: Puissance normalisée et erreur absolue sur le jeu de simulation (Architecture (a))

L'apprentissage est réalisé par un processeur CPU-Intel®-Pentium®4- 2.7GHz. La fonction de coût (ou « erreur ») permet la sortie, une fois le seuil minimum d'arrêt atteint ; elle exprime l'erreur quadratique moyenne sur tout le jeu (MSE). En cas de non-convergence, il y a sortie sur un nombre d'itérations maximal ou par un seuil de temps de calcul (infini par défaut).

L'évaluation de l'exactitude de la prévision est faite selon l'équation d'erreur absolue suivante:

$$e_i = \frac{|Charge_actuelle(i) - Charge_prévision(i)|}{Charge_actuelle(i)}$$

La performance est exprimée par l'erreur moyenne absolue :

$$ME(e) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_i$$

La performance est également estimée par l'erreur-type quadratique moyenne RMSE (*root mean square error*) dont l'expression est:

$$RMSE(e) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_i^2} = \sqrt{MSE(e)}$$

On constate que l'ajout successif de données d'entrée se traduit par une convergence plus lente (plus d'itérations dans la phase d'apprentissage) mais améliore les performances en phase de simulation, comme le récapitule le Tableau 10 :

Architecture	Configuration ⁸	Prise en compte de la température	Erreur moyenne absolue (%)	RMSE (%)	Itérations
(a)	3-5-1	Non	2,89	4,23	300
	3-15-24	Non	2.62	4.00	300
(b)	5-15-24	Oui	1.83	2.46	400
(c)	9-15-24	Oui	1.79	2.64	400

Tableau 10: Comparaison des résultats pour les différentes architectures

⁸ Configuration : nombre de neurones dans la couche d'entrée, dans la couche cachée et dans la couche de sortie

Les architectures comprenant le plus d'entrées ont été capables de prédire, avec une erreur moyenne absolue inférieure à 2%, l'évolution de la courbe de charge horaire de la consommation électrique pour la dernière semaine du mois de mars. Ce constat valide un résultat attendu, à savoir la pertinence de la température comme variable explicative de l'évolution de la courbe de charge, à défaut de disposer d'autres variables météorologiques. Le réseau de neurones réussit à capturer la relation qui reste implicite, dans le modèle boîte noire du réseau MLP.

On réussit donc effectivement à construire un modèle de prévision avec peu de données, sans besoin d'accumuler plusieurs années de mesures : cela impose de réaliser des réactualisations constantes, avec une base d'apprentissage glissante, par exemple comme sur le cas d'étude les sept dernières semaines écoulées.

Ce résultat doit être mitigé par le constat que la caractéristique journalière, du fait du très grand foisonnement sur le poste du réseau de distribution, est déjà très largement répétitive et donc peut être approximée tout aussi efficacement par des méthodes de prédiction bien moins complexes.

L'architecture (a) n'utilise que des données temporelles en entrée (heure, type de jour, jour) – pour un apprentissage sur plus d'un an, il faudrait ajouter une variable d'entrée représentative du jour dans l'année, avec un codage cohérent en fonction de la durée d'ensoleillement. Elle ne capture donc que peu d'information : les motifs semblables de jour comparable à jour comparable. Cet aspect est mis en lumière par les « prédictors naïfs » appliqués au même cas d'étude :

Prédicteur naïf	Erreur moyenne absolue (%)	RMSE (%)	Erreur absolue maximale (%)
(e)	4.37	6.09	23.8
(f)	2.94	3.97	18.1

Tableau 11: Comparaison des résultats pour les différentes architectures

Prédicteur naïf (e) : courbe de charge du jour précédent ($\hat{y}_{J+1,h} = y_{J,h}$) ;

Prédicteur naïf (f) : courbe de charge du même jour de la semaine précédente ($\hat{y}_{J+1,h} = y_{J-6,h}$).

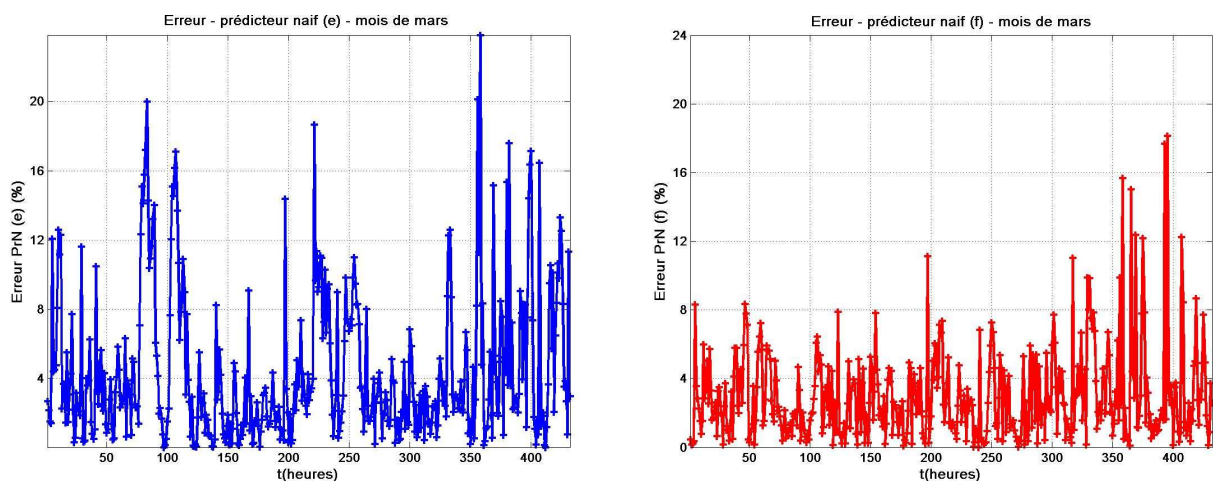


Figure 41: Erreur des prédictors naïfs – jeu de simulation (fin du mois de Mars)

Comme le montre les résultats ci-dessus, si les erreurs du prédicteur naïf (e) sont importantes, les erreurs du prédicteur naïf (f) équivalent (RMSE~4%) à celles en sortie du réseau de neurones de l'architecture (a) : le réseau de neurones a juste capturé l'information de la répétition du motif hebdomadaire, qui est primordiale au sein de la même saison, comme le montre la Figure 42.

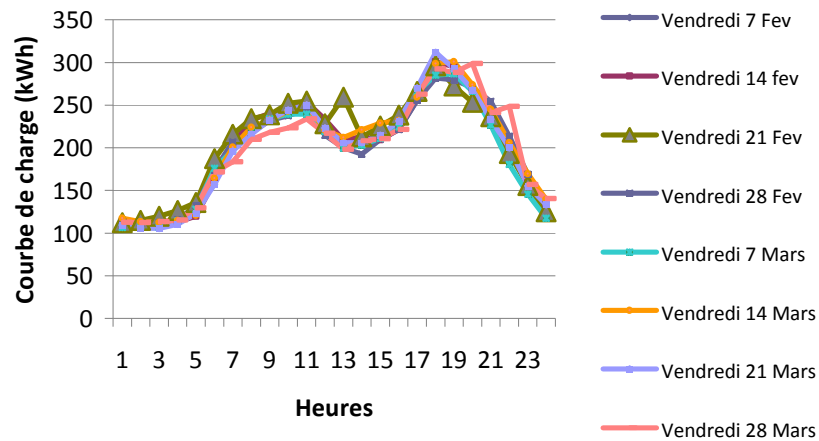


Figure 42: Courbe de charge pour jours comparables (Fev-mars)

Que montre l'étude ?

- Elle valide que la prédiction de la consommation horaire est possible à partir d'un jeu de données réduit, et en utilisant les réseaux de neurones de type MLP, plus performants que des prédicteurs rudimentaires ou statistiques (moyenne par jour de semaine) ;
- La prise en compte des données météorologiques améliore bien les performances : la température est une variable exogène à retenir dans le modèle ;
- Le prédicteur peut apprendre à partir d'un jeu de données d'apprentissage « glissant » (ici les sept semaines précédentes) ; on ne peut toutefois s'affranchir d'un traitement à minima de ces données (suppression des jours fériés) ;
- Cette méthode de prédiction par réseau de neurones MLP sera plutôt recommandée pour les installations tertiaires importantes, leurs caractéristiques de charge comportant, comme le jeu de données d'étude, un fort foisonnement. Pour les installations résidentielles, on s'intéresse à une méthode alternative, basée sur la connaissance de comportements de charge des principaux équipements, décrite dans le sous-chapitre suivant.

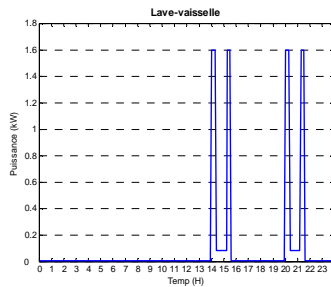
6.2.2. Méthode basée sur la connaissance des comportements de charge

Une approche alternative est la méthode ascendante, ou « *bottom-up* ». Cette méthode est basée sur la connaissance des comportements de charge des principaux équipements du logement [CAPA-94]. Pour des objectifs de pilotage de charges, ou dans le cadre d'applications domotiques, il est nécessaire de disposer d'informations charge par charge, équipement par équipement ; c'est par exemple dans ce paradigme que se positionne le projet MULTISOL décrit dans le Chapitre 11. Le principe de la méthode est la réutilisation de ces informations à des fins de prédiction de la courbe de charge totale, agrégée.

Le principe est une procédure inverse des modélisations de charge électrique résidentielle abordées dans le Chapitre 3 et du modèle synthétique de charge détaillé. Elle revient à réutiliser les informations statistiques disponibles pour chacune des charges ou types de charge, pour recréer le profil attendu de la journée à venir, sur la base de deux critères par appareil : (1) le cycle de fonctionnement ; (2) l'instant de démarrage de cycle.

- Cycle de fonctionnement : on dispose de modèles (mesurés ou fournis par le constructeur) des consommations individuelles de chaque appareil, par cycle de fonctionnement, c'est-à-dire des profils élémentaires de consommation : chaque étape du cycle est défini par une durée (min) et une puissance moyenne (voir Tableau 12) ;
- Instant de démarrage : à partir des mesures départ par départ, les probabilités (par pas de temps) d'appel de chaque appareil électroménager p^{start_norm} , sont calculées et

rafraîchies jour après jour (voir Tableau 13) ; les fréquences d'appel par équipement et pas de temps, sont différenciées, suivant les jours de semaine et les week-ends : on dispose de deux bases différentes.



Appareils et groupes	CYCLE :Puissance (W) / durée de fonctionnement (min)						Puissance de veille (W)	Fréquence journalière f	
	P1	T1	P2	T2	P3	T3		Semaine	WE
Lave-vaisselle	1600	18	80	54	1600	18	0	1,16	1,26

Tableau 12 : Caractéristiques de cycle de fonctionnement - exemple: lave-vaisselle (d'après [LE-08])

La probabilité de démarrage par pas de temps p^{start} est calculée, équipement par équipement, en fonction du type de jour. Elle prend en compte la fréquence journalière f par l'équation suivante :

$$p^{start}(A, t, j) = p^{start - norm}(A, t, j) \times f(A, j)$$

avec A , l'appareil ou groupe d'appareils ; t , indice de pas de temps ; j , type de jour.

Pour la journée, on détermine ensuite par pas de temps s'il y a démarrage ou non, grâce à un tirage. Par exemple, pour chaque pas, le tirage est fait d'une variable aléatoire de distribution uniforme sur $[0 \ 1]$; si la valeur tirée est inférieure à p^{start} , l'équipement démarre à ce pas de temps.

Probabilité horaire d'appel – cuisinière - jours de semaine (en %)																								
Heure	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Appareil	04	01	0	0	0	02	17	27	44	59	697	786	792	715	639	589	678	741	732	723	693	409	23	102

Tableau 13 : Probabilités (horaires) d'appel d'appareil électroménager $p^{start - norm}$ ([LE-08])

Le modèle réalise ensuite une agrégation par approche ascendante ou « bottom up » comme représenté dans le schéma de la Figure 43.

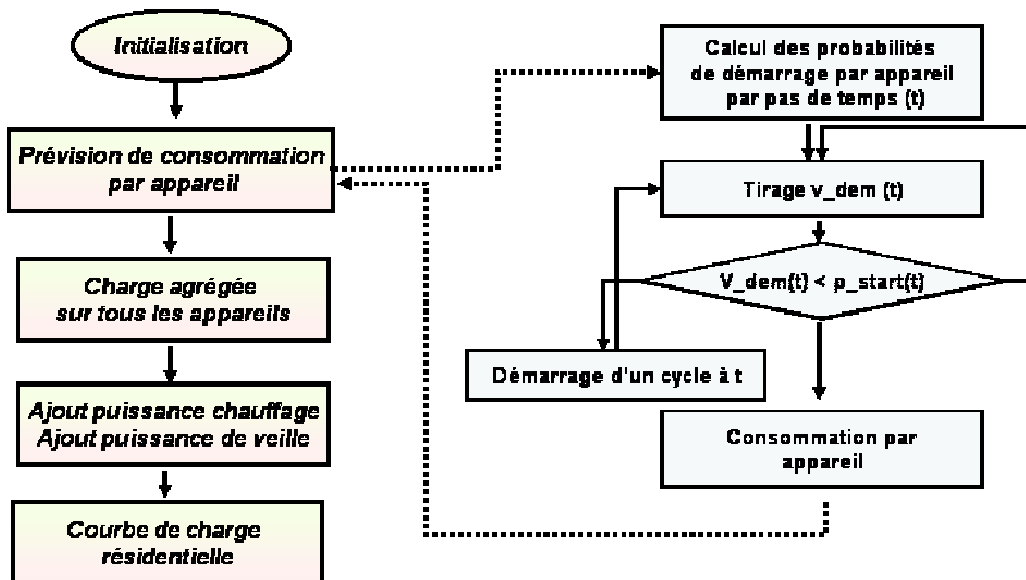


Figure 43: Méthodologie de la méthode Bottom-up (d'après [RUIZ-07])

La consommation liée au chauffage électrique par convecteurs, ainsi que la consommation de veille, sont calculées séparément pour être ajoutées au final. Le modèle de chauffage, avec sa régulation thermique, donne en effet une estimation fiable de la consommation due au chauffage, à partir de la température extérieure prévue. La consommation de veille des appareils, elle, se répète d'un jour sur l'autre.

Comme on le voit, la prévision de courbe de charge par méthode ascendante réutilise les informations statistiques disponibles sur les usages par appareil électroménager, dans le cadre d'un *modèle stochastique*. Le problème repose sur le tirage : tout autre tirage donnera une prévision différente, tout aussi plausible. La prévision via la méthode *Bottom-up* va dépendre de chaque tirage mais avec une distribution reflétant les usages habituels et les équipements du logement. L'utilisation qui peut être faite des courbes de charge prévisionnelles de sortie est donc nécessairement une utilisation dans une *méthode de Monte-Carlo*.

L'autre critique qui peut être formulée de cette approche est le traitement, comme variables indépendantes, des probabilités de démarrage d'équipement. Or, les usages sont liés aux temps de présence et au nombre d'occupants. Cela signifie, intuitivement, que les démarrages d'appareil ont plus de probabilité de se réaliser simultanément ou successivement, ce que ne rend pas le modèle stochastique qui « écrase » les profils de courbe obtenus.

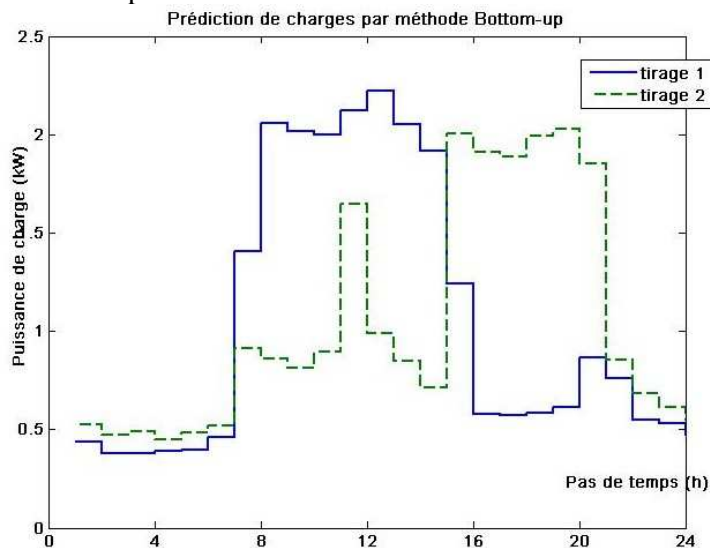


Figure 44 : Prévisions par méthode Bottom-up : deux sorties successives du modèle

Une piste d'amélioration de cette méthode serait le changement du modèle sous-jacent de comportement de charge, en modélisant les temps de présence (en heures x personnes) [RICH-08] et en utilisant les chaînes de Markov. Ce formalisme permet de représenter les probabilités conditionnelles et serait ainsi plus adapté à notre cas résidentiel.

6.3. Synthèse

Après une description des différents aléas qui empêchent une connaissance parfaite à J-1 des besoins énergétiques, différentes méthodes de prévision de consommation à court terme ont été développées. Pour les installations tertiaires présentant un fort foisonnement, la méthode par réseau de neurones, de type perceptron multi-couches, a été avancée avec une étude de réalisation. Elle a montré son efficacité, qui doit être relativisée face au fort foisonnement de la courbe de charge.

Une méthode alternative est également décrite, méthode ascendante ou « *Bottom-up* », modélisation statistique basée sur la connaissance des caractéristiques de charge. Cette méthode est destinée au cas résidentiel.

Ce chapitre n'a néanmoins pas permis de tirer des conclusions définitives quant aux propositions de méthodes pour la fonction « Prédiction de charge ». Un travail de recherche sur la question devra s'appuyer sur des données réelles, issues de campagne de mesure, sur une longue période et sur un parc suffisamment fourni de bâtiments.

Chapitre 7

Pour réaliser une optimisation à long terme (journée, semaine, etc), il est nécessaire de disposer de l'ensemble de l'information (météo, courbes de charge) ; toutefois en pratique, cette information est manquante : soit la charge doit être prédite, soit la commande doit être anticipée. C'est cette deuxième possibilité qui est étudiée dans ce Chapitre.

7. Anticipation de consignes

Par l'anticipation des consignes, on souhaite faire l'économie d'un modèle de connaissance en approchant à tout moment la commande optimale de la veille pour le lendemain, à partir de variables exogènes, explicatives (prévisions météorologiques, mesures à J-1) ; ce qui pose la problématique de l'**anticipation**, dite aussi commande prédictive.

7.1. Prédiction vs anticipation

La fonction de prédiction des charges a fait l'objet du chapitre précédent. A partir des données et des mesures au temps t_0 (prix en temps réel du marché, données météo, mesures de la charge, état de charge du stockage, disponibilité des sources sur site), on déduit des projections sur la journée, en utilisant parmi les outils d'IA, les *réseaux de neurones*. Les mesures sont introduites en entrée d'un réseau de neurones qui s'en sert comme un motif évolutif de base de données. Il peut corrélérer les paramètres mesurés afin d'établir les profils de charge et de puissance disponible dans les heures à venir. Les sorties combinées du système (prédiction de puissance disponible et demande pour les 24h suivantes) sont ainsi utilisées pour déterminer par optimisation les consignes.

Le principe de l'autre approche dite « anticipative » est d'utiliser les mêmes variables explicatives pour déterminer directement les consignes prévisionnelles, jouant ainsi le rôle d'un superviseur englobant les fonctions de prédiction et d'optimisation. Pour fonctionner, cela suppose le superviseur capable d'approximer correctement le calcul de l'optimiseur déterministe.

7.2. Anticipation

Les réseaux de neurones sont également éligibles pour réaliser cette fonction : les perceptrons multi-couches possèdent en effet la propriété d'approximation universelle de toute fonction continue bornée [DREY-04]. Une fois correctement paramétrée, l'architecture de réseau de neurones MLP permet théoriquement de reproduire après apprentissage les variations de n'importe quelle fonction continue non-linéaire bornée. Néanmoins, cette propriété ne permet pas de choisir, pour un type de fonction donné, les paramètres optimaux de construction du réseau, qui permettrait d'atteindre la précision souhaitée.

Cela impose d'explorer dans un premier temps les paramètres de construction des MLP pour trouver une architecture et une procédure convenables, adaptées à notre problème particulier et conformes à ces résultats théoriques attendus.

7.2.1. Cas d'étude

L'objectif de l'étude est la validation du RN de type *Perceptron Multicouche* (MLP), comme outil d'anticipation de consignes optimales, par apprentissage supervisé. Elle est issue des travaux de master de G. Warkozek [WARK-07].

De même que pour la prédiction de charges, pour être rigoureuse, l'étude aurait nécessité les jeux de donnée complets d'une campagne de mesure, comportant à la fois relevé de charge et variables exogènes sur une longue période.

Le cas d'étude choisi est le suivant: détermination des consignes horaires optimales d'un système multi-sources pour une installation résidentielle basse tension connectée au réseau, avec panneaux photovoltaïques et batterie [FOGG2-08].

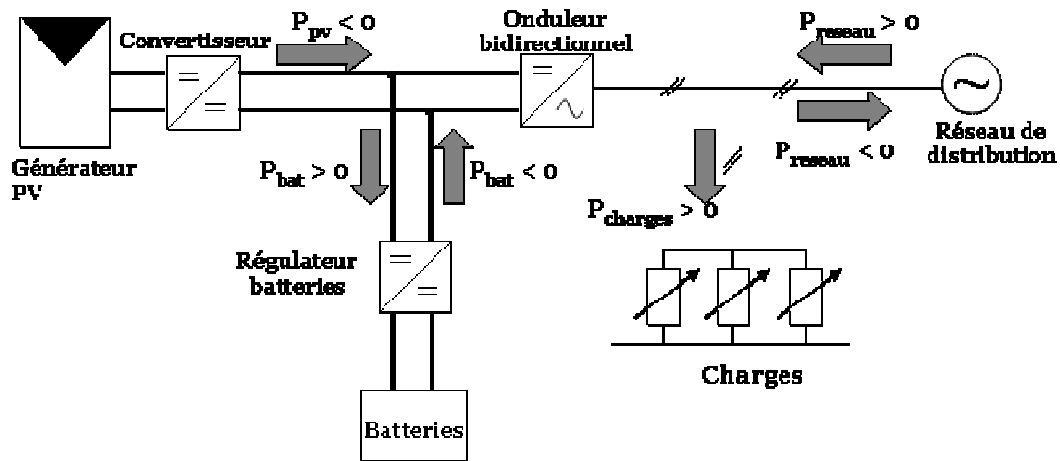


Figure 45: Schéma général de l'installation photovoltaïque avec batterie de stockage

L'optimiseur, développé pour le projet MULTISOL, réalise la planification de l'utilisation des sources disponibles en fonction de la charge appliquée et de la puissance photovoltaïque produite [HA-07]. Il est appliqué au cas particulier d'une installation résidentielle, comportant des panneaux photovoltaïques et une batterie, et raccordée au réseau dans un contrat « injection de l'excédent sur le réseau ».

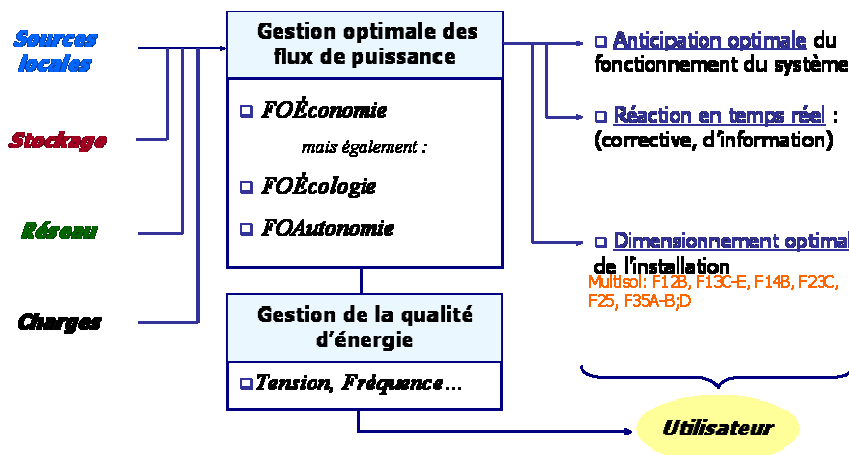


Figure 46: Fonctions effectuées par l'optimiseur

La fonction objectif retenue est *économique* : il s'agit de minimiser la facture électrique sur la période considérée. Une tarification de forme similaire à la tarification actuelle BT est retenue : l'énergie importée du réseau est facturée sur un principe Heures Pleines / Heures Creuses ; l'énergie exportée sur le réseau (d'origine photovoltaïque) est créditée selon un prix de rachat fixe. Une contrainte de calcul empêche le chargement de la batterie avec de l'énergie du réseau et d'utiliser la décharge de la

batterie pour injecter de l'énergie sur le réseau. Enfin, on assure un état de charge de la batterie stable en moyenne sur une journée, en imposant le même état de charge en conditions finales et initiales, sur la période d'un jour.

La résolution de la fonction *FOEconomie* est réalisée par programmation linéaire à variables mixtes (MILP), via le solveur *Cplex®*. A partir d'un scénario tarifaire (prix de vente et d'achat du kWh sur le réseau, suivant le temps) et du modèle de batterie (capacité d'autonomie, vitesse de charge et décharge, modèle de rendement et de vieillissement) et des entrées de puissance (puissance totale des charges résidentielles et puissance fournie par les panneaux photovoltaïques, par pas de temps), les flux optimaux d'énergie sont calculés permettant d'atteindre un optimum économique d'exploitation.

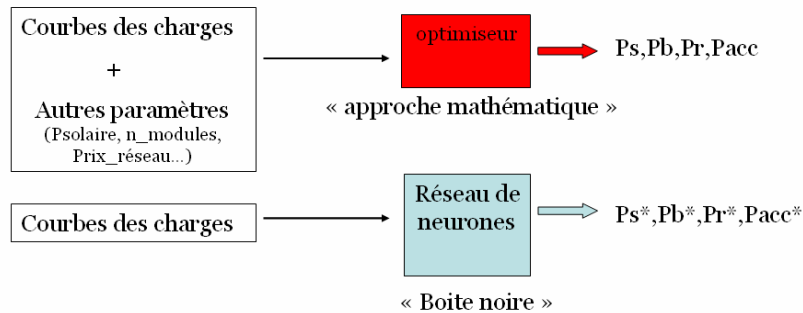


Figure 47 : Comparaison des approches avec optimisation / avec RN

Les sorties sont la puissance fournie par les panneaux photovoltaïque et autoconsommée (Ps), la puissance de décharge de la batterie (Pb), la puissance échangée avec le réseau (Pr), l'état de charge de la batterie (Eacc), enfin le coût total sur la période de l'énergie consommée (fval).

Cette fonction d'optimiseur est approximée par RN, en utilisant en entrée la courbe de charge et en fixant les autres paramètres.

7.2.2. Evaluation

7.2.2.1. Configuration initiale

La configuration initiale est la suivante : un neurone par moyenne horaire de puissance, ce qui amène 24 variables d'entrées et 24 neurones en couche de sortie. La fonction d'activation dans la couche de sortie est linéaire, tandis qu'elle est tangente sigmoïde dans la couche cachée.

Paramètres d'architecture	Couche d'entrée	Couche cachée	Couche de sortie
Nombre de neurones	$N_{CE}=24$	$N_{CC}=40$ (variable)	$N_{CS}=24$
Fonction d'activation	-	Tangente sigmoïde	Linéaire

Paramètres d'apprentissage	Algorithme	Nombre d'itérations maximal	Pas de descente	MSE d'arrêt	Moment	Jours du jeu d'apprentissage
	traingdm ⁹	20000	0.05	0.001	0.9	$N_{JA}=90$

Tableau 14: Configuration de départ de l'étude

⁹ Traingdm : apprentissage par descente de gradient avec momentum – voir Annexe 2

Les jeux de donnée sont normalisés et ramenés dans l'intervalle $[0;1]$, comme requis par la fonction d'activation ; cela permet de s'assurer qu'un facteur ou une donnée du jeu de donnée ne va pas dominer l'apprentissage.

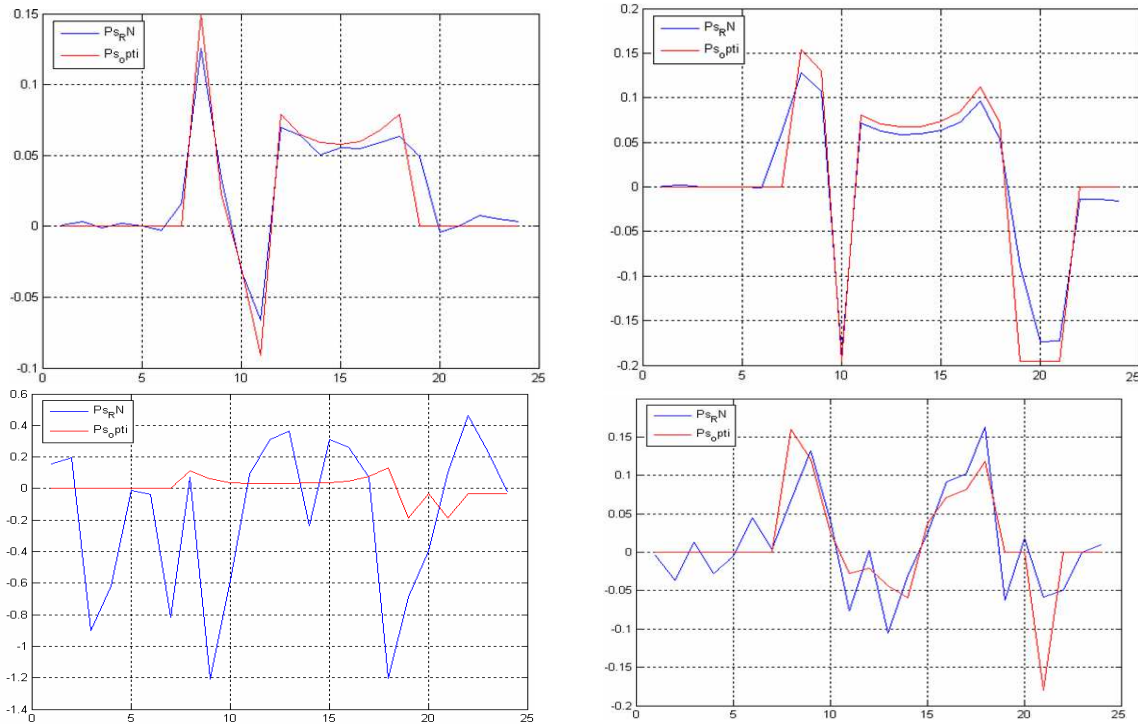


Figure 48 : (haut) Exemple sur deux jours de la sortie de l'optimiseur 'PsOpti' (courbe rouge) et la sortie du RN 'PsRN' (courbe bleue), après la phase d'apprentissage
(bas) Exemple sur deux jours des sorties 'PsOpti' et 'PsRN', en phase de simulation

L'apprentissage est réalisé par un processeur CPU-Intel®-Pentium®4- 2.7GHz. La fonction de coût (ou « erreur ») permet la sortie, une fois le seuil minimum d'arrêt atteint ; elle exprime l'erreur quadratique moyenne sur tout le jeu. En cas de non-convergence, il y a sortie sur un nombre d'itérations maximal ou par un seuil de temps de calcul (infini par défaut).

On souhaite exprimer une performance par jour d'apprentissage, puis de simulation, nécessitant un autre indicateur : la performance est estimée par le calcul des erreurs journalières de sortie, par MAPE (*mean absolute percentage error*) dont l'expression est:

$$MAPE = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|P_r - P_{RN}|}{P_{r_md}} \quad [\%] \quad \text{avec} \quad P_{r_md} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |P_r|$$

L'expression de la performance vaut ainsi : $perf = \sup(0, 100 - MAPE) \quad [\%]$

(la performance est nulle pour une erreur MAPE supérieure à 100%)

Les performances escomptées dans cette étude sont : 100 % en phase d'apprentissage, et supérieure à 90 % en phase de simulation.

7.2.2.2. Essai de base

Essai de base : Un premier essai est réalisé, à partir de la configuration de départ (voir Tableau 14 - jeu de donnée de 90 jours : entrées + sorties de l'optimiseur). L'apprentissage est réalisé par un algorithme de minimisation des erreurs par descente de gradient. L'arrêt de l'apprentissage est réalisé une fois atteint le seuil d'erreur minimum acceptable aux moindres carrés (*mean squared error MSE*).

La performance en fin d'apprentissage n'est pas très élevée; elle est environ de (~60-70%). En diminuant le MSE d'arrêt, on arrive à des cas de non-convergence après 2h de calcul. Ces résultats ne

sont pas très étonnants car on a commencé l'essai avec des paramètres et une architecture à priori; rien ne permettait d'indiquer que la structure et les méthodes retenus étaient adaptés à notre problème.

Théoriquement, la performance sur le jeu d'apprentissage devrait être quasi-parfaite : le réseau n'a donc pas complètement « appris ». De même, sur la phase de simulation : la performance est relativement faible et quelques « *jours aberrants* » apparaissent : le réseau de neurone échoue à reproduire les *sorties nulles*, qui ont leur importance dans le procédé, puisqu'il s'agit des jours où la tactique optimale consiste à ne pas imposer de cycle de charge et décharge à la batterie.

Les résultats sont décevants par rapport aux attentes théoriques ; la configuration de départ n'est pas satisfaisante et il faut reprendre les paramètres de construction du réseau.

7.2.2.3. Etude des paramètres de construction

Une étude des paramètres de construction est réalisée : nombre de neurones cachés, 2^e couche cachée, pas de descente, moment, algorithmes d'apprentissage.

- Nombre de neurones cachés N_{CC}

L'augmentation de la taille de la couche cachée apporte une certaine amélioration pour l'apprentissage mais non suffisante (Figure 49); pourtant, il faut faire attention que la grande taille de la couche cachée peut provoquer un « surdimensionnement » ; dans ce cas, le réseau, avec de nouveaux neurones en couche cachée, possède beaucoup plus de paramètres (poids et biais), ce qui introduit une plus grande facilité d'apprentissage, mais une introduction de variations locales non désirées entre les points de référence (qui sont les valeurs d'apprentissage).

En effet, le nombre de poids du réseau MLP à une couche cachée, est : $N_{poids} = N_{CC} \times (N_{CE} + N_{CS})$

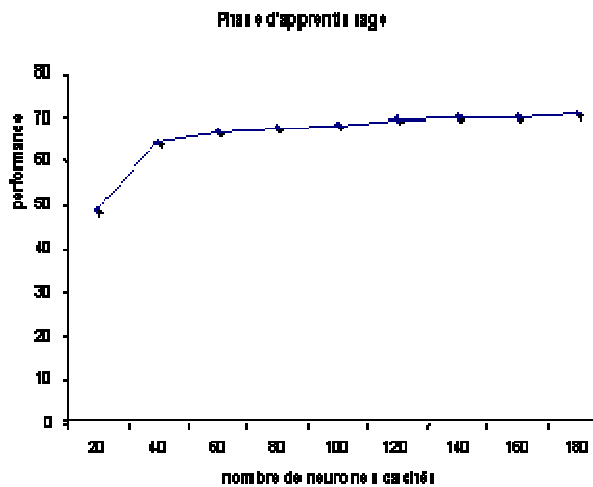


Figure 49 : Influence du nombre de neurones cachés sur la performance en fin d'apprentissage

L'indication de la présence de ce « surdimensionnement » est ici la diminution de la performance en phase de simulation; pour un nombre de neurones supérieur à 70 neurones. Cela semble indiquer que (60) neurones en couche cachée serait le meilleur compromis.

Pour la même raison, l'utilisation de deux couches cachées n'améliore pas les performances en fin d'apprentissage: cette architecture multiplie le nombre de connexions, de poids et donc de paramètres à déterminer par l'algorithme: il y a surdimensionnement.

- Pas de descente

L'influence du pas de descente¹⁰ est également étudié pour les différentes méthodes de rétro-propagation : on fait varier ce pas de descente dans un large intervalle (0,02-0,4). La Figure 50 montre qu'une valeur moyenne du pas de descente (~0.1) est préférable pour accélérer la convergence.

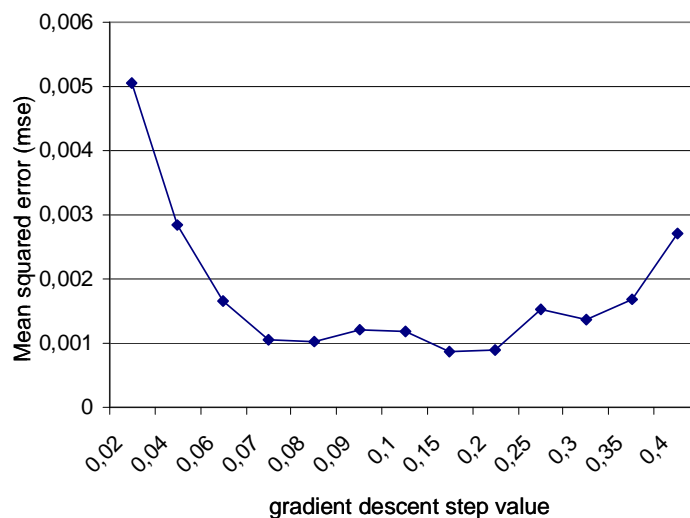


Figure 50: Influence de la valeur du pas de descente d'apprentissage

- *Autres paramètres de construction*

En conclusion de cette étude de configuration de départ, certains paramètres ont été validés: une seule couche cachée, la fonction tangente sigmoïde comme fonction d'activation. Les performances restent très inférieures des attentes théoriques, dues à une mauvaise convergence de l'apprentissage et sans doute à la nature du cas particulier de cette étude aux fortes non-linéarités.

On ne peut donc établir de conclusion sur l'architecture optimale à ce niveau, étant donné ces résultats non satisfaisants en sortie d'apprentissage.

- *Algorithmes d'apprentissage*

Les algorithmes de type rétro-propagation du gradient, qui sont la base de la détermination des poids et biais de perceptrons multi couches, convergent insuffisamment quel que soit le pas ou le *momentum*, nécessitant l'appel à des algorithmes plus puissants, destinés aux problèmes complexes.

La boîte à outils MATLAB™ Neural Network Toolbox propose un panel d'algorithmes, la plupart inspiré des méthodes d'optimisation numérique sans contraintes (voir *Annexes 2 et 3*). On peut les ranger en classes de méthodes comme suit :

- Méthodes du premier ordre, à partir du rétropropagation du gradient ;
- Algorithmes du second ordre : méthodes quasi-Newton ;
- Algorithmes du second ordre : méthodes du gradient conjugué.

Le test des algorithmes est effectué parmi les méthodes disponibles sur un jeu de données d'apprentissage réduit à trente jours. Parmi les méthodes quasi-Newton, l'algorithme de *Levenberg-Marquardt* est de loin le plus rapide (<1min) et assure la meilleure convergence vers le minimum de l'erreur quadratique, pour une performance supérieure à 99.9%. La performance sur le jeu de simulation reste par contre à un niveau comparable (au mieux ~60%).

La littérature permet d'expliquer cette prédominance de l'algorithme LM: il associe les avantages des deux classes de méthode du second ordre (il tend vers la méthode de Newton pour une valeur de μ_k

¹⁰ Voir Annexe 2 pour le pas de descente des méthodes de gradient

petite mais est équivalente à la méthode du gradient simple de pas $\eta = \frac{1}{\mu_k}$ pour une valeur de μ_k

grande ; de plus, à chaque itération, le Hessien est toujours défini positif ce qui est la condition suffisante assurant la convergence vers un minimum de la solution ; voir *Annexe 2*). L'algorithme Levenberg-Marquardt est recommandé pour les problèmes d'approximation de fonctions où les poids sont de l'ordre de la centaine ; quand le nombre de poids augmente, l'efficacité de l'algorithme LM diminue, car la taille du Hessien augmente, et nécessite une très grande place en mémoire. Des algorithmes du gradient conjugué, en particulier l'algorithme *scaled conjuguate gradient* (SCG), sont surtout performants pour les problèmes de grande taille : le SCG est recommandé comme plus rapide que le LM, pour un les approximations de fonction avec un très grand nombre de poids.

Paramètres d'architecture	Couche d'entrée	Couche cachée	Couche de sortie
Nombre de neurones	24	$N_C=60$	24
Fonction d'activation	-	Tangente sigmoïde	Linéaire

Paramètres d'apprentissage	Algorithme	Nombre d'itérations maximal	Pas de descente	MSE d'arrêt	Jours du jeu d'apprentissage
	variable	20000	0.1	0.001	$N_{JA}=30$

Tableau 15: Configuration de l'étude – Tests des algorithmes d'apprentissage

Cet algorithme est donc conservé pour la suite de l'étude. On converge ainsi sur une architecture à une couche cachée (60 neurones), avec l'algorithme Levenberg-Marquardt comme algorithme d'apprentissage. Le but à présent est d'améliorer non plus seulement les performances d'apprentissage, mais de réussir à atteindre une bonne performance sur les jeux de simulation et de test.

7.2.2.4. Approches de régularisation

Approches de régularisation : à partir du Levenberg-Marquardt, d'autres approches sont testées : jeu indépendant, arrêt prématuré (*early stopping*), jeu amélioré, etc.

Ces méthodes de régularisation cherchent à distinguer, derrière la minimisation des écarts entre sorties et jeu de référence, ce qui est apprentissage réel en *généralisation* de ce qui est apprentissage ponctuel « par cœur ». Les deux aspects sont en effet confondus dans le terme d'erreur quadratique moyenne qui ne permet pas de distinguer les proportions : ce problème est central dans toutes les approches d'*apprentissage artificiel*.

- *Arrêt prématuré*

Une méthode de régularisation, l'arrêt prématuré, consiste à arrêter l'apprentissage avant la convergence totale. Il est en effet constaté, durant l'apprentissage, qu'un sur-ajustement des paramètres de réglage (ici, poids et biais) peut mener à ajouter des variations locales non nécessaires autour des points de référence, néfaste à la généralisation du réseau sur d'autres jeux de données. Ce phénomène est semblable au cas des interpolations polynomiales, où on peut être amené à trouver un polynôme de degré égal au nombre de points de référence et qui passe exactement par tous ces points ; alors qu'un modèle approché de degré réduit aurait été plus adapté à la fonction à approximer.

Pour le critère d'arrêt, deux possibilités : soit une estimation du nombre maximal d'itérations à réaliser durant l'apprentissage, soit un arrêt sur indication fournie par évaluation de l'évolution de la performance sur un jeu témoin, le jeu de *test*. L'arrêt prématuré repose ainsi sur l'utilisation de trois jeux de données distincts, au lieu de deux : un jeu d'apprentissage, un jeu de test, un jeu de simulation.

Durant l'apprentissage, la fonction de coût est appliquée également au jeu de test : celle-ci, aux premières itérations, commence par décroître. Lorsque l'erreur quadratique moyenne se met à croître, les itérations sont arrêtées et l'apprentissage cesse.

Cette approche est possible depuis la boîte à outils MATLAB™ Neural Network Toolbox et elle est testée à partir de la configuration du Tableau 15 avec l'algorithme LM et un jeu de données de test de 30 jours également.

Les essais montrent le côté impraticable tel quel de cette approche d'arrêt prématuré : dès les premières itérations, l'apprentissage est stoppé (~10 à 100 itérations), là où il nécessitait plusieurs milliers : on aboutit à de mauvaises performances, à la fois sur le jeu d'apprentissage et de simulation. Le problème de cette approche est qu'elle déclenche l'arrêt dès la première dégradation du coût sur le jeu de test, qui peut n'être pas significative : l'apprentissage cesse ici trop tôt.

- *Apprentissage progressif*

L'étude sur l'arrêt prématuré met à jour le fait que le problème posé par le cas d'étude ne s'explique pas par un *sur-apprentissage* ; il faut se demander si au contraire, il ne s'agit pas d'un *sous-apprentissage*.

Une raison possible à un sous-apprentissage : les « informations » contenues dans le jeu d'apprentissage, insuffisantes, qui ne contiendraient pas les variations significatives, et avec trop de redondance entre jours semblables. Dans un tel cas de figure, on n'apprend rien que de nouveau à retrouver un jour quasi-identique, et en entrées de charge électrique et en sorties de consigne pour la batterie.

Cette hypothèse est testée par un apprentissage progressif.

Un exemple de réalisation d'*apprentissage évolutif* est donné ci-dessous : en partant de la configuration du Tableau 15 avec l'algorithme LM et un jeu de données de départ de 10 jours, on se propose d'élargir la taille du jeu de données d'apprentissage par itérations successives sur les jours à partir du jeu de simulation, en fonction de la performance observée jour après jour. L'algorithme de cette procédure est montré dans la Figure 51 ci-dessous :

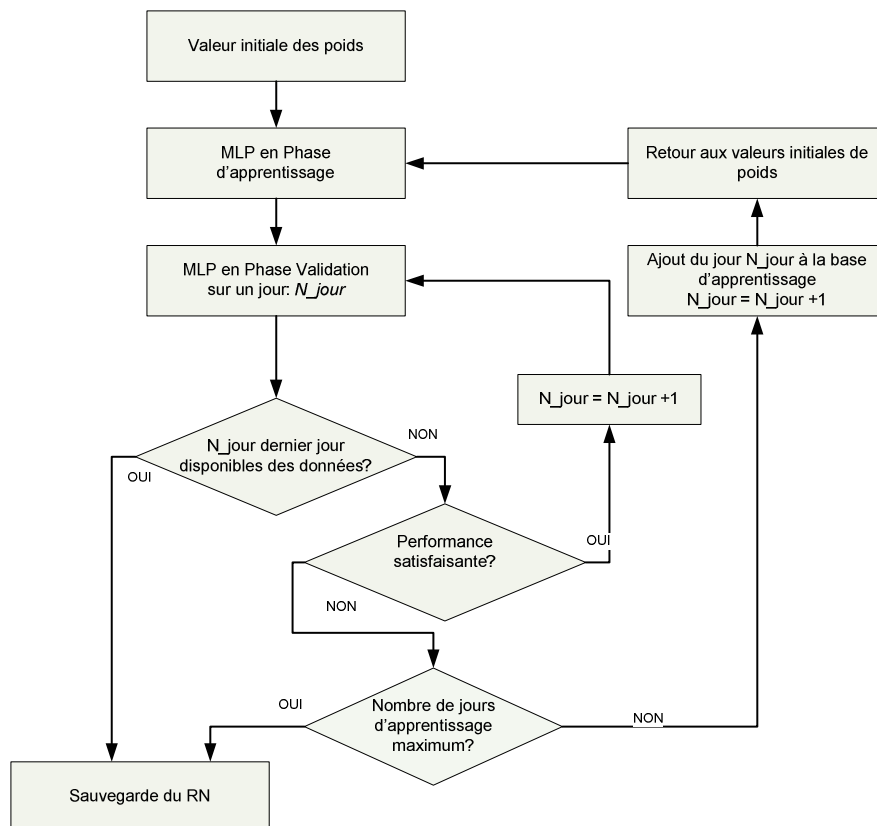


Figure 51: Algorithme d'élargissement de la taille du jeu d'apprentissage

L'apprentissage commence sur la base des (N_{dem}) jours, ensuite la simulation est faite, à poids fixés pour un jour nouveau (N_{sim}) avec une estimation de la performance journalière calculée à partir de l'erreur absolue moyenne en pourcentage, *MAPE*.

Si la performance de simulation n'atteint pas le seuil minimal fixé, le jour est ajouté au jeu de données d'apprentissage et celui-ci est recommencé, amenant après convergence à de nouvelles valeurs réactualisées de poids et de biais qui permettent un ajustement quasi-parfait à la base comme aux nouveaux jours. Sinon (dans le cas où la performance est suffisante) nous dépassons ce jour pour le jour d'après.

Dans cette approche, il faut faire attention aux valeurs initiales, car à chaque passage dans la boucle d'itération, le réseau essaie de se réinitialiser aléatoirement, qui va donner un aspect aléatoire à la performance. Pour cela, les valeurs initiales ont été posées fixes, égales à celles du premier passage dans la boucle.

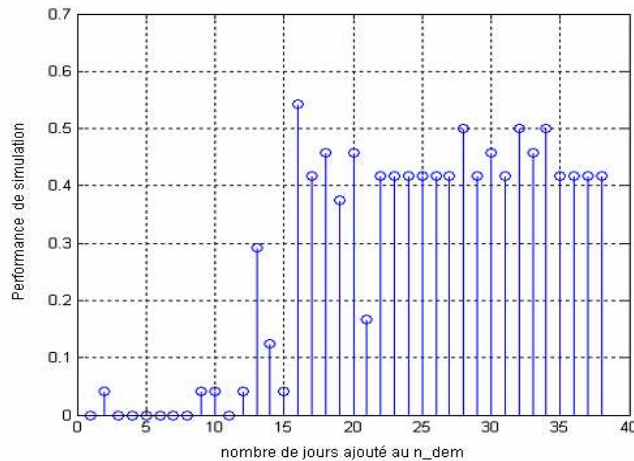


Figure 52 : Evolution de la performance de simulation par élargissement du jeu de données

L'apprentissage démarrait sur une base de 10 jours, pouvant être agrandie par exploitation d'un jeu de simulation de 90 jours ; la procédure a été arrêtée à fin de parcours de tout le jeu, après plus de 3 heures de calcul, car l'algorithme ne s'est pas arrêté de lui-même, n'arrivant pas à la performance globale souhaitée.

Un inconvénient notable de l'approche est que rien ne garantit qu'un jour écarté de la base d'apprentissage évolutif, car suffisamment bien restitué par le RN à cette étape-là, ne soit effectivement correctement rendu lors des itérations d'apprentissage successives : en effet, lors des itérations, l'apprentissage recommence entièrement. Pourtant l'essai laisse à penser que l'idée de l'algorithme est prometteuse, comme le montrent les résultats de la Figure 52 ci-dessous. Après une augmentation du jeu de données à 15 jours supplémentaires ($N_{dem}+15$), la performance de simulation a sensiblement augmenté (de $\sim+10\%$ jusqu'à $+45\%$), bien qu'après ça elle ne se soit plus améliorée ($\sim+50\%$). Ces essais valident le fait qu'on se trouve en position de sous-apprentissage.

- *Tri du jeu d'apprentissage*

Sur la même idée d'apprentissage cumulatif et de prise en compte seulement d'information nouvelle (pas de jours « semblables » dans le jeu de données d'apprentissage), une approche est proposée, testant au préalable la dépendance des vecteurs journaliers (de 48 valeurs de données conjointes d'entrées et sorties réelles). La matrice de covariance de ces vecteurs journaliers est calculée.

A chaque nouvel item, un balayage est fait au niveau de la ligne correspondante ; si la covariance dépasse une certaine valeur-seuil proche de 1 avec un jour déjà retenu dans la base d'apprentissage, le jour n'est pas retenu pour l'apprentissage cumulatif.

L'idée maîtresse est un compromis ici de viser à poursuivre un apprentissage insuffisant, tout en limitant la taille du jeu d'apprentissage par l'écartement des journées redondantes sur un test de corrélation simple.

D'autres approches reposant sur l'élagage de liens entre neurones (algorithmes OBS : *Optimal Brain Surgeon*), la réduction des entrées et des sorties du réseau de neurones par des méthodes de projection

telles que l'analyse en composantes principales (ACP) ou analyse en composantes curvilignes (ACC) peuvent être également envisagées mais n'ont pas été testées ici [DREY-02]. Pour des raisons pratiques, ces approches ne sont pas cohérentes avec l'utilisation future en tant qu'algorithme principal de la couche de commande anticipative.

7.2.2.5. Conclusion de l'étude

Au terme de cette étude sur l'application des RN de type MLP à l'approximation de fonction, à des fins de commande anticipative, on ne peut tirer les conclusions suivantes, seulement sur certains éléments d'architecture :

- L'apprentissage est dorénavant atteint, avec la performance attendue (>99%) et une convergence vers une solution dépendante des valeurs initiales ;
- Parmi les algorithmes d'apprentissage disponibles, l'algorithme de Levenberg-Marquardt est de très loin le plus satisfaisant et rapide ; les méthodes de type descente de gradient, avec variantes, ne permettent pas un apprentissage complet, du fait des limites de temps de calcul et de mémoire ; d'autre part, elles ont le désavantage d'être également beaucoup plus sensibles aux valeurs initiales que l'algorithme L-M ;
- On a pu montrer le meilleur choix pour les fonctions d'activation : tangente sigmoïde pour les neurones cachés ; linéaire pour la couche de sortie.

Malgré les approches de régularisation, une performance satisfaisante en phase de simulation n'est pas atteinte (on atteint au mieux autour de 60%).

7.2.3. Conclusion

Les travaux menés sur la fonction « Anticipation de consignes » par MLP n'ont pas permis de parvenir à une conclusion tranchée. Les études menées ont en effet échoué sur un problème d'*apprentissage*, qui n'était pas attendu.

Un retour sur la littérature disponible quant au réseau de neurones permet de fournir des explications à ces résultats insuffisants.

A cause de ses propriétés théoriques, la structure MLP a été retenue, et on a imposé de fait un nombre de variables d'entrées et de sorties, cohérent avec le pas de temps de la couche de commande prédictive et/ou anticipative (ici, pas de temps horaire). Les règles empiriques imposent un nombre de neurones cachés qui soit au moins supérieur aux trois-quarts de cette valeur, soit une vingtaine.

En négligeant les biais, le nombre minimal de poids d'un tel réseau est donc :

$$N_{poids} = 2 \times (24 \times 20) = 960$$

Comme a pu le montrer l'essai sur l'arrêt prématuré, avec un millier de paramètres à ajuster, le souci premier ne réside pas dans un sur-apprentissage ou dans l'ajustement des critères a priori d'architecture, mais plutôt dans la constitution d'un jeu de données d'apprentissage suffisamment fourni pour aboutir au résultat théorique attendu : l'approximation de n'importe quelle fonction non-linéaire bornée.

Une règle empirique [VAPN-82] nous permet ici d'estimer que la taille de jeu d'apprentissage nécessaire à une telle structure - *learning subset (l.s.)* – est telle que :

$$card(l.s.) \approx 10 \times N_{poids}$$

avec N_{poids} nombre de poids du réseau MLP.

Par conséquent, on perd tout l'avantage recherché justement dans l'emploi de RN préférablement à toute autre méthode: la *parcimonie* dans les données nécessaires à l'apprentissage.

Il faut donc repenser l'architecture en écartant les MLP *multi-sorties*, soit en utilisant de préférence des réseaux récurrents avec des retards jusqu'à 24 pas précédents, soit en utilisant des MLP mono-sortie : avec un réseau par pas de temps, ou au contraire avec une nouvelle entrée indiquant le temps, ou encore en cascade de vingt-quatre réseaux semblables.

7.3. Comparaison des approches prédictives et anticipatives

Au terme de ce chapitre, les atouts mais aussi les inconvénients de l'emploi des réseaux de neurones ont pu être mis en avant, dans les approches tant prédictives qu'anticipatives. Dans les deux cas, c'est la structure MLP qui a été retenue.

Au vu des résultats obtenus et des propriétés des courbes de charge avec un foisonnement vite important pour les bâtiments du tertiaire [SID-03], les approches de prédiction se justifient, avec une performance attendue excellente (par exemple, des MAPE de 2% pour un bâtiment de charge de puissance moyenne 1100 kW [GON-05]). Le cas particulier du petit résidentiel nécessite quant à lui des approches originales et une nécessaire connaissance et mesure de certaines charges, en décomposant par exemple charges de base (indépendantes de la présence de l'occupant), charges climatiques et charges d'usage (les moins prévisibles, liées au mode de vie : électroménager, cuisson, etc).

Ce chapitre a montré néanmoins des problèmes de réalisation liées au RN, notamment dans les approches d'anticipation de consignes. Comme on impose de fait un nombre de variables d'entrées et de sorties cohérent avec le pas de temps de la couche de commande prédictive et/ou anticipative (ici, un pas de temps horaire), cela se traduit par un grand nombre de poids du réseau, exigeant également énormément de données d'apprentissage. Par conséquence, on perd tout l'avantage recherché justement dans l'emploi de RN de préférence à toute autre méthode: la *parcimonie* dans les données nécessaires. Cela condamne l'application telle qu'envisagée par notre problématique, où le système de pilotage doit être à même de donner des commandes cohérentes optimales rapidement. Un axe d'amélioration est l'utilisation de réseaux récurrents avec des retards jusqu'à 24 pas précédents, ou le recours à des MLP mono-sortie : avec un réseau par pas de temps, ou au contraire avec une nouvelle entrée indiquant le temps, ou encore en cascade de vingt-quatre réseaux semblables. En l'état actuel, l'approche anticipative n'est pas donc pas retenue.

Chapitre 8

8. Correction des écarts

Les chapitres précédents proposent des méthodes permettant de résoudre le problème de pilotage de système multi-sources dans des scénarios de tarification variable, par des approches déterministes. Ces approches, soit nécessitent une prédiction préalable de la charge totale, ainsi que des puissances des sources « *au-fil-de-l'eau* » (stratégie 1), soit déterminent directement les consignes anticipatives à appliquer (stratégie 2). Or, avec ces approches, l'incertitude, en partie irréductible, va nécessairement conduire à une dégradation de performance de la solution calculée. Cet aspect est traité via la couche réactive.

On suppose que sur la base de prédiction ou d'anticipation, un plan de production est suivi sur une période (journée, semaine...) et doit faire nécessairement face à des aléas, liés aux erreurs de prédiction ou d'anticipation. Quels ajustements sont alors mis en œuvre ?

Ce chapitre propose dans un premier temps des fonctions correctives du plan de production prévisionnel, en fonction des erreurs de prédiction constatés. L'éventualité de fonctions réactives de délestage de charge est examinée.

8.1. Correction par approche par les gradients

8.1.1. Principe de l'approche par les gradients

La fonction « *Correction* » peut prendre plusieurs formes d'approche, suivant les écarts et l'importance des aléas.

Une première approche avait été proposée à propos du sous-problème SP2 : on considère le gradient au point de la solution optimale calculée ; il s'agira de corriger au niveau de la couche de commande réactive les imprécisions dues aux erreurs de prévision du modèle de la source primaire.

Au calcul de la solution optimale (les consignes par pas de temps) qu'on considère comme une fonction continue $f = (f_i(p_j))$, on ajoute également le calcul estimés des dérivées premières en fonction des variables $p_j = (P_{ch} - P_{EnR})(j)$: soit $D_{v+}f(p)$ et $D_{v-}f(p)$.

On trouve ainsi des approximations de $\frac{\partial f_i}{\partial x_j}$ et par développement limité à l'ordre 1, on a ainsi une

indication des corrections à apporter aux consignes pour un écart modéré observé au pas de temps j :

$$\Delta p_j = p_j - \hat{p}_j :$$

Si on note $C = (C(p_j))$ la consigne approchant la solution optimale :

$$C = (C(p_j)) = f(\hat{p}_j) + \Delta p_j \cdot D_{v+}f(\hat{p}_j) \quad \text{pour } \Delta p_j \geq 0$$

$$C = (C(p_j)) = f(\hat{p}_j) + \Delta p_j \cdot D_{v-}f(\hat{p}_j) \quad \text{pour } \Delta p_j \leq 0$$

Il faut noter qu'elle ne constitue qu'une approximation du calcul du cas idéal (« connaissance parfaite de l'écart par rapport aux prévisions »), données par $C^* = f(p_j)$

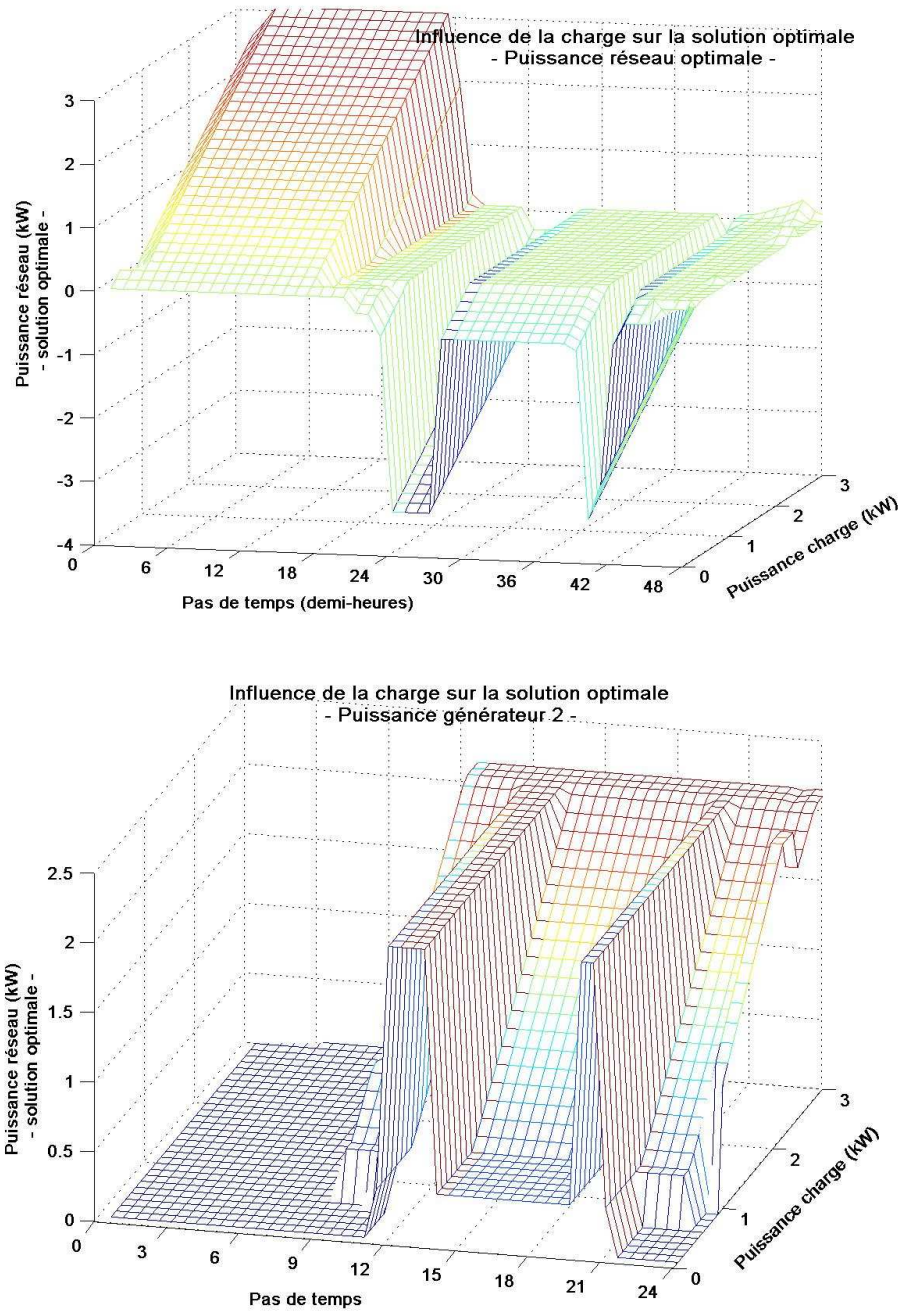


Figure 53: Influence des variations ponctuelles de charge autour de la solution optimale (Pres, Pg2)

8.1.2. Application numérique

Application Numérique : Scénario 2

En entrée, on considère une courbe de charge « réelle », issue du tirage aléatoire, à partir d'une courbe de charge estimée. La courbe de charge estimée correspond à la moyenne de la variable aléatoire (voir description Chapitre 5.5.3.1).

La Figure 53 illustre l'influence de la valeur ponctuelle (un seul pas de temps) de la charge sur les consignes optimales calculées. Si vu du réseau (graphique du haut), cette variation ponctuelle ne modifie en rien la stratégie générale optimale (stratégie d'export, stratégie d'import ou stratégie d'effacement), ce qui validerait la pertinence d'une simple correction par les gradients, on voit au

niveau du générateur (graphique du bas) que la variation de charge peut se traduire par une durée de fonctionnement du générateur modifiée, dans la nouvelle solution optimale.

Les stratégies sont évaluées, en évaluant les coûts dans chacun des cas suivants : cas idéal de référence (a) ; cas « plan prévisionnel » (b), cas « consignes corrigées par gradient ». (c). Le cas (a) correspond ainsi à la solution idéale et adaptée à la charge réelle ; le cas (b) correspond à l'application de la solution prévisionnelle sans correction des erreurs de prévision constatées, par les gradients ; enfin, le cas (c) correspond à l'application de la fonction correctrice par les gradients.

La dégradation moyenne de performance des stratégies (b) et (c) par rapport au cas idéal (a) est calculée sur un tirage de 100 courbes, pour chaque valeur d'écart-type.

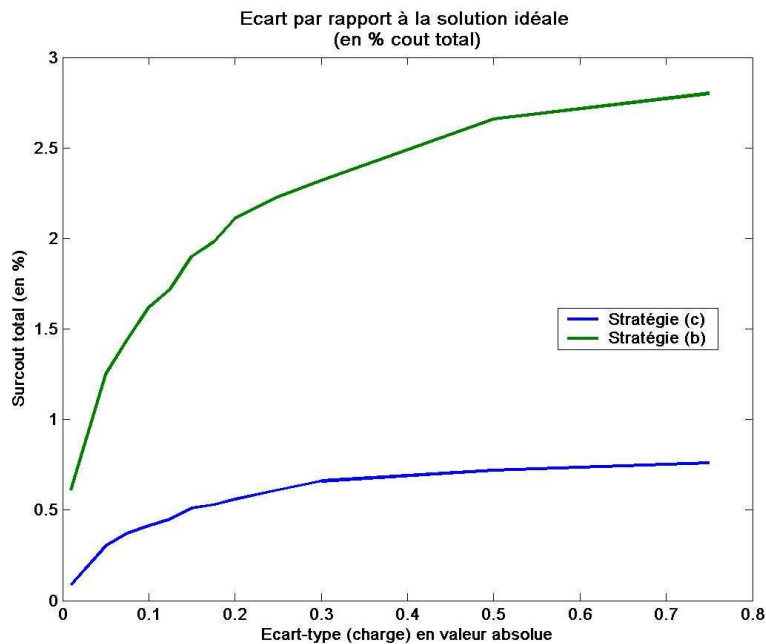


Figure 54: Comparaison de performance des stratégies

Comme on peut le voir sur la Figure 54, le surcoût total moyen par rapport à la solution idéale reste faible (quelques %), en se contentant d'appliquer le plan prévisionnel calculé à partir de la courbe moyenne des charges [stratégie (b)], mais il est encore largement diminué par la correction par les gradients [stratégie (c)], où on approche le coût idéal à moins de 1%, même pour un écart-type important.

8.1.3. Réalisation pratique

Réalisation pratique :

La période d'un pas de temps de la couche de *pilotage J-1/H-1*, qu'on prendra de préférence cohérent avec le pas de temps de tarification et donc de comptage en tête d'installation, est découpée en

$$N = \frac{T_{PJ-1}}{T_r} \text{ périodes réactives de durée } T_r.$$

L'approche proposée consiste alors en une poursuite successive des écarts constatés, avec anticipation

de l'énergie moyenne de la consommation totale sur tout le pas de temps : $\hat{E}(k) = \frac{N}{k} \cdot \int_0^{(k-1)T_r} p_j(u) du$,

estimation de l'énergie moyenne réelle au $k^{\text{ème}}$ pas de temps.

On en tire l'estimation anticipée de la puissance réelle $\hat{\Delta p}_{j,k} = \frac{\hat{E}(k)}{T_{pJ-1}} - \hat{p}_j$ et de là, la poursuite de consigne :

$$C_r(k) = f(\hat{p}_j) + \hat{\Delta p}_{j,k} \cdot D_{v+} f(\hat{p}_j) \quad \text{pour } \hat{\Delta p}_{j,k} \geq 0$$

$$C_r(k) = f(\hat{p}_j) + \hat{\Delta p}_{j,k} \cdot D_{v-} f(\hat{p}_j) \quad \text{pour } \hat{\Delta p}_{j,k} \leq 0.$$

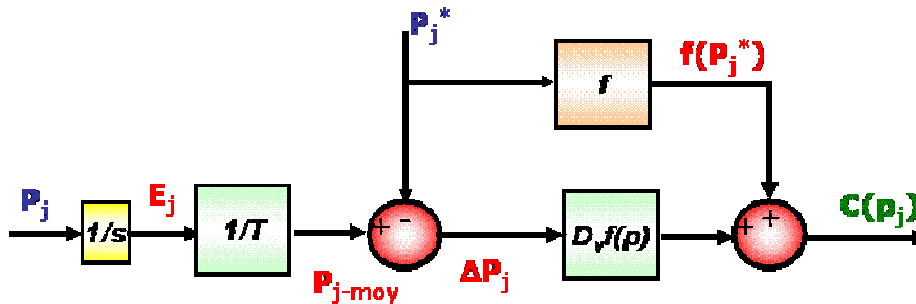


Figure 55 : principe de poursuite des écarts de prévision

8.1.4. Modifications envisageables

Cas particulier des stratégies d'effacement de la charge vu du réseau : comme décrit dans les résultats du sous-chapitre 5.4.4, il apparaît que dans la majorité des cas de figure tarifaires, la solution optimale sur un pas de temps se ramène à une stratégie élémentaire : *stratégie d'export*, *stratégie d'import*, enfin, *stratégie d'effacement* de la charge, vu du réseau.

Dans ce dernier cas, tout écart ne peut être compensé par une anticipation sur les périodes réactives restantes : il y a double comptage en tête d'installation, avec sommation des flux dans chacun des sens, à l'import et à l'export d'électricité. Avec une poursuite des écarts, même si les erreurs de prévision sont compensées *en moyenne*, cela se traduit par une quantité d'énergie exportée sur le réseau et la même quantité d'énergie importée du réseau, soit une dégradation non négligeable de la *Fonction Objectif* économique. Il est plus raisonnable de poursuivre directement la stratégie d'effacement de la charge, avec un suivi de la charge par boucle de régulation ; les consignes suivent alors la grande variabilité de la charge (cas résidentiel, le plus contraignant).

Comme on vient de le voir, dans la stratégie de correction tirée du sous-problème SP2, on considère le gradient au point de la solution optimale calculée ; il s'agit de corriger au niveau de la couche de commande réactive les imprécisions dues aux erreurs de prévision du modèle de la source primaire.

Cette approche permet de corriger les variables continues mais elle est incomplète, dans le sens où elle ne permet pas de traiter les consignes des variables discrètes en fonction des écarts constatés : avancement/retard d'un démarrage de groupe ou d'unité de micro-cogénération, basculement d'un demi-cycle de charge/décharge pour une batterie, etc.

Une stratégie de correction complète devrait prendre en compte cet aspect par définition de seuils de basculement en courant, avec une marge de sécurité pour éviter des arrêts ou des démarrages intempestifs.

Une dernière proposition de correction viserait à ajouter un degré supplémentaire de gestion des erreurs de prévision, pour le cas particulier du petit résidentiel : la courbe de charge prévisible correspond en fin de compte aux usages et aux temps de présence de l'habitant. Dans cette optique, on considère avoir deux charges totales possibles : la charge usuelle, issue de la couche prédictive, basée sur les usages habituels des occupants et sur les données météorologiques et saisonnières (température, durée de jour de soleil, humidité) ; et également, la charge de temps d'inoccupation, qui, elle, ne dépendrait plus que des données météorologiques et saisonnières, et concerne toutes les consommations de base, hors influence de l'occupant : chauffage, réfrigération, veilles d'électroménager, VMC, alarmes, etc.

Le basculement d'une courbe à l'autre, validée éventuellement par un détecteur de présence, pourrait ainsi s'opérer en cas d'absence de l'occupant, par nature même imprévisible, à partir par exemple d'un ou plusieurs pas de temps de non-présence. La « sortie » du programme prévisionnel serait alors imposée, par cette règle heuristique. La charge de temps d'inoccupation constitue dès lors une référence fiable, pour re-calculer le programme anticipatif sur le reste de la période. Une résolution par programmation dynamique s'applique particulièrement bien à ce re-calcul correctif, à partir du moment de sortie et en prenant en compte les conditions initiales du système.

8.2. Stratégie réactive par délestage de charges

La dernière option envisagée consistait au recours du délestage de charges (reportables) pour assurer une correction par rapport aux consignes prévisionnelles. Cela correspond à une approche par pilotage direct des charges (*Direct Load Control*). Un état de l'art des algorithmes utilisés pour cette approche a été réalisé dans la partie 3.3.

Que ce soit par un ordonnancement sous contrainte de ressources [HA-07], par règles heuristiques itératives [BOED-09], ou par d'autres méthodes, ce problème suppose une définition préalable de contrainte de puissance maximale P_{\max} ou d'objectif de minimisation de cette grandeur.

Cela nécessite d'établir un lien entre correction de consignes et écrêtage de la puissance totale de charge.

Les travaux menés sur les sous-problèmes dans le cas déterministe ne permettent pas de faire apparaître ce lien ; l'intérêt du délestage comme stratégie correctrice n'a pas été démontré.

8.3. Conclusion

Ce chapitre a proposé des fonctions correctives du plan de production prévisionnel, en fonction des erreurs de prédiction constatés : la fonction « correction par approche par les gradients » a été retenue et appliquée sur un cas particulier. Cet exemple montre qu'elle permet de mieux appréhender des écarts éventuels entre les valeurs d'entrée prédites du système de pilotage et les valeurs réellement observées en temps réel. L'éventualité de fonctions réactives de délestage de charge a également été examinée.

Chapitre 9

La stratégie de contrôle adaptatif (stratégie 3), basée sur le basculement d'états, agit uniquement en réactif. Une méthode d'élaboration des règles de cette stratégie est également proposée.

Enfin, les fonctions correctives n'utilisent pas le fait que les incertitudes peuvent elles-mêmes être modélisées. Les bornes des variations possibles peuvent par exemple être connues ; ou des outils statistiques permettent d'estimer la loi aléatoire des aléas possibles. La prise en compte de l'incertitude en amont, au niveau de la détermination des plans de production, permet d'anticiper les écarts de prévision, en limitant les éventuelles dégradations de performance. Ce dernier volet permet d'introduire un nouveau formalisme via le *problème de décision markovienne*, et de proposer les algorithmes de résolution adaptés, indiquant une voie possiblement prometteuse de recherche future.

9. Commande par règles heuristiques

9.1. Stratégies adaptatives

9.1.1. Principe

Une alternative aux approches réactives de correction d'erreur (à partir d'un plan prévisionnel optimal) consiste à intervenir entièrement et uniquement en *réactif*: la stratégie 3 de contrôle adaptatif, proposé dans le Chapitre 4.4.

La stratégie adaptative correspond à une approche d'automate à états finis ou FSM (*Finite State Machine*). Le concept de cette approche est de décomposer le comportement du système en états discernables et surtout en nombre fini d'états. A partir de chaque état il est alors possible d'effectuer une transition vers un autre état (ce qui rappelle le fonctionnement des chaînes de Markov). Il est donc nécessaire de déterminer les conditions de transitions (définissant ainsi les arcs dans un graphe d'états). Ces conditions de transition d'états peuvent dépendre de paramètres déterministes ou aléatoires, cependant ils doivent tous être accessibles depuis l'état en cours.

La stratégie de contrôle adaptatif repose ici sur une sélection de modes de régulation simples, qui sont les *états*. Les états, de nombre fini et restreint, ne décrivent pas le système mais la commande appliquée. A chaque pas de temps, le système est soumis à un seul de ces modes. A tout moment peut survenir un changement d'un mode à un autre (événements). Chaque événement survient sous une condition correspondante, qui est spécifique au mode de régulation d'origine (il n'y a pas d'indétermination). Cette stratégie permet de ne pas utiliser de méthodes fines de calcul, de prédiction ou de modélisation ; elle nécessite, par contre, un choix pertinent des événements de basculement d'un mode de régulation à un autre : ce choix se justifiera par comparaison avec le plan de production optimal dans le cas idéal déterministe.

Le problème est ainsi la détermination des *événements*, c'est-à-dire les règles de basculement.

Une première approche consiste en l'élaboration de *règles heuristiques*.

Le choix de règles heuristiques, dans le cadre d'un système expert, n'est pas, de notre point de vue, satisfaisant : elle correspondrait à chaque cas particulier et ne serait pas généralisable à l'ensemble des problèmes possibles de gestion de systèmes multi-sources listé dans le Chapitre 5.

En deuxième approche, on cherche à remplacer un opérateur humain expert, appréhendant d'ordinaire de manière intuitive et empirique le système, et les conditions de transition les plus adaptées.

La démarche suivante est proposée :

- 1- Poser le problème sous une formulation d'optimisation (dont la fonction objectif est la minimisation du coût énergétique total) : il s'agit d'un problème d'optimisation *discrète* où, à chaque pas de temps, la variable de décision prend une valeur « A », « B », « C » ou « D » (l'un des modes de commande ou l'arrêt). En raison de l'explosion combinatoire, une résolution par méthodes métaheuristiques (algorithmes génétiques) est estimée préférable, qui déterminera, pour chaque scénario, une combinaison optimale convenable ;
- 2- Pour chaque scénario disposant d'une combinaison optimale, on sait recenser toutes les occurrences des basculements de même type (de « A » vers « B », par exemple) et les données, données d'entrée comme du système, à ces instants-là. Par l'emploi de méthodes statistiques, une règle sera proposée pour chaque « événement » ;
- 3- Valider les définitions de règles de basculement par comparaison avec les performances du cas idéal.

L'exploration de cette démarche (pour système avec micro-cogénération) n'a pas donné de résultats probants ; les difficultés étant, à l'étape 1, une multiplicité des solutions de combinaison, équivalentes en terme de coût, et à l'étape 2, la nécessité d'une expertise humaine pour relever les occurrences de basculement significatives des autres.

Sur l'exemple des stratégies de commande pour véhicule hybride, il est apparaît préférable de recourir à une stratégie basée sur la logique floue.

9.1.2. Extraction de règles et acquisition de connaissance

Les avantages des stratégies basées sur la logique floue sont leur simplicité et la rapidité de mise en œuvre. Le paramétrage des règles floues repose généralement sur la connaissance de l'expert qui conçoit la base et les règles ne sont valables que dans le domaine d'expertise.

Comme dit plus haut, ce n'est pas une solution satisfaisante ; on cherche à appréhender de manière intuitive et empirique le système et les conditions de transition les plus adaptées. par la méthode de Wang-Mendel :

Pour concevoir un système de contrôle, il faut recenser l'information disponible : l'expérience de l'opérateur humain, s'il existe, sous forme de règles logiques de type IF-THEN ; les échantillons sauvegardés d'entrées et de sorties, sous forme de données numériques. Chacune de ces informations ne suffit pas pour définir un système de control efficace. L'idée maîtresse de l'algorithme de Wang-Mendel est de générer des règles logiques floues depuis des ensembles de données numériques, de collecter ces règles floues dans une base commune et finalement, de concevoir un système de contrôle à partir de cette base.

- *Etape 1* : division de l'espace des entrées et des sorties en sous-ensembles flous

Posons les domaines d'intervalle des entrées x_1, x_2 et de la sortie y comme étant bornés : $[x_1^-, x_1^+]$ $[x_2^-, x_2^+]$ et $[y^-, y^+]$ respectivement. On divise chaque domaine en $2N+1$ régions (N peut être différent pour chaque variable, suivant la finesse de discrétisation nécessaire ; les régions peuvent être également diversement étendues) qui sont repérés comme suit : SN (*Small N*), ..., $S1$ (*Small 1*), CE (*Center*), $B1$ (*Big 1*), ..., BN (*Big N*). A chaque région est assignée une fonction d'appartenance floue, avec un motif, par exemple triangulaire (mais d'autres types de fonction d'appartenance sont possibles).

- *Etape 2* : génération des règles floues à partir des données entrées-sorties

Sur le jeu de données, on détermine les degrés d'appartenance aux régions floues $x_1^{(i)}$, $x_2^{(i)}$, $y^{(i)}$, ce qui permet d'assigner chaque donnée à la région au degré maximal.

<exemple de règle>

Les règles ainsi générées sont des règles « ET » : les conditions nécessaires pour l'application du « IF » doivent se rencontrer simultanément.

- *Etape 3* : assignation d'un degré à la règle floue

La génération de règles aboutit à des règles contradictoires, ce qui ne peut rester en l'état. Une méthode pour résoudre ce conflit est d'assigner un degré à chaque règle floue et de ne conserver en cas de contradiction que la règle de degré supérieur.

Pour la règle 'IF x_1 est A et x_2 est B, THEN y est C', le degré D de cette règle est définie comme suit :

$$D(\text{Règle}) = m_A(x_1).m_B(x_2).m_C(y)$$

Cette étape permet également de prendre en compte une éventuelle compétence d'un opérateur humain expert, sous forme de poids favorisant certaines données jugées caractéristiques du système, tandis que d'autres sont moins fiables.

Posons la paire de données $(x_1^{(i)}, x_2^{(i)}, y^{(i)})$ avec un poids $m^{(i)}$; la définition du degré de la Règle i est alors :

$$D(\text{Règle } _i) = m_A(x_1).m_B(x_2).m_C(y).m^{(i)}$$

- *Etape 4* : création d'une base de règles

On remplit une grille de synthèse des règles, en ne conservant que la règle de degré supérieur.

- *Etape 5* : détermination d'un mappage à partir de la base de règles

On utilise la stratégie de *défuzzification* suivante pour déterminer la sortie à partir des entrées observées (x_1, x_2) : on combine toutes les règles pouvant s'appliquer et leurs degrés respectifs.

La sortie correspondante est alors :

$$y = \frac{\sum_{i=1}^K m_{O_j^i} \cdot \overline{y_j^i}}{\sum_{i=1}^K m_{O_j^i}}$$

Où $\overline{y_j^i}$ désigne le *centre* de la région O_j^i (le centre de la région étant défini comme le point qui a la valeur absolue minimale parmi tous les points de la région O_j^i ayant un degré d'appartenance égal à 1).

9.2. Traitement des incertitudes

9.2.1. Prise en compte des incertitudes

Plutôt que d'envisager seulement un traitement des erreurs de prévision ou d'anticipation en réactif, il apparaît intéressant d'étendre les outils de la couche de pilotage J-1/H-1, pour exploiter le fait que les incertitudes peuvent être elles-mêmes estimées et les bornes de variation plausible des différentes grandeurs du système, connues.

La prise en compte en amont de cette connaissance imparfaite permet de limiter la dégradation de la performance, lors de l'application en temps réel. Les variables prédites sont posées comme des variables aléatoires, suivant une loi de probabilité, dont la valeur de prédiction est supposée une estimation correcte de la moyenne. Sous cette modélisation, la méthode s'imposant le plus naturellement est l'*optimisation stochastique* [GREE-98]. Ces méthodes stochastiques présentent néanmoins plusieurs inconvénients à leur emploi. D'une part, elles supposent une connaissance a priori de la loi de probabilité des variables aléatoires, qui n'est pas forcément la loi normale. D'autre part, les incertitudes portent sur plusieurs variables à la fois ; l'hypothèse sous-jacente selon laquelle les variables aléatoires sont indépendantes entre elles peut ne pas être vérifiée. Enfin, le modèle stochastique peut être trop complexe pour être incorporé à une procédure d'optimisation [BILL-05].

Une autre approche de prise en compte des incertitudes est la méthode d'intervalles pour les variables continues : il est possible de déterminer un intervalle qui borne la valeur réelle. Cette approche a été appliquée à des problèmes d'ordonnancement [DUBO-01], ainsi qu'à des applications domotiques de répartition d'énergie entre radiateurs avec contrainte en puissance, maximisant le confort thermique [HA-07]. L'incertitude sur la prédiction météorologique, comme la température extérieure T_{ext} , est modélisée par un intervalle : $T_{ext} \in [T_{ext_min}; T_{ext_max}]$.

La *programmation multi-paramétrique* permet de résoudre le problème d'optimisation en caractérisant la solution par rapport au paramètre incertain. La *programmation mixte linéaire multi-paramétrique* (MLP-mp) est l'application de cette méthode aux problèmes mixtes linéaires [BORE-2002]. La MLP-mp est décrite comme suit : soit x_c l'ensemble des variables continues, et x_i l'ensemble des variables discrètes, à optimiser. La fonction objectif s'écrit : $J(x_c, x_i) = A.x_c + B.x_i$

La fonction objectif doit être minimisée sous les contraintes : $[F \ G \ H] \begin{bmatrix} x_c \\ \theta \\ x_i \end{bmatrix} \leq W$, où θ est

l'ensemble des paramètres incertains à prendre en compte.

Dans l'application de [HA-07], l'incertitude portait ainsi sur la température extérieure. L'implémentation de la programmation multi-paramétrique était réalisée sur l'outil Multi Parametric Toolbox MPT [KVAS-06], en programmant par l'interface du solveur YALMIP [LOFB-04].

Les résultats se présentent sous la forme suivante :

$$\Phi_r(i) = \begin{cases} 1,5 & \text{Si } -5 \leq T_{ext} \leq -0,875 \\ -0,097 \times T_{ext} + 1,415 & \text{Si } -0,875 \leq T_{ext} \leq 5 \end{cases}$$

Avec plusieurs variables incertaines, la solution se présente sous forme de fonction linéaire par morceaux limitée par des régions critiques.

Pour déterminer un plan prévisionnel de consignes, un algorithme *minimax* est proposé, qui trouve la solution la plus robuste dans la famille de solutions possibles du fait des intervalles de type :

$$T_{ext} \in [T_{ext_min}; T_{ext_max}]$$

L'algorithme est basé sur le parcours des différentes régions critiques, pour trouver la solution qui minimise le critère :

$J^* = (\text{Max}(J(\theta) | \theta \in P^*)$ (Performance du « pire » des cas pouvant survenir du fait de l'incertitude, à un plan prévisionnel choisi) [HA-07].

Le plan prévisionnel de consignes est ensuite choisi par un algorithme de type *minmax* qui minimise la valeur de J^* ; cette solution est alors la plus robuste des différentes régions critiques, compte tenu de l'intervalle. L'application portant sur le confort thermique de l'habitation, il était en effet plus pertinent de préférer la robustesse à une performance moyenne.

L'avantage de cette méthode est qu'elle utilise la même modélisation que la programmation mixte linéaire, dont on a vu qu'elle permettait de répondre à l'ensemble des sous-problèmes d'optimisation déterministe au Chapitre 5. Elle présente néanmoins plusieurs désavantages.

- a- l'incertitude se définissant ici par un intervalle, les bornes de celui-ci ; par exemple, dans le cas de la température extérieure, posée telle que $T_{ext} \in [T_{ext_min}; T_{ext_max}]$, c'est nécessaire le minimum de température extérieure qui représentera à toute solution examinée le « pire des cas » trouvé ;
- b- la distribution de la probabilité n'intervient pas dans l'algorithme ; or la distribution de la variable aléatoire n'est a priori pas équiprobable sur l'intervalle ;
- c- la méthode suppose que la solution la plus robuste se trouve dans les régions critiques, ce qui n'est pas nécessairement fondé : en effet les régions critiques étant celles minimisant la fonction objectif, à des valeurs données des variables incertaines, rien n'interdit qu'il existe une autre solution de plan de consignes hors de cette région, minimisant le maximum de la fonction objectif à l'intérieur de l'intervalle des variables incertaines ;
- d- pour un paramètre donné, les intervalles doivent être définis pour tous les pas de temps, imposant ainsi des régions critiques à autant de dimensions : l'optimisation paramétrique peut être de ce fait impraticable.

Enfin, comme relevé plus haut, dans la problématique du système multi-sources, il est plus intéressant de rechercher la meilleure espérance de performance, plutôt qu'une solution robuste par *min-max* qui donnerait dans la majeure partie des cas des résultats décevants par rapport à la solution idéale.

9.2.2. Problème de décision markovienne

Une autre voie de traitement des incertitudes, non explorée, mais qui apparaît plus pertinente et formalisée que la *programmation multi-paramétrique*, consisterait à changer de formalisme, en repartant des problèmes déterministes traités dans le Chapitre 5, dont on a montré qu'ils pouvaient tous se résoudre par programmation dynamique, moyennant une discrétisation de l'espace des états.

Ces problèmes peuvent s'interpréter comme un problème de commande optimale dans un système dynamique commandé simple, à espace d'états discret ; c'est-à-dire qu'il s'agit de déterminer une fonction de l'espace d'états E dans l'espace des commandes ou des actions A , qui, à tout état, associe une action réalisable dans cet état. Dans ce contexte d'espace d'états discret, on désignera cette commande en boucle fermée par le terme de *politique* ou *stratégie*.

A chaque trajectoire d'état-action admissible ω , est associée un coût total J qui est la somme des coûts de chaque étape de la trajectoire. Le nombre de transitions est fixe, suivant la périodicité choisie et le pas de temps : soit, un problème à *horizon fini* (pour les problèmes à horizon infini, on ne connaît pas l'horizon à l'issue duquel on peut atteindre son objectif ; l'autre différence majeure est que la politique à évaluer dans ce type de problème est nécessairement *stationnaire* : elle ne dépend que de l'état, et non du temps).

Un *problème de décision markovienne* est la généralisation, à un contexte probabiliste, de ces problèmes. On prend en compte un aléa dans le modèle des états, et donc dans les coûts. Le coût total devient une variable aléatoire J dont on cherche à minimiser l'espérance mathématique. A chaque couple état-action est associée une variable aléatoire qui prend ses valeurs dans l'espace des états, avec les probabilités associées. Du fait du nombre fini d'états, du nombre fini de transitions, du nombre fini de probabilités de transition du couple état-action vers un nouvel état, l'évaluation du coût associé d'une politique, cas après cas, est théoriquement possible mais en pratique, l'explosion combinatoire

rend infaisable toute méthode directe énumérative. On retrouve les mêmes raisons évoquées pour la programmation dynamique dans la problématique déterministe.

Définitions :

Une *chaîne de Markov commandée* est définie par la donnée d'un espace d'états E , d'un ensemble d'actions A , d'un sous-ensemble $A \subset E \times A$ des couples d'état-action admissibles, et d'une application p de A dans l'ensemble des lois de probabilités sur E qui, au couple état-action admissible (x, u) , associe la probabilité notée $P_u(x, y)$ de se trouver dans l'état y quand on effectue l'action u dans l'état x .

On appelle *politique* de la chaîne de Markov commandée une application π de $E \times N$ (N , horizon de la trajectoire) dans A telle que, pour tout état x et pour tout instant k , le couple état-action $(x, \pi(x, k))$ soit admissible.

On appelle *coût élémentaire* une application c de $E \times A$ dans \mathfrak{R} , et *coût terminal* une application C de E dans \mathfrak{R} .

Le problème de décision markovienne est de trouver une trajectoire de coût minimal entre les temps 0 et N . On déduit des définitions précédentes qu'en partant d'un couple initial (x_0, a_0) , la probabilité de la trajectoire à l'horizon N : $\omega = ((x_0, a_0), (x_1, a_1), \dots, (x_{N-1}, a_{N-1}), x_N)$, est donnée par la relation suivante :

$$P(\omega) = P_{a_0}(x_0, x_1) \cdot P_{a_1}(x_1, x_2) \dots P_{a_{N-1}}(x_{N-1}, x_N).$$

A toute politique π et à tout horizon N est associée la fonction de coût $J_\pi^{0,N}$ de E dans \mathfrak{R} , liant l'état x à l'espérance du coût de la trajectoire d'horizon N issue de l'état initial x pour la loi de la chaîne de Markov commandée. La fonction $J_\pi^{0,N}$ est définie par :

$$J_\pi^{0,N}(x) = \sum_{(x_1, \dots, x_N)} \left[P_{\pi(x,0)}(x, x_1) \cdot P_{\pi(x_1, x_2)}(x_1, x_2) \dots P_{\pi(x_{N-1}, x_N)}(x_{N-1}, x_N) \times \left[c(x, \pi(x,0)x_1) + \sum_{k=1}^{N-1} c(x_k, \pi(x_k, k)x_{k+1}) + C(x_N) \right] \right]$$

Une formulation fait mieux apparaître l'additivité étape par étape du coût d'une trajectoire :

$$J_\pi^{0,N}(x) = \sum_{x_1 \in E} \left[P_{\pi(x,0)}(x, x_1) \times \left[c(x, \pi(x,0)x_1) + \sum_{(x_2, \dots, x_N)} \left[P_{\pi(x_1, x_2)}(x_1, x_2) \dots P_{\pi(x_{N-1}, x_N)}(x_{N-1}, x_N) \times \left[\sum_{k=1}^{N-1} c(x_k, \pi(x_k, k)x_{k+1}) + C(x_N) \right] \right] \right] \right]$$

soit :

$$J_\pi^{0,N}(x) = \sum_{x_1 \in E} \left[P_{\pi(x,0)}(x, x_1) \times \left[c(x, \pi(x,0)x_1) + J_\pi^{1,N}(x_1) \right] \right] = E_{p_{\pi(x,0)}} \left[c(x, \pi(x,0)X_1) + J_\pi^{1,N}(X_1) \right]$$

Cette propriété d'additivité de la fonction coût implique que le problème satisfait aux conditions d'optimalité de Bellman. Il est donc possible de résoudre le problème de décision markovienne à horizon fini par un algorithme de programmation dynamique [BERT-95].

Le principe est de déterminer la politique optimale à partir de la dernière action, puis de remonter le temps en optimisant successivement $J_\pi^{N-1,N}, \dots, J_\pi^{k,N}, \dots, J_\pi^{0,N}$. On résout successivement pour k variant de $N-1$ à 1, le problème :

$$\pi_*(x, k) = \text{Arg Min}_{u/(x,u) \in A} \left\{ \sum_{y \in E} P_u(x, y) \cdot \left[c(x, u, y) + J_{\pi_*}^{k+1,N}(y) \right] \right\},$$

puis on met à jour le coût optimal :

$$J_{\pi_*}^{k,N}(x) = \sum_{y \in E} \left[P_{\pi_*(x,k)}(x, y) \times \left[c(x, \pi_*(x,k), y) + J_{\pi_*}^{k+1,N}(y) \right] \right]$$

Application : exemple tiré du sous-problème SP3 – installation photovoltaïque avec batterie (pas de générateur commandable).

Le contexte probabiliste est donné par la charge par pas de temps, variable aléatoire de loi normale, dont on a une estimation correcte de la moyenne. Pour simplifier, l'énergie photovoltaïque produite est posée parfaitement connue.

La problématique s'adapte à la formalisation du problème de décision markovienne à horizon fini. L'univers des états se réduit alors à l'espace discrétisé de l'état de charge de la batterie ; pour chaque pas de temps k , les états possibles sont :

$$E(k) = E(EDC_i, k) \quad \text{avec}$$

$$EDC_i = EDC_{\min} + \frac{i-1}{N_{\text{discret_bat}} - 1} \cdot (EDC_{\max} - EDC_{\min}) \quad \text{avec } i = 1, \dots, N_{\text{discret_bat}}$$

L'ensemble d'actions A correspond aux courants de charge / décharge de la batterie, discrétisés également.

La politique π de la chaîne de Markov commandée renvoie à l'action menée depuis l'état x au temps $t = k$, soit : $\pi(x, k) = \pi(EDC_i, k)$. Comme notée plus haut, du fait de l'horizon fini, cette politique dépend du temps et n'est donc pas stationnaire.

La probabilité notée $P_u(x, y)$ de se trouver dans l'état de charge y quand on effectue l'action u dans l'état de charge x est conséquente des probabilités de puissance de charge sur ce pas de temps. Du fait de la discrétisation des transitions, cette puissance est également discrétisée, avec un pas de discrétisation fixe. La probabilité découle donc de l'intégration de la fonction normale de densité de probabilité. Conformément à la formalisation adoptée, la probabilité est une application indépendante du temps.

Le coût élémentaire, enfin, se déduit du bilan de puissance, comme exprimé dans la fonction objectif du problème déterministe SP3 :

$$c(x_k, \pi(x_k, k), x_{k+1}) = c(EDC_k, \pi(EDC_k, k), EDC_{k+1}) = c(\pi(EDC_k, k))$$

$$c(x_k, \pi(x_k, k), x_{k+1}) = c(I_{\text{Bat}}(k)) = \begin{cases} P_{el_reseau}(k) \cdot \Delta t \cdot \gamma_{achat}(k) \\ P_{el_reseau}(k) \cdot \Delta t \cdot \gamma_{vente}(k) \end{cases}, \quad \text{selon le signe que prend}$$

la valeur de $P_{el_reseau}(k)$.

L'algorithme de résolution devient donc :

Depuis $k = N - 1$ à $k = 1$, FAIRE :

Pour tout état EDC_i

Pour toute action $I_{\text{Bat},j}(k)$ telle que $(EDC_i, I_{\text{Bat},j}) = (x, u) \in A$, ensemble des couples état-action admissibles

DETERMINER la fonction de valeur $Q^{k,N}(EDC_i, I_{\text{Bat},j})$:

$$Q^{k,N}(EDC_i, I_{\text{Bat},j}) = \sum_{y \in E} [P_{I_{\text{Bat},j}}(EDC_i, y) \cdot \{c(EDC_i, I_{\text{Bat},j}, y) + J_{\pi^*}^{k+1,N}(y)\}]$$

TROUVER la valeur de $I_{\text{Bat},j}^*(k)$ telle que $Q^{k,N}(EDC_i, I_{\text{Bat},j}^*)$ soit minimal

POSER $\pi^*(EDC_i, k) = I_{\text{Bat},j}^*(k)$

POSER $J_{\pi^*}^{k,N}(EDC_i) = Q^{k,N}(EDC_i, I_{\text{Bat},j}^*)$

PASSER à l'état EDC_{i+1} suivant.

Fin.

Le résultat est la politique optimale π^* de $E \times N$ (N , horizon de la trajectoire) dans A , ainsi que l'espérance de coût associée à cette politique. L'avantage est que l'on dispose donc d'une application donnant toutes les consignes à appliquer par pas de temps, quel que soit l'état de charge de batterie auquel on a abouti, du fait des incertitudes sur la puissance totale des charges. Ce résultat est donc beaucoup plus complet que dans le problème déterministe SP3, qui ne nous donnait en solution qu'une

trajectoire d'états (correspondant à des actions optimales) sans indication sur la gestion éventuelle des écarts.

En pratique, pour cet exemple d'application, le fait que l'état de charge d'une batterie n'est pas une grandeur directement accessible à la mesure, mais doit elle-même être estimée, ne permet pas de tirer vraiment partie de l'avantage de ce formalisme de problème de décision markovienne à horizon fini.

Nombre d'opérations : De même que dans SP3, on considère que la période est découpée en N étapes (horizon de la trajectoire), que chaque variable d'état $E(k) = E(EDC_i, k)$ peut avoir au plus p valeurs (ici, ce maximum proviendra nécessairement de la discrétisation de l'état de charge de la batterie : $p \leq (N_{discr_bat})^3$). On considère de plus que la variable d'action associant deux états admissibles successifs $u(x, y, k) = I_{Bat,j}(k)$ peut avoir au plus m valeurs : cela correspond à la plage de valeurs à probabilité non nulle autour de la moyenne de courbe de charge. On compte un (1) retour de fonction additive de coût (le coût de transition d'état à état sur le pas de temps considéré). On peut alors estimer le nombre d'opérations élémentaire nécessaire à la résolution. Par recherche exhaustive directe (DS), en posant toutes les valeurs des variables de décision faisables en tout temps, le nombre total de solutions à envisager est $(p^m)^{n+1}$. Rien que ce parcours est clairement impossible à réaliser exhaustivement, par explosion combinatoire. Ce calcul ne prend pas en compte les opérations derrière, pour estimer l'espérance des coûts sur la période entière de toutes les trajectoires possibles, ce qui se traduit par un facteur multiplicatif supplémentaire $n.(m^{n+1})$.

Pour la programmation dynamique appliquée au problème markovien (DPM), à chaque nouveau pas de temps, on considère toutes les actions admissibles lors d'une transition d'état à état, soit p^2 transitions et m actions admissibles avec 1 évaluation par action, puis détermination du minimum, soit $(m+1).p^2$ opérations. On doit effectuer ces opérations à chaque pas de temps pour obtenir l'ensemble de la *politique*, soit un facteur N . Le nombre total d'opérations est donc le suivant :

$$N(DPM) = n.(m+1).p^2$$

Par comparaison : $N(DS) = O(n.m^{n+1}(p^m)^{n+1})$

Conclusion : pour répondre à la question du traitement en amont des incertitudes, un nouveau formalisme, le problème de décision markovienne (à horizon fini), est proposé, ainsi qu'un algorithme de résolution par programmation dynamique.

Cet algorithme n'a pu être testé, mais un exemple d'application en est détaillé à titre d'exemple pour le sous-problème déterministe SP3 - installation photovoltaïque avec batterie. Il lève les barrières relevées dans la revue des méthodes de la partie 9.2.1 : pour tout type de distribution de probabilité, pas d'influence de bornes d'intervalle, pas de restriction à la simple zone critique ; enfin, la résolution est garantie, si toutefois le nombre d'opérations $N(DPM) = n.(m+1).p^2$ n'est pas rédhibitoire du fait d'une discrétisation trop fine. Un compromis doit être trouvé entre précision de la solution et rapidité de la résolution.

Ce formalisme offre le grand avantage de fournir, non pas directement les consignes optimales par pas de temps mais la *politique* optimale π^* de $E \times N$ dans A : $\pi^*(x, k) = \pi^*(EDC_i, k) = I_{Bat}^*(EDC_j, k)$

L'action optimale à mener à l'instant $t = k$ dépend de l'état du système ; quel que soit la dérive de trajectoire du fait des écarts sur les variables incertaines, la consigne optimale est déterminée, dans tous les cas et à tout pas de temps.

De plus, ce formalisme ouvre la voie à l'utilisation de méthodes d'évaluation et d'amélioration de la *politique* via l'apprentissage par renforcement (algorithme des « différences temporelles » ; méthode du Q-learning [BERT-96]), qui permettraient d'éviter le passage par la programmation dynamique : par itération successive, la politique est améliorée directement en simulation.

L'ensemble de ces éléments font de cette proposition une voie prometteuse pour les recherches à venir sur de nouveaux algorithmes de pilotage de systèmes multi-sources en environnement incertain.

9.3. Conclusion

Ce chapitre a permis de montrer comme les formulations de problèmes sont adaptées aux postulats des méthodes d'apprentissage artificiel et d'acquisition automatique de connaissance, que ce soit les problèmes de décision markovienne ou les stratégies adaptatives, à base de règles floues. Ces méthodes n'ont pu être testées sur les cas d'application des différentes configurations de systèmes multi-sources : elles constituent cependant une voie de recherche à privilégier pour des travaux ultérieurs dans ce domaine.

Troisième partie :
Cas d'application

Chapitre 10

10. Micro-cogénération résidentielle

Dans cette troisième partie, consacrée à différents cas d'application, ce chapitre concerne une application concrète du pilotage multi-sources pour le bâtiment : les installations résidentielles de chauffage par micro-cogénération. Après une présentation de la structure de l'installation retenue, une séquence optimale de fonctionnement est déterminée, et comparée à d'autres pilotages par des régulations, avec surveillance des températures de retour des circuits d'eau chaude.

Un problème d'adaptation de l'installation à un mode îlotage est également abordé dans le paragraphe 10.2, portant sur la faisabilité d'un « kit de basculement » déporté, situé sur le tableau basse tension, et assurant toutes les recommandations de sauvegarde des biens et des personnes.

10.1. Micro-cogénération : généralités

10.1.1. Technologies

Les installations de micro cogénération couvrent la gamme de puissance, inférieure à 20 kW électriques ; elle cible le domaine d'application du Bâtiment, avec un potentiel important dans l'habitat et le tertiaire. L'installation de cogénération comporte schématiquement les quatre mêmes éléments de base (hormis les piles à combustible, basées sur une conversion électrochimique plutôt qu'électromécanique) : un moteur d'entraînement, un alternateur, un système de récupération de chaleur, un système de contrôle. Les unités de cogénération se différencient néanmoins suivant le type d'entraînement et le combustible utilisé, avec des caractéristiques et des rendements distincts. Classiquement, on rencontre : les turbines à vapeur ; les moteurs à combustion interne ; les turbines à gaz. De nouveaux développements, en particulier pour les faibles puissances, ont favorisé l'émergence de nouvelles technologies sur le marché : moteurs Stirling ; micro turbines ; les piles à combustible.

Le tableau Tableau 16 donne des caractéristiques en fonction des technologies concurrentes (voir ANNEXE pour présentation détaillée des technologies).

Source d'énergie		Prix
Pile à combustible	PEM (hors cogénération)	>> 1000 € / kW
	SOFC	≈ 1500 à 10.000 € / kW
Diesel		≈ 300 à 500 € / kW
Micro turbine		≈ 600 à 1000 € / kW
Turbine à gaz		≈ 400 à 600 € / kW

Tableau 16 : Coûts d'investissement comparatifs des technologies de cogénération [LOKU-03]

Parmi les micro-cogénérateurs disponibles actuellement sur les marchés européens, la plupart ont un fonctionnement à puissance constante. Certains constructeurs proposent déjà des cogénérateurs travaillant sur une plage de fonctionnement à puissance variable ; ainsi, *Ecopower* propose un micro-cogénérateur de type moteur à combustion interne, au gaz naturel ou au propane, fournissant une puissance électrique entre 2 et 4.7 kW (pour une puissance thermique correspondante variant entre 6 et 12.5 kW ; rendement global annoncé de 90.5%)

Une revue des modes de fonctionnement déjà disponibles parmi d'autres constructeurs montre l'existence d'approches de contrôle simples, tels que le mode de fonctionnement à *Puissance Nominale Constante*, le mode *Suivi de Charge Electrique*, le mode *Suivi de Charge Thermique* ou le mode par *Plage Horaire*. Ainsi, chez Capstone, constructeur américain de micro-turbines, le système iCHP® permet une flexibilité suffisante pour fonctionner en quatre modes opératoires distincts : *Sans*

Récupération de Chaleur (mode par défaut), *Suivi de Charge Electrique*, *Suivi de Température d'Eau* et *Récupération Maximale de Chaleur*. En fonctionnement connecté au réseau, tous les modes sont possibles. En fonctionnement autonome ou secours, seuls les deux premiers sont autorisés. Le dernier est possible, sous conditions.

Pour le cas de micro-cogénérateurs à fonctionnement sur une plage de puissance, la modélisation couramment utilisée est l'expression du rendement électrique de type $\eta(P)$: on associera à la puissance électrique fournie par le générateur un rendement ; de même, pour la puissance thermique en cas de récupération de la chaleur : avec un ratio électricité / chaleur constant. Par simplification, les rendements sont ici posés constants.

Une unité de micro-cogénération sera ainsi représentée par les caractéristiques suivantes :

puissances électrique et thermique nominales : P_{e_nom} ; P_{th_nom}

rendements : η_{ele} ; η_{th}

plage de fonctionnement admissible : $[P_{e_min} \quad P_{e_max}]$

temps minimal de marche, temps minimal d'arrêt, durée de vie.

10.1.2. Architectures

10.1.2.1. Multiplicité des architectures possibles de l'installation de chauffage.

Proposer une configuration et un mode de contrôle génériques n'est pas envisageable, du fait de la multiplicité des architectures possibles de l'installation de chauffage.

La classification des installations classiques fait intervenir plusieurs critères : production individuelle ou collective ; source d'énergie ; production instantanée, semi-instantanée ou à accumulation ; installation double usage (ECS + chauffage) ou spécifique (productions séparées). Quelques remarques permettent d'écarter les cas de figure les moins intéressants dans le cas résidentiel. L'installation double usage (chauffage et ECS) a l'avantage de diminuer le coût d'installation, la production de chaleur étant commune. Toutefois, la puissance installée est excessive pour la seule fonction chauffage pour les systèmes de production instantanée, de même pour certains systèmes à accumulation. En production instantanée, les besoins en chaleur diffèrent largement : de l'ordre de 20 à 30 kW pour l'ECS contre de 5 à 10 kW pour le chauffage. Il faudrait ainsi prévoir un surdimensionnement avec fonctionnement en plusieurs régimes. Pour la même raison, on peut écarter les productions individuelles instantanées à semi-instantanées d'ECS, par électricité par exemple, nécessitant une trop importante puissance installée.

L'architecture peut être complexifiée par l'introduction de la technologie des systèmes bi-énergie, comme par exemple, le système électrosolaire, dont le principe repose sur un préchauffage de l'ECS par un ballon situé sous le capteur solaire et placé en série sur l'alimentation en eau froide, puis l'ajout d'un ballon recevant le serpentin du circuit solaire avec une résistance électrique d'appoint. Cela demanderait alors une analyse bien spécifique.

On notera :

- que le choix d'un système à accumulation impose de tenir compte de pertes d'énergie sous forme de déperditions thermiques par les parois ;
- que pour les installations individuelles double usage, la priorité est toujours donnée à la production d'ECS par rapport à la fonction chauffage.

On notera aussi l'intérêt de disposer d'un réservoir de stockage, qui permet de décaler les phases de fonctionnement des sources thermiques, sur les périodes les plus intéressantes. Le réservoir permet une certaine fluctuation de cette température dans une plage de fonctionnement. Les limites hautes et basses de la température de l'eau stockée se justifient par des contraintes de dimensionnement : si la température du réservoir est trop élevée, on approche des températures d'ébullition et le transfert thermique depuis l'unité de micro-cogénération est restreint ; si la température n'est pas assez élevée, la puissance thermique échangeable par émission au niveau des radiateurs diminue [GUHR-00]. La plage de température trouvée dans la littérature est entre 60 et 90°C.

10.1.2.2. Régulation thermique des installations

Si on reprend les schémas d'installation de chauffage domestique classique, avec production d'eau chaude par chaudière, la compréhension de la régulation est simplifiée, en distinguant trois niveaux de régulation associés :

- la régulation de la température de la boucle primaire (sortie chaudière ou autre), par action sur le brûleur ;
- la régulation de la température de départ du circuit secondaire d'alimentation des radiateurs, par action sur une vanne 3 voies motorisée de mélange avec le retour des radiateurs ;
- la régulation du débit intra-radiateurs par action des vannes thermostatiques.

On retrouve un découpage similaire pour la régulation de la température d'eau chaude sanitaire, avec ses trois niveaux : la régulation de l'eau chaude stockée (généralement, au niveau du réservoir), la régulation en tête de distribution par vanne trois voies motorisées et la régulation au niveau de chaque terminal de puisage. En usage domestique, la température de l'eau doit être limitée, ne dépassant pas 60°C. Pour la suite, nous considérerons uniquement la régulation de niveau supérieur, c'est-à-dire de la température de boucle primaire.

La régulation de la chaudière sera conforme à la régulation classique des systèmes de chauffage à eau chaude, par régulateurs en fonction de la température de l'eau de stockage. La première possibilité est un actionnement du brûleur ou d'une vanne en tout ou rien ; autrement, des régulateurs d'ambiance règlent de manière progressive la température de l'eau d'arrivée : cette modulation procure une régulation de meilleure qualité. Ce sont, très généralement, des régulateurs proportionnels, raccordés à une sonde de température d'eau déterminant l'écart entre la mesure et la consigne [CYSS-95]. Ils agissent sur une vanne à trois voies, si le générateur doit être conservé à température constante, ou encore si la chaudière doit répondre à un autre service. Si au contraire, la température de la chaudière peut être modulée sur une large bande de température, le régulateur peut agir directement sur le brûleur pour régler la température.

10.2. Cas d'étude : installation avec micro-cogénération

10.2.1. Modèle de l'installation

Le cas d'étude choisi est une installation de chauffage par micro-cogénérateur (aux caractéristiques de type moteur Stirling) avec une chaudière classique en complément, couvrant les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire (voir Figure 56). Un réservoir de stockage d'eau chaude permet d'amortir et de décaler les soutirements d'ECS. Une vanne trois voies répartit (en tout ou rien) le débit du circuit primaire, en direction du chauffage ou de l'ECS.

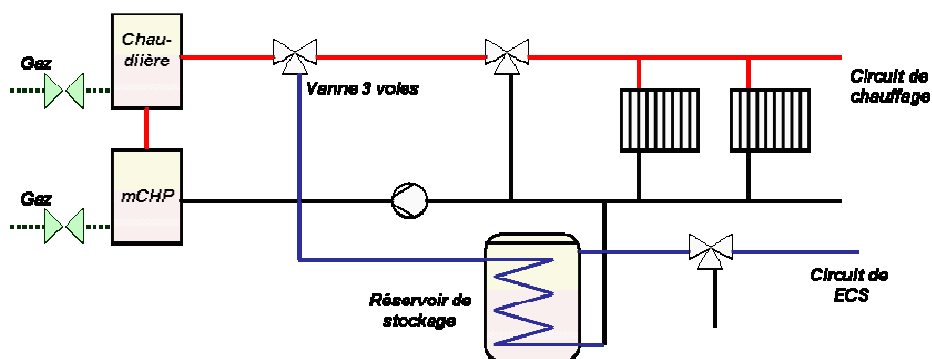


Figure 56: Schéma de principe de l'installation thermique

Le modèle développé pour le système énergétique résidentiel calcule les transferts énergétiques à chaque pas de temps de 15 minutes. Aux données d'entrée considérées (hypothèses de travail - 4.2), s'ajoutent :

- la demande thermique à chaque pas de temps (kW) – cette entrée pourrait être remplacée par la température extérieure à chaque pas de temps, si le modèle de demande thermique et du système de chauffage par émission (radiateurs) est intégré aux calculs ;
- la demande en eau chaude sanitaire à chaque pas de temps (kW) ;

Le modèle permet de calculer les énergies produites et échangées par chaque composant du système et de déterminer le coût total correspondant.

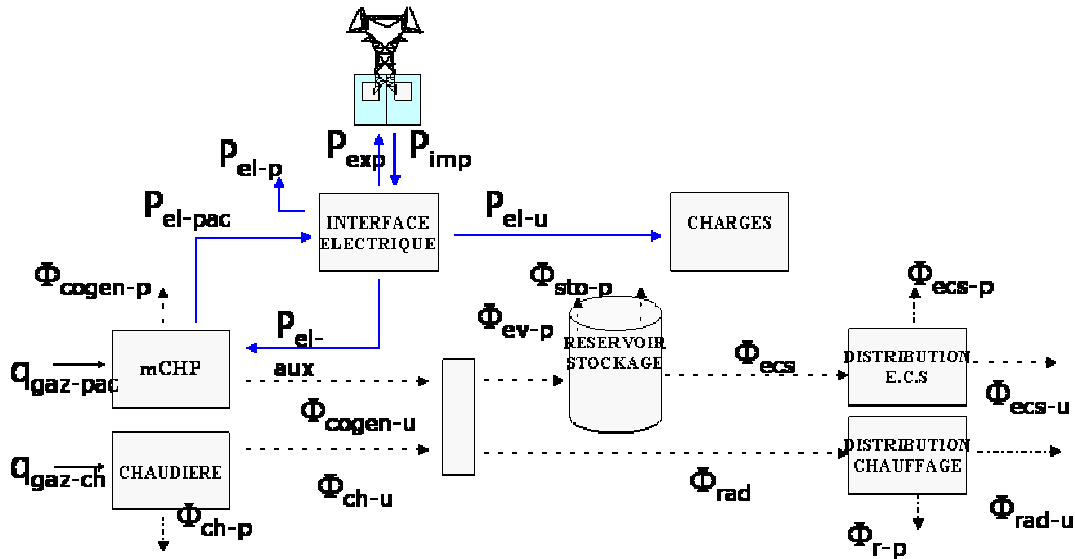


Figure 57: Modèle correspondant des flux énergétiques de l'installation

Le réservoir de stockage d'eau chaude est supposé être un réservoir cylindrique contenant un volume d'eau maintenu constant. Par simplification, le contenu du réservoir est supposé parfaitement mélangé : on néglige les différentiels de température et les effets de strate. A volume constant, l'énergie stockée dans le réservoir ne dépend de la température, évoluant en fonction du temps et des échanges thermiques :

$$\Delta E_{sto} = \rho_{sto} \cdot V_{sto} \cdot c_{sto} (T_{sto} - T_{sto_min})$$

La gestion de la charge et de la décharge du réservoir conditionne le fonctionnement de l'installation complète : la contrainte de confort thermique doit être respectée (c'est-à-dire assurer à chaque pas de temps la demande thermique totale : chauffage et pertes). Le bilan énergétique s'exprime comme suit :

$$(\Phi_{cog_u} + \Phi_{ch_u}) \alpha_{vanne} - \Phi_{sto_p} - \Phi_{ev_p} - \Phi_{rad} = \rho_{sto} \cdot V_{sto} \cdot c_{sto} \frac{dT_{sto}}{dt}$$

avec des pertes au réservoir $\Phi_{sto_p} = K_{sto} \cdot A_{sto} (T_{sto} - T_{amb})$

(pour $K_{sto} \approx 1 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$)

Le détail du modèle et la justification des valeurs ne seront pas développés ici. On se ramène à une expression de l'inertie thermique des circuits secondaires de chauffage et d'ECS : C_{th_chf} et C_{th_ecs} .

La fonction objectif à minimiser est la facture du consommateur, c'est-à-dire la somme des coûts d'exploitation:

$$J = \sum_{t=1}^T [-P_{el_vente}(t) \cdot W_{vente}(t) + (Q_{g_eq_chp}(t) + Q_{g_eq_boiler}(t)) C_{gaz} + P_{el_achat}(t) \cdot Y_{achat}(t)]$$

Le but du contrôle est de trouver à tout pas les consignes en puissance du micro-cogénérateur et de la chaudière, ainsi que de l'ouverture de la vanne, en respectant la satisfaction des besoins thermiques et les contraintes, notamment de températures des circuits. Une contrainte supplémentaire est imposée pour retrouver en fin de période les conditions initiales en température.

10.2.2. Scénario

On se donne le cas d'application suivant « *Scénario mCHP1* » (les valeurs numériques ne sont pas tirées d'un exemple réel, mais sont ici illustratives) d'un micro-cogénérateur de caractéristique de type moteur Stirling et à fonctionnement à puissance nominale, G1 ; la chaudière de complément est à puissance variable.

Comme dans les autres scénarios, à chaque *pas de temps de tarification*, l'énergie, importée ou exportée, est valorisée à un nouveau tarif. Les tarifs à l'achat et à la vente se présentent sous la forme :

$$r_{Vente} = [r_{Vente}(t)] \quad t = 0,1,\dots,T$$

$$r_{Achat} = [r_{Achat}(t)] \quad t = 0,1,\dots,T$$

Générateurs	Coordonnées de rendement et coût			Domaine de fonctionnement (kW- gaz)	Coût de démarrage/ temps avant re-démarrage (€ et min)
	(t gaz €/kWh équivalent)	Nelec	Ntherm		
G1	0.0215	0.30	0.65	10.0	-
G2	0.0215	-	0.82	[0 10]	-

Tableau 17: Caractéristiques des générateurs (*Scénario mCHP1*)

Circuit d'eau chaude	Domaine de fonctionnement (°C)	Coefficient d'inertie thermique (kW/°C)
Chauffage	[35 90]	0.09
ECS	[55 80]	0.46

Tableau 18: Caractéristiques thermiques de l'installation

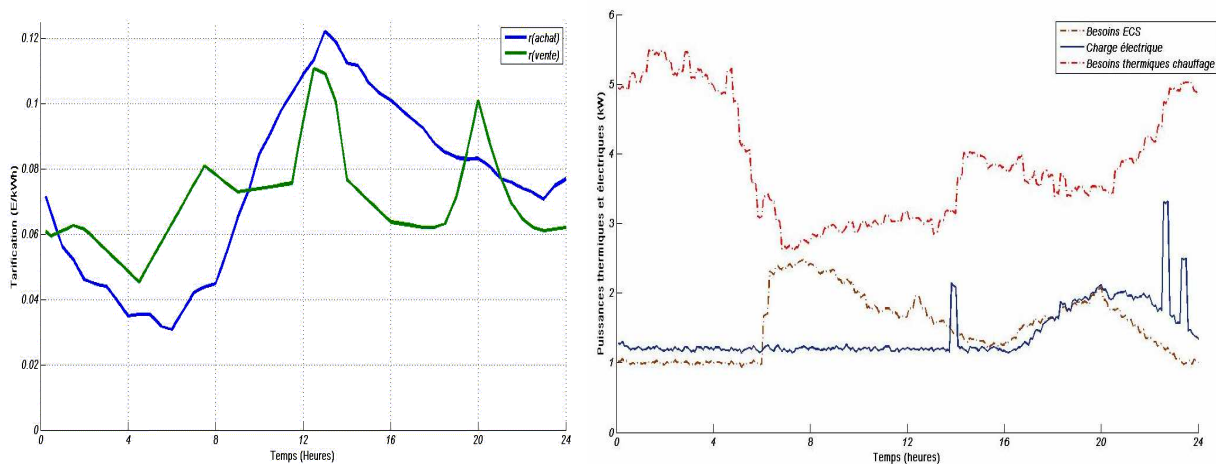


Figure 58 : Tarifications et courbe de charge sur une journée (*Scénario mCHP1*)

10.2.3. Résultats – stratégie 1

Simulation avec stratégie d' « optimisation sur la base de prédiction de charges » appliquée à un cas de micro-cogénération résidentielle.

- Résolution pour le cas idéal – pilotage (J-1) :

La détermination des séquences de fonctionnement pour les heures à venir peut se ramener, via une modélisation empirique et à événements discrets, à un problème d'optimisation de trajectoire. Indépendamment des caractéristiques de l'installation et des contraintes qu'on souhaite prendre en compte, il est toujours possible de résoudre, soit par PLVM, soit par programmation dynamique, déterminant ainsi des solutions admissibles plus intéressantes que celles par régulation classique. Les résultats suivant les deux méthodes sont identiques ; toutefois, la programmation dynamique offre

l'avantage de pouvoir s'implémenter en s'affranchissant de tout solveur commercial; elle peut être mieux adapté à l'incertitude sur les prévisions de charge; enfin, à nombre de variables fixe, au contraire de PLVM, elle offre un temps de résolution régulier.

Pour le détail des équations, on renvoie au chapitre 5.8

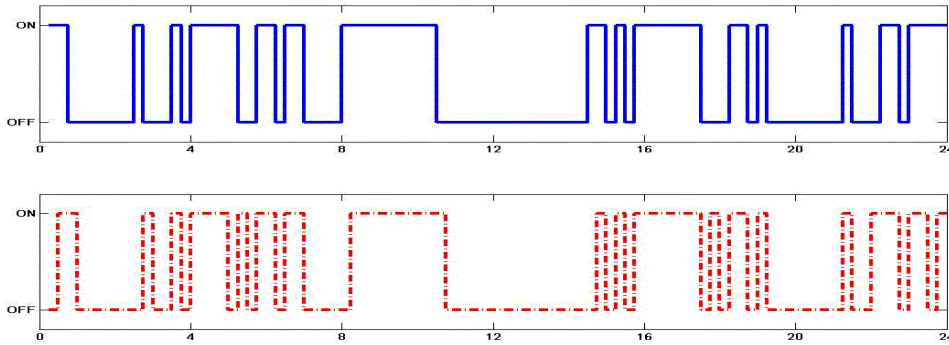


Figure 59: Séquences optimales de fonctionnement du micro-cogénérateur (par MILP – haut ; par programmation dynamique – bas)

L'algorithme de programmation dynamique est écrit sous Matlab™ tandis que la résolution par PLVM est réalisée via le solveur Cplex™. Les trajectoires obtenues à partir des deux méthodes sont très similaires; la fonction de coût atteint 2€13.

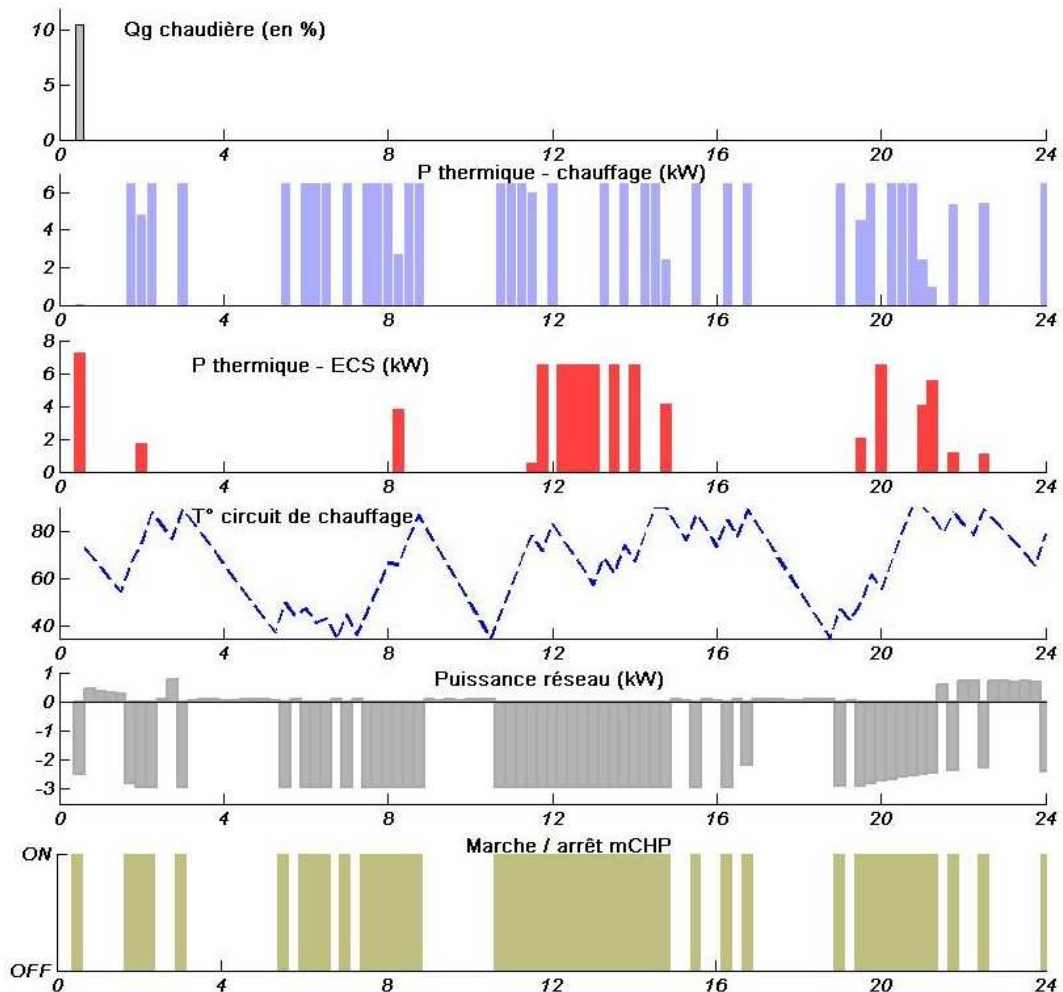


Figure 60: Evolution du système sur une journée – solution optimale (pas de temps = 15 min)

On observe sur la Figure 60 (première courbe) que la chaudière auxiliaire n'est que peu utilisée en appoint; la capacité de stockage et de déstockage d'énergie dans le réservoir et les circuits secondaires permet le calage des plages de fonctionnement sur les heures de tarification élevées de vente de l'électricité. Les faibles inerties thermiques de l'installation ne permettent toutefois pas de profiter pleinement des périodes les plus favorables.

Avec un fort échantillonnage, on constate une grande fréquence de démarrage et extinction de l'unité de micro-cogénération, qui peut être dommageable pour la durée de vie de l'appareil; toutefois, l'une comme l'autre des méthodes de résolution permettent de prendre facilement en compte des contraintes supplémentaires de temps minimum avant redémarrage, par exemple, ou encore des termes de pénalité à chaque cycle, correspondant à un coût de démarrage.

L'autre variable de décision, booléenne (ouverture / fermeture de vanne 3 voies), a été finalement considérée comme continue, à l'échelle d'un pas de temps (comme on le voit Figure 60) : les parts respectives de chauffage et ECS donnent la répartition de temps des ouvertures de chacune des voies, durant le pas de temps considéré.

Si les méthodes de résolution PLVM et programmation dynamique aboutissent aux mêmes solutions, on peut noter que le temps de résolution par PLVM est aléatoire, suivant les calculs, depuis 2 sec à 20 minutes dans certains cas, dans des conditions pourtant similaires, comme le montre la Figure 61. Cela peut s'expliquer par les limitations fortes de l'espace des solutions du fait des contraintes thermiques (interdisant un grand nombre de combinaisons de variables de décision entières, explorées par *Branch & Bound*).

Une étude de sensibilité aux paramètres du système montre que dans les conditions de tarification et de charge du cas d'étude, on atteint un optimum de coût pour une puissance nominale du micro-cogénérateur inférieure à celle choisie. Pour cette étude, on prend en compte un coût de démarrage non nul. Les variations de coût s'expliquent comme suit : à puissance sous-dimensionnée, la chaudière classique à moindre rendement doit être sollicitée ; à puissance surdimensionnée, les séquences de marche sont nécessairement plus hachées, brèves et fréquentes.

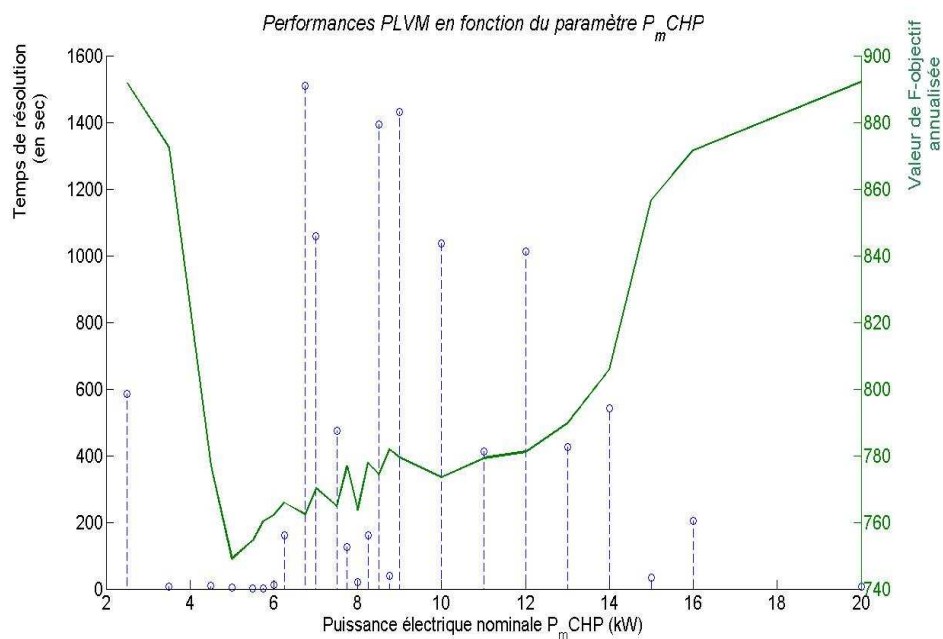


Figure 61: Performances PLVM en fonction de la puissance nominale du cogénérateur

10.2.4. Comparaison avec des régulations autres

[Simulation avec stratégie d' « contrôle adaptatif » appliquée à un cas de micro-cogénération résidentielle ; les « états » retenus étant « Suivi électrique », « Suivi thermique », « Plage horaire ».]

Une comparaison est effectuée avec d'autres modes de régulation ; pour ce faire, on relâche la variable discrète de puissance produite par le micro-cogénérateur : on considère à présent une plage de puissance de 0.4 à 1 p.u.

On sépare ce qui est décision de mise en marche de la régulation en puissance proprement dite. Les critères de mise en marche et d'arrêt seront les mêmes quel que soit le mode de régulation.

- Mise en marche du cogénérateur (de la chaudière)

L'opération du système énergétique résidentiel dépend de la température du réservoir de stockage qui évolue en fonction du temps et des transferts thermiques. Le réservoir permet une certaine fluctuation de cette température dans une plage de fonctionnement. Le choix est fait de privilégier la mise en marche de l'unité de micro-cogénération. La chaudière n'intervient qu'en soutien, si la chaleur fournie par le cogénérateur est inférieure aux besoins, provoquant la baisse de la température dans le réservoir.

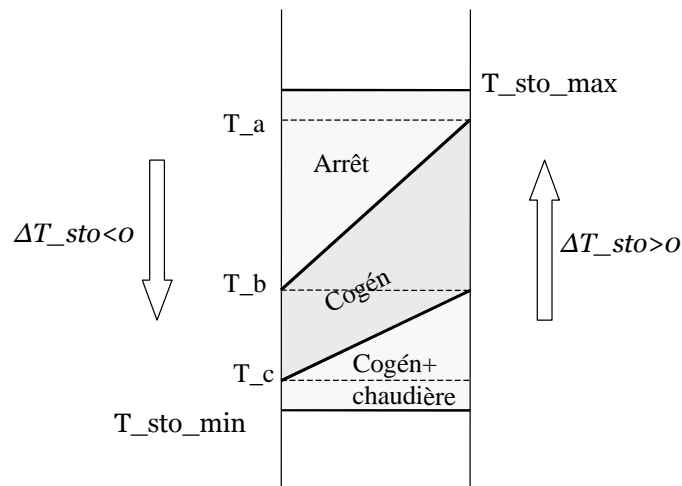


Figure 62 : phases de mise en marche et d'arrêt (d'après [GUHR-00])

Les paramètres T_a , T_b , T_c (températures dans le réservoir de stockage) du modèle vont déterminer les durées respectives de fonctionnement du cogénérateur et de la chaudière et du nombre de cycles. De même pour la température du circuit primaire de chauffage, avec ses propres seuils de déclenchement.

- Suivi thermique

Le mode de suivi thermique donne la consigne de puissance thermique du cogénérateur comme de la chaudière en fonction de l'écart de température du réservoir de stockage, via un contrôleur proportionnel qui impose un fonctionnement linéaire entre 0.4 et 1 p.u des deux unités [CYSS-95].

La majorité des chaudières est équipée de brûleurs dits « à une allure », c'est-à-dire fonctionnant en tout ou rien. Un brûleur n'a usuellement pas de modulation importante possible. Quand les besoins de chaleur sont inférieurs à la puissance nominale de la chaudière, le brûleur alterne rapidement temps de fonctionnement et temps d'arrêt. Il en résulte une chute de rendement : en période d'arrêt, le générateur continue à perdre de la chaleur vers l'ambiance, par la circulation de l'air dans le foyer et le conduit de fumées. Les générateurs avec des brûleurs à deux allures (ou mieux progressifs), laissant la possibilité de 3 positions (off/veilleuse, 40%, 100%), permettent une modulation de puissance entre les deux allures, à rendement quasi-constant [CYSS-95].

- Suivi électrique

La consigne de puissance est déterminée par la consommation électrique sur le pas de temps ; ce mode de régulation revient à « effacer » l'utilisateur vu du réseau. Pour de faibles charges, la puissance produite est écrêtée par le seuil bas de fonctionnement à 0.4 p.u.

- Plages horaires préférentielles

Le cogénérateur fonctionne à puissance nominale durant les plages horaires préférentielles (celles identifiées comme ayant le rapport $\frac{T_v}{T_a}$ le plus important) couvrant les 2/3 de la journée ; s'il est sollicité en dehors, il fonctionne à puissance réduite.

10.2.5. Comparaison - discussion

La comparaison avec les modes de régulation simples définies plus haut montre que le séquençage optimisé permet d'améliorer les coûts de 10 à plus de 20%, par rapport aux régulations de base.

Méthodes	PLVM	Programmation dynamique	Suivi Electrique	Suivi Thermique	Plage Horaire
Fonction coût (€)	1,98	1,99	2,36	2,40	2,23
Fonction coût (/solution PLVM)	100	100.8	119.3 (+19,3%)	121.0 (+21%)	112.6 (+12,6%)

Tableau 19: Comparaison des résultats de méthode par rapport à la solution PLVM

Le prolongement de cette étude de cas serait d'appliquer la *stratégie de contrôle adaptatif*, dans le cas de cette installation de micro-cogénération pour le résidentiel.

Cette stratégie de contrôle repose sur une sélection de modes de régulation simples (états). A chaque pas de temps, le système est soumis à un seul de ces modes. A tout moment peut survenir un changement d'un mode à un autre (événements). Chaque événement survient sous une condition correspondante, qui est spécifique au mode de régulation d'origine (il n'y a pas d'indétermination).

Trois modes de fonctionnement sont retenus : *Suivi Thermique*, *Suivi Electrique*, *Plage horaire*. Les modes « démarrage » et « arrêt » sont également ajoutés.

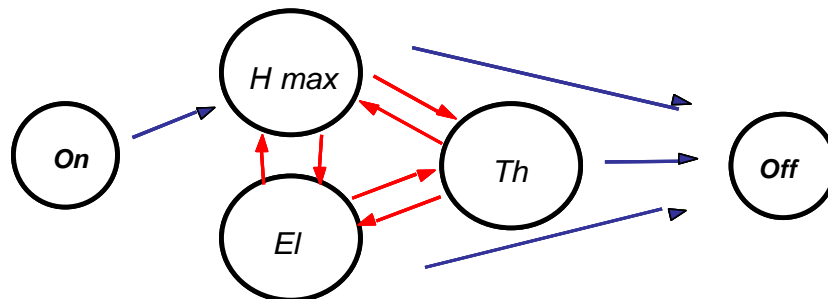


Figure 63 : stratégie de contrôle proposée

La performance de cette méthode dépend d'une définition adaptée des « événements » initiant les changements d'états, ce choix reposant sur une connaissance a priori du système. Dans un deuxième temps, dans la phase de recherche de la séquence optimale de basculement de modes, la décision de mise en marche ou d'arrêt pourra être prise par anticipation, si cela s'avère nécessaire. La règle de basculement devra alors être aménagée, pour ne plus être seulement dépendante des températures de circuit d'eau.

Le cas d'étude n'a pas permis de dégager une alternance intéressante des différents modes de fonctionnement : l'installation est assez contrainte en température, imposant quoi qu'on fasse des démarrages fréquents des sources de production thermique. Cette proposition de stratégie de pilotage constitue une piste de recherche, pour des travaux ultérieurs.

10.3. Architecture : basculement en mode secours

Une autre application concrète sur les installations résidentielles de chauffage par micro-cogénération, porte sur l'architecture physique de l'installation : il s'agit de propositions de schémas et chiffrage pour un kit de basculement secours pour micro cogénération, sur une problématique de l'institut de recherche Eifer (*European Institute for Energy Research*) – Université de Karlsruhe.

Les unités de micro-cogénération actuellement ne fonctionnent qu'en mode connecté au réseau. En cas de coupure réseau, elles sont donc déconnectées par leur protection de découplage. La possibilité de reprise d'une partie des charges, identifiées comme prioritaires, permettrait de proposer une nouvelle fonctionnalité intéressante, en particulier à destination de clients sur réseaux faibles, à fréquence de coupure importante.

Le cadre d'étude fixé est le raccordement au réseau d'une unité de micro-cogénération de 1 à 4,6 kVA connectée à une installation domestique monophasée 230V (en France ou au Royaume-Uni). Il pourra y avoir couplage direct (alternateur asynchrone, MAS) ou une interface d'électronique de puissance (onduleur de tension). Le découplage pourra être externe ou intégré à l'onduleur. On souhaite étudier la faisabilité d'un « kit de basculement » gérant tous les aspects de changements de mode, en assurant la sécurité des biens et des personnes dans cette phase.

Le travail consiste à proposer différentes configurations répondant aux exigences, à en évaluer l'intérêt et à les chiffrer.

10.3.1. Contraintes réglementaires

Une étude [FO-07] nous a permis de dégager une synthèse de différents textes (normes, règlements, recommandations, guides d'application) couvrant

- le raccordement au réseau Basse Tension de micro-générateurs (gamme de puissance de quelques kVA), sur l'installation électrique de particuliers, que ce soit avec couplage direct au réseau (alternateur synchrone) ou par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance (onduleur de tension) ;
- les installations avec alimentations de secours (groupes électrogènes, essentiellement).

Les contraintes listées dans les tableaux de synthèse ci-dessous s'ajoutent aux contraintes réglementaires usuelles non mentionnées : comme celles *s'appliquant à toute installation électrique Basse Tension* (spécifiées dans la norme C 15-100, pour le cas français ; ou la norme B 61-41, pour le cas anglais), ou celles *s'appliquant pour tout raccordement au réseau BT d'une source de production*, qui dépendent des choix propres au gestionnaire de réseau national (ou régional), notamment en ce qui concerne les réglages des protections de découplage.

<i>Ref.</i>	<i>Contrainte</i>	<i>Pays</i>
A	Disjoncteur à réenclenchement automatique.	En / Fr
B	Mise à la terre lors des changements de modes	Tous
C	Inhibition de la protection de découplage	Fr
D	Dispositif différentiel résiduel (DDR)	Fr
E	Déclencheur à magnétique bas	Tous
F	Disjoncteur général (du groupe)	Fr
G	Recouplage au réseau	Tous
H	Séquençage usuel lors des changements de source	Tous
I	Connexion via onduleur de tension	All / Fr

Tableau 20 : Principales contraintes à respecter

La contrainte porte aussi bien sur l'architecture électrique, le choix des appareillages ou le séquencage des actions à réaliser lors des basculements de mode. Dans les propositions de configurations, l'ensemble de ces points devra être examiné et respecté.

Le détail des contraintes, listées dans le Tableau 20, est donné en ANNEXE.

10.3.2. Analyse des configurations

Les hypothèses générales de travail sont les suivantes :

- L'unité de micro-cogénération est posée de type machine tournante, avec alternateur synchrone ; les aspects thermiques ne sont pas considérés, pour simplification.
- Le groupe doit comprendre deux modes de fonctionnement possibles, normal et îloté (correspondant à une régulation P-Q et une régulation V-f) ; toutes les fonctionnalités de commande des process mécaniques et thermiques du groupe sont gérées « en interne » ;
- La protection de découplage (relais + organe de coupure, commandé à l'ouverture) est « externe au GE » ;
- En mode secours, seules les « charges prioritaires » sont réalimentées par le GE. Nous ne considérons pas le cas d'un délesteur global où, lorsqu'il deviendrait possible d'alimenter toutes les charges locales demandées, les charges non critiques pourraient être aussi reconnectées durant l'opération en mode îloté.

Deux configurations ont été proposées ; elles répondent au cahier des charges normatives et réglementaires listés dans le rapport T2a, mais pour des échelles de prix sensiblement différentes. La différence s'explique largement par les hypothèses concernant la fonctionnalité de synchronisation, suivant si elle est gérée au niveau du contrôle du générateur (configuration 1) ou part intégrante du « kit de basculement » (configuration 2). Dans les deux cas, la séquence d'actions lors du basculement est assuré par un automate programmable.

Le principe de connexion du générateur est représenté par la figure de principe ci-dessous.

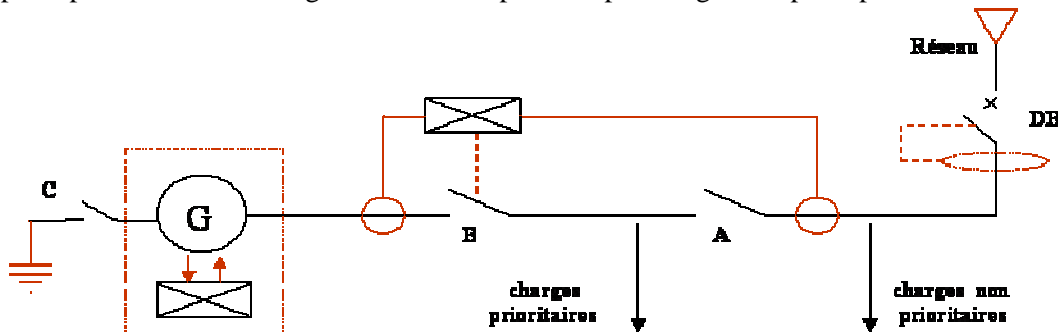


Figure 64 : schéma de principe de connexion du générateur

La réalisation des configurations proposées impose la mise à disposition, par le constructeur du générateur, d'une interface compatible avec le dispositif de contrôle-commande du groupe, dévolu au contrôle électromécanique local.

Pour chaque configuration retenue, la démarche suivante a été appliquée :

- Schéma de principe (avec liste des hypothèses) ;
- Définition des étapes de séquencement ;
- Listage des composants ;
- Schéma de commande associé ;
- Chiffrage et évaluation.

▪ Configuration 1 :

Les fonctionnalités de synchronisation (relais + organe de coupure, commandé à la fermeture) sont assurées par l'automatisme du groupe. L'automate de basculement commande un relais de découplage (choisi de la marque UfE gmbh – ENS026). Les schémas sont joints en *Annexe 4*.

On utilise la fermeture d'un contact d'une ligne 220V ac de l'installation, connectée au groupe, pour signifier la mise en fonctionnement de l'unité de micro-cogénération en mode couplé au réseau. On ajoute également une sortie « mode secours » (contact sec) vers l'unité de contrôle du générateur.

Cette configuration est généralisable tel quel à d'autres types de technologies (dont connexion via un onduleur de tension), à la condition que la dynamique du système permette le suivi de charge en mode secours et qu'on retrouve l'interface nécessaire du système de régulation du générateur, pour gérer le basculement.

- Configuration 2 :

Cette solution table sur un regroupement étendu de certaines fonctions d'interconnexion de l'unité de micro-cogénération dans un module externe gérant notamment le basculement entre les modes. Les fonctions de contrôle moteur (pour les technologies Diesel ou gaz), la régulation de vitesse et de tension, le contrôle thermique (pompe, échangeur) sont assurées par le contrôleur du cogénérateur. Le dispositif externe gère le basculement des modes, les caractéristiques de protection du générateur, la synchronisation sur le réseau, la logique de commande des contacteurs ou disjoncteurs, la détection de saut d'impédance et la protection de découplage. Le produit choisi est un synchrocoupleur de la marque Woodward.

Cette configuration se traduit par un surcoût plus important : les produits actuellement distribués vis-à-vis du cas d'application (synchro-coupleur, module de gestion de GE) sont inadaptés au niveau de puissance de notre application.

L'avantage de cette configuration est la possibilité de programmer la gestion de transferts de charge, sans coupure (*soft transfer process*) lors du retour de la tension réseau. La tension produite par l'alternateur est alors synchronisée sur la tension réseau ; le disjoncteur (ou contacteur) de couplage est fermé ; la charge secourue est transférée du générateur au réseau (consigne de puissance en rampe décroissante, jusqu'à zéro) ; le générateur peut être alors isolé et éteint.

10.3.3. Intérêt du basculement secours

Les deux configurations proposées répondent au cahier des charges normatives et réglementaires, mais pour des niveaux de prix sensiblement différents, qui s'expliquent par la réalisation ou non au sein du « kit du basculement » de la fonctionnalité de synchronisation. Dans les deux cas, on dépasse les 1000 Euros de surcoût dû à l'ajout d'un mode secours à une unité de micro-cogénération prévue pour le mode connecté au réseau. Cette somme ne prend pas en compte les surcoûts côté constructeur, liés aux contraintes dynamiques du suivi de charge et au démarrage en mode secours (batterie, condensateur sur bus continu...), difficiles à chiffrer et très dépendants du type de technologie et de matériel.

Il a été relevé une relative inadaptation des produits actuellement distribués vis-à-vis du cas d'application : synchro-coupleur, module de gestion de GE, alimentation redressée secourue pour la commande... Ces produits sont applicables aussi bien pour des applications de petite taille que de moyenne taille, pour la basse tension comme pour la moyenne tension, avec mesures (V/f) réalisées via transformateurs ou autotransformateurs. D'autre part, ces produits comprennent un ensemble de caractéristiques et fonctions non utilisables pour de la micro-cogénération à unité unique : logique deux disjoncteurs, transferts de puissance automatisés, dialogue pour couplage en parallèle de plusieurs unités, protections non indispensables pour la basse tension : inversion de puissance, déséquilibre de charge ; etc. On peut donc s'attendre à ce que les coûts pourraient être très sensiblement améliorés par une offre plus ciblée de la part des fabricants de matériel électrique (voir [FOGG-08]).

Le point le plus susceptible d'améliorations, c'est-à-dire le matériel le plus coûteux de l'installation, apparaît être le bloc d'alimentation filtrée redressée secourue, indispensable pour garantir l'alimentation de l'automate programmable et la tenue en tension des relais de contacts fermés, pendant la période de perte du réseau et de démarrage du groupe. Un tel équipement est recommandé pour des automates programmables ; toutefois, l'autonomie d'au moins une heure est surdimensionnée par rapport aux besoins.

Au final, l'étude ne permet pas de dégager un intérêt à gérer le basculement entre différents modes de manière indépendante, par rapport à une solution tout intégrée. Une solution tout intégrée permettrait d'éviter la redondance d'automatismes (pour le contrôle-commande du groupe, pour la gestion du basculement, pour la régulation thermique en mode normal, etc...) et la contrainte d'une compatibilité des interfaces pour chacun de ceux-ci. Les coûts de la solution complète en seraient réduits d'autant.

10.4. Conclusion

Ce chapitre a permis d'illustrer certaines des fonctions et des concepts, décrits en deuxième partie, au cas d'application de l'installation résidentielle de chauffage par micro-cogénération, avec stockage thermique. L'intérêt économique d'un pilotage optimisé dépend des capacités de stockage permettant de décaler les productions aux périodes tarifaires les plus avantageuses. Il a été montré comment un pilotage fin de l'installation permettrait d'améliorer les performances économiques, par rapport à des méthodes de régulation simples. Une approche par stratégie adaptative est également proposée, qui pourrait faire l'objet de travaux ultérieurs.

L'architecture physique de l'installation est également abordée par le biais d'une étude sur la faisabilité de basculement entre mode connecté au réseau et mode îloté (mode secours), par un contrôleur séparé. L'étude donne des propositions de configuration, mais montre que cet ajout de fonctionnalité se traduit par un surcoût important : une solution tout intégrée, proposée directement par le constructeur, est préférable.

Chapitre 11

11. Installation photovoltaïque avec batterie

Ce chapitre concerne une autre application concrète du pilotage multi-sources pour le bâtiment, dans le cadre du projet industriel ANR **Multisol**. Ce projet rassemble différents partenaires : l'INES (CEA), Schneider Electric, les laboratoires G2ELab, G-SCOP et l'association de recherche Armines (Mines de Paris). Il vise à la mise en place d'un système de gestion d'énergie dans le bâtiment pour mieux valoriser l'utilisation de l'énergie solaire produite localement par des panneaux photovoltaïques.

11.1. Présentation du projet MULTISOL

Le projet ANR Multisol se restreint aux bâtiments résidentiels photovoltaïques raccordés au réseau, où actuellement les tarifs de rachat de l'électricité produite sont favorables à une injection en totalité sur le réseau. Le projet adopte une vision à moyen terme où les tarifs d'achat pourront être revus à la baisse ou encore disparaître. A cet effet, le bâtiment aura peu d'intérêt à réinjecter l'énergie produite, mais devra plutôt la consommer localement de manière intelligente en délestant ou reportant certaines charges en cas de pic de demande, ou valoriser l'énergie produite en l'exportant sur le réseau à d'autres moments s'il y a surplus.

Le consortium constitué autour de ce projet réunit des compétences complémentaires : électrotechnique, solaire photovoltaïque, supervision et contrôle-commande. Le projet s'appuie également sur les moyens techniques des démonstrateurs de l'Institut National de l'Energie Solaire (INES – CEA).

L'objectif final du projet consiste à valider les concepts introduits autour des installations résidentielles photovoltaïques (algorithmes, architectures, communication...) et à tester les performances des dispositifs réalisés. Cette validation doit se réaliser en utilisant la *plateforme de démonstration de bâtiment à énergie positive* de l'INES.

11.2. Architecture matérielle

L'application MULTISOL est une installation résidentielle connectée au réseau, avec d'autres sources éventuelles, et un raccordement de type injection d'excédent sur le réseau, comme présenté dans la Figure 2. Dans ce type de raccordement, pour les faibles puissances en jeu, l'injection passe par un départ dédié du tableau BT du logement ; or, la conception même des coffrets et du câblage était destinée à un flux unidirectionnel, descendant ; elle est inadaptée.

Le principe de l'architecture matérielle est une séparation des composants et protections, liés à la production électrique dans un coffret séparé dit de « Production », qui alimentera l'armoire BT traditionnelle. Les autres sources de production et de stockage (groupe électrogène, batterie) ainsi que le réseau sont vus comme des *appoints* de l'énergie photovoltaïque. Les sources DC disposent d'onduleurs réglés pour optimiser le point de fonctionnement du générateur, tout en respectant les contraintes de tension et de fréquence imposées. Le coffret de production dispose également de ses propres points de mesure des énergies transitées, notamment de l'énergie importée du réseau et de l'énergie exportée sur le réseau. De même, les mesures sont effectuées sur chaque départ BT et les affectations de ressource transmises par relais, permettant les interruptions de service pour les équipements concernés.

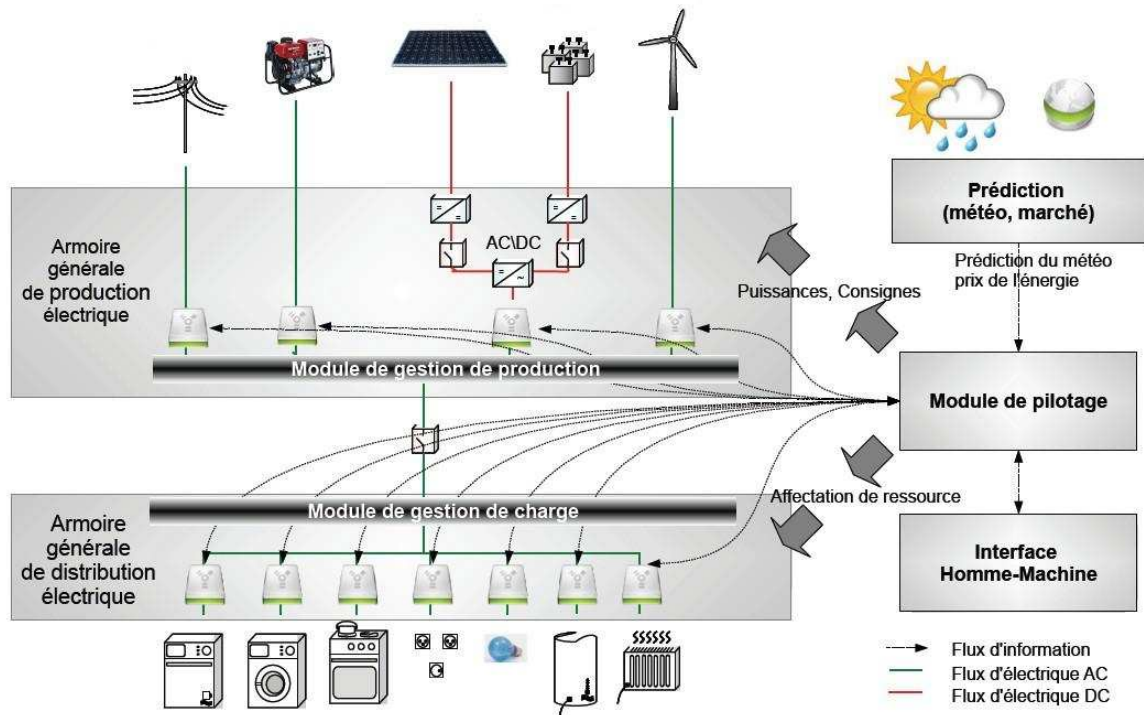


Figure 65: Principe d'architecture matérielle de MULTISOL

Dans cette version de l'architecture matérielle de pilotage MULTISOL, le module communiquant, qui intègre une interface entre l'équipement et le système de pilotage, est situé sur le tableau électrique. Il permet de récupérer d'une part les informations disponibles sur l'équipement dédié et d'autre part d'exécuter la commande envoyée par le module de pilotage. Cette architecture est modulaire avec des interfaces standardisées permettant l'interchangeabilité et l'évolutivité des composants du système.

Le module communicant pourrait aussi être intégré dans une « prise intelligente » par laquelle passerait le branchement de chacun des équipements. Dans une optique plus lointaine, on peut enfin imaginer que les fabricants d'électroménager intègrent directement le module communicant à leur système de commande local, ainsi capable de directement se faire reconnaître par le système MULTISOL et de communiquer ensuite avec lui.

Le choix de la localisation du module parmi ces différentes configurations n'a pas d'impact sur les algorithmes utilisés dans le module de pilotage MULTISOL, mais est importante pour l'architecture logicielle de l'application.

11.3. Architecture logicielle

L'architecture logicielle du système proposée est constituée par les *composants logiciels*. Les composants logiciels ont été définis pour aboutir à des macros composants standards constitués en couches (tel que présenté). Les interfaces de communication des composants sont identiques, les interfaces et les messages sont standardisés. L'approche choisie dans le projet a été de décomposer en trois couches :

- la couche cœur contient les informations propres au composant, ses algorithmes, ses données ; cette couche est directement interfacée avec l'équipement contrôlé ;
- la couche interface intègre le protocole de communication inter-composant ; elle permet de présenter les données émises par le composant à la couche de communication et d'interpréter les données reçues pour qu'elles soient interprétées au niveau du cœur ;
- la couche communication permet l'adaptation au médium de communication choisi, pour la communication inter-composants (courants porteurs, réseau sans fil).

En plus des composants liés aux équipements-services, d'autres composants sont nécessaires à la mise en place de l'infrastructure logicielle, les composants systèmes :

- un composant annuaire, permettant de chercher un composant ;
- un composant pont, permettant le passage d'un medium de communication à un autre ;
- les composants IHM (*Interface Homme Machine*) pour l'interface avec l'utilisateur
- les composants solveurs, traitant du pilotage des équipements.

Le module de pilotage est chargé de coordonner les charges avec les ressources énergétiques disponibles (PV et autres sources). Chaque composant de service doit être capable d'anticiper l'évolution de la consommation ou de la ressource disponible. A travers l'interface de communication, le module de pilotage récupère les modèles des différents services. Le plan d'affectation de ressources est calculé par l'algorithme prédictif du solveur.

L'architecture de pilotage Multisol, avec des similitudes avec celle proposée au Chapitre 4.1, est composée de trois couches de commande, qui diffère de par leur temps d'échantillonnage et leur horizon de travail :

- la couche anticipative déterminant un plan d'allocation de ressources prédictif, compte tenu des estimations des besoins à venir pour la période ;
- la couche réactive gère les ajustements en temps réel de l'allocation en énergie : elle permet la prise de décision en cas de violation de contraintes prédéfinies en terme d'énergie ou de confort ; les actions de contrôle concerne l'autorisation ou le blocage des contrôleurs des couches locales des équipements ;
- la couche locale, concerne charge et générateur, par équipement, et est liée à la satisfaction de services qui peuvent être permanents (chauffage) ou limités dans le temps.

Le pilotage s'applique essentiellement sur la gestion des charges et repose donc sur des algorithmes de *planification de ressources* (énergétiques) sur des périodes de temps longues (de quelques heures à une journée). L'algorithmique choisie a été fournie par G-SCOP, qui a proposé une méthode de résolution générale, basée sur des algorithmes hybrides métaheuristiques-PLVM en anticipatif ; et avec un ordonnancement de listes, résolu par programmation dynamique, en réactif [HA-2008].

11.4. Participation au projet

11.4.1. Scénario de délestage de charge

La participation a été en début de projet sur la classification et identification des équipements, étape nécessaire à l'élaboration des architectures du système.

Dans un premier temps, la classification des appareils a été faite selon :

- (1) leur observabilité, c'est-à-dire des mesures et informations collectables et disponibles pour le système Multisol ;
- (2) les moyens d'action (report, interruptibilité) sur ces équipements.

Ces deux critères se déclinent suivant l'échelle dans le temps : avant ou pendant la sollicitation de l'équipement, c'est-à-dire en réactif ou en anticipatif. Sept catégories au total sont identifiées (voir Tableau 21)

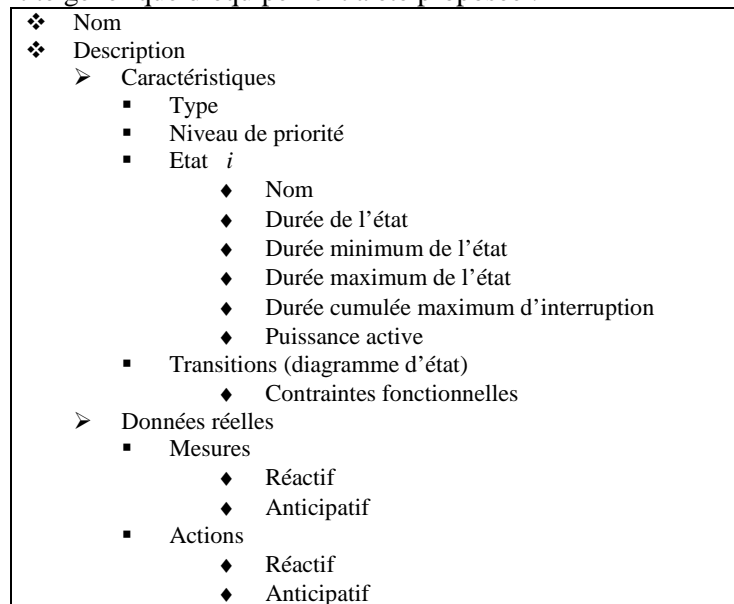
	Observabilité		Pilotage	
	Réactif	Anticipatif	Réactif	Anticipatif
Type 0	---	---	---	---
Type 1	X	---	---	---
Type 2	---	X	---	---
Type 3	X	X	---	---
Type 4	X	---	X	---
Type 5	X	X	X	---
Type 6	X	X	X	X

Tableau 21: Classification des équipements

L'équipement privilégié pour le délestage de charges sera de type 6 (par exemple, lave-vaisselle). On dispose en effet de l'information en prévisionnel, de la connaissance de son profil de charge en cycle de fonctionnement.

La classification ne permet pas de préciser toutes les informations nécessaires au pilotage en régime normal ; s'ajoute la nécessité de disposer d'autres notions : priorité par rapport aux autres charges ; états de fonctionnement et transition d'état à état.

Une fiche d'identité générique d'équipement a été proposée :



Ces formulations ont servi de base à une modélisation UML par G-SCOP des informations échangées dans l'installation.

Elles ont également servi à la modélisation des charges sur simulateur temps réel. On trouvera un exposé de la simulation du système sur démonstrateur temps réel hybride RT-LAB au laboratoire G2ELAB dans la thèse [OCNA-08], avec les différentes phases de développement du démonstrateur (démonstrateur HIL – *Hardware-In-the-Loop* dans un premier temps, pour valider le principe du module de pilotage, en simulant les équipements ; démonstrateur PHIL – *Power-Hardware-In-the-Loop*, enfin, pour utiliser des équipements réels et les conditions extérieures véritables).

11.4.2. Scénarios de stockage d'énergie photovoltaïque

Le projet *Multisol* prévoit également des scénarios de stratégie de stockage d'énergie photovoltaïque, par batterie au plomb, scénarios conformes à la problématique de pilotage de système multi-sources.

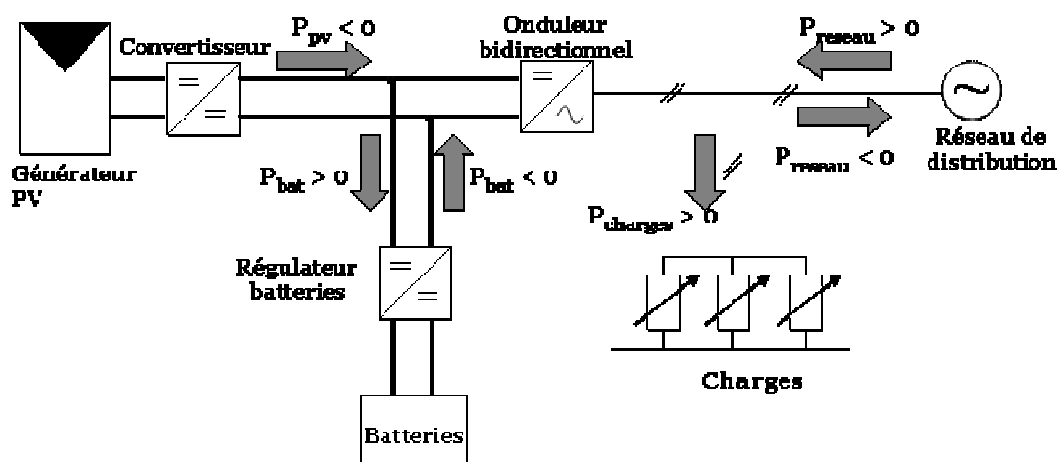


Figure 66: Schéma général de l'installation photovoltaïque avec batterie de stockage

11.4.2.1. Cas déterministe

Un premier travail dans Multisol sur ses scénarios traitait le cas déterministe (que nous avons désigné dans la Partie 2 comme « optimisation de plan de production » - cas SP3).

La modélisation était simplifiée, avec notamment pas d'expression de rendement des composants ; la résolution utilisait la méthode PLVM: le but étant surtout de dimensionner l'installation, sur le long terme (à une échéance de 20 ans). On trouvera ces travaux de dimensionnement optimal des panneaux photovoltaïques et du système de stockage, par batterie au plomb, dans [HA-08].

Un prolongement de ce travail, dans la ligne droite des travaux sur les algorithmes de pilotage, permet d'affiner le modèle en y intégrant :

- les caractéristiques de rendement des convertisseurs ;
- l'influence des cycles de charge sur : (a) le coût de renouvellement (ou de vieillissement) de la batterie ; (b) la perte de capacité nominale de la batterie.

Parmi les possibilités offertes (voir 5.6.1), le choix s'est porté sur la méthode de programmation dynamique, avec approche « *Backward* » : la résolution démarre de l'état *final* et remonte le temps, en calculant à chaque étape le chemin de t à T (fin de la période) au coût minimal; le choix de programmation dynamique permet de ne pas linéariser les caractéristiques ; d'autre part, l'approche *backward* offre des perspectives intéressantes en réactif, décrites plus loin.

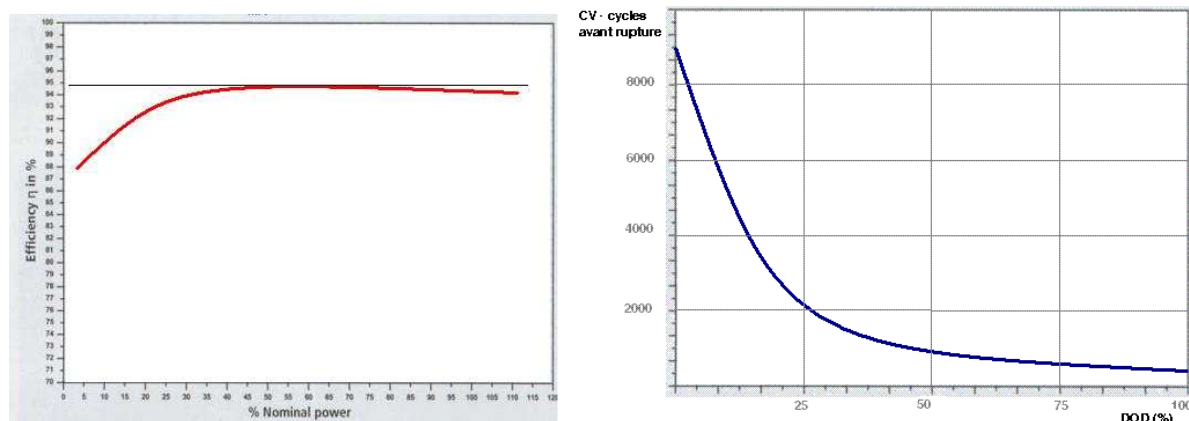


Figure 67: Caractéristiques de rendement de convertisseur (onduleur photovoltaïque) – gauche
Durée de vie de batterie selon la profondeur de décharge moyenne des cycles - droite

La durée de vie de la batterie est déterminée par son utilisation : par les caractéristiques des cycles de charge – décharge. Une caractéristique de durée de vie est donnée Figure 67 (droite), où le nombre de cycles CV est fonction de la profondeur de décharge DOD, lié par une équation du type :

$$CV = a_1 + a_2 \cdot e^{a_3 \cdot DOD} + a_4 \cdot e^{a_5 \cdot DOD}$$

En pratique, du fait notamment d'un pilotage journalier suivant les conditions, l'évolution de l'état de charge de la batterie est constitué de cycles de profondeurs variées. On inverse alors plutôt la relation pour quantifier la contribution de chaque cycle au vieillissement de la batterie (méthode de comptage « rainflow » [DOWN-82]) : $1/CV_i = f(DOD_i)$. La règle de Miner stipule que les dommages correspondants sont additifs ; il y a renouvellement de la batterie, lorsqu'on atteint l'unité. Cela permet de déterminer des parcours optimaux *globalement*, car prenant en compte l'investissement et le renouvellement des batteries. En négligeant les termes financiers (taux d'actualisation), on peut donc attribuer un *coût* à tout cycle partiel de charge :

$$\text{coût}_{CV_{Batt}}(DOD_i) = \text{coût}_{Batt} \cdot \frac{1}{CV_i(DOD_i)}$$

Cette relation est linéarisée, de manière à pouvoir déterminer la contribution de toute transition sur un pas de temps, d'un état de charge à un autre : $\text{coût}_{CV_{Batt}}(EDC_i, EDC_j, t) = K_{CV} \cdot (EDC_j - EDC_i)$

L'autre conséquence de toute utilisation de la batterie est un amoindrissement de ses capacités de stockage. Les résultats expérimentaux de [LEM-2008] fournissent la perte de capacité de plusieurs batteries de différentes technologies après 1000 cycles équivalents à pleine charge (EFC). Le nombre de cycle équivalent à pleine charge est calculé comme suit :

$$EFC = N_{CV}^{ref} \times DOD^{ref}$$

avec :

N_{CV}^{ref} , nombre de cycles à la profondeur de décharge de référence et DOD^{ref} , profondeur de décharge de référence.

Les résultats de [LEM-2008] permettent de définir des zones de vieillissement représentatives de chaque technologie. Afin d'établir une relation mathématique entre les pertes de capacité et EFC, on définit une relation linéaire caractéristique pour chaque zone : Figure 68. Le coefficient de perte de capacité Z est déduit de ces courbes, correspondant au coefficient directeur de chaque droite, c'est à dire à la perte de capacité normalisée. A chaque transition, la capacité de stockage devient :

$$Q_{Batt}(EDC_j, t+1) = Q_{Batt}(EDC_i).Z.[EDC_j - EDC_i]$$

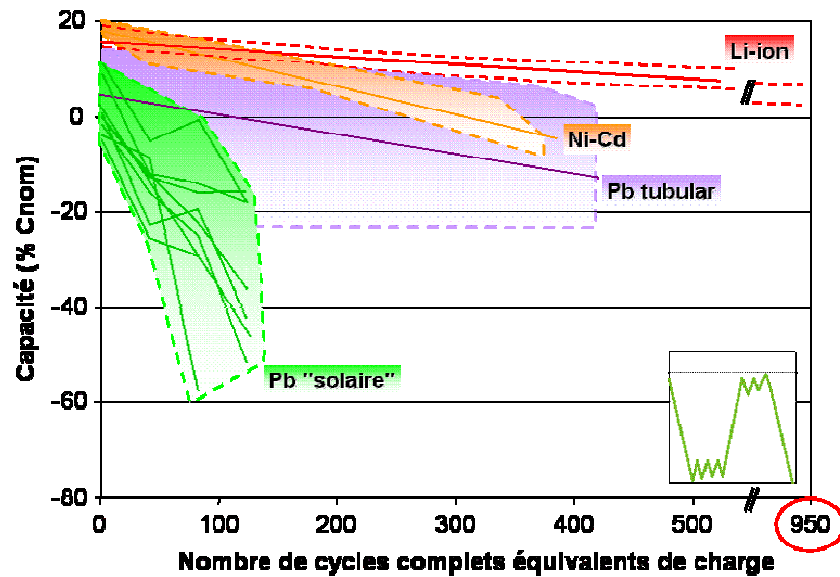


Figure 68: Synthèse de l'analyse de vieillissement de batteries suivant la procédure de test IEC 61427 [LEMA-08]

Technologies	Perte de capacité après 1000 EFC (%)	Z
Pb plaques planes	30	3×10^{-4}
Pb tubulaire	5	0.5×10^{-4}
Ni-Cd	6	0.6×10^{-4}
Li-ion	1.7	0.17×10^{-4}

Tableau 22: Pertes de capacité après 1000 cycles équivalents à pleine charge (EFC) [LEMA-08]

On trouvera le modèle détaillé avec les méthodes de résolution et des résultats de scénario, dans la thèse (en cours) de Y. Riffonneau.

11.4.2.2. Approche corrective pour Multisol

Comme vu précédemment, pour concevoir la réalisation en pratique de la loi de commande optimale, on peut :

- déterminer la loi de commande optimale $\bar{u}(t) = I_{Bat}^*(t)$ en fonction du temps et l'imposer au système : l'inconvénient est qu'il en résulte un système de commande en chaîne ouverte, sensible aux perturbations ;

- (b) à la loi de commande optimale $\bar{u}(t)$, préférer la trajectoire optimale conséquent $\bar{x}(t) = EdC^*(t)$ et l'imposer au système via une boucle d'asservissement ; le système est alors capable par feedback de répondre aux perturbations. Cependant, après perturbation, on rejoint du fait des asservissements la trajectoire prévisionnelle initiale, au lieu de suivre la trajectoire optimale passant par le point perturbé. Cela peut être rédhibitoire si la perturbation est importante et telle que le parcours optimal pour le temps restant devient sensiblement différent du parcours initial. D'autre part, on n'a pas accès à l'état de charge directement par la mesure : cette grandeur ne peut être qu'estimée, par un modèle ;
- (c) combiner les deux méthodes précédentes, avec à la fois des boucles de réaction et des chaînes d'action directe ;
- (d) déterminer la loi de commande optimale, non seulement en fonction du temps, mais également en fonction de l'état présent, supposé mesurable : $\bar{u} = \bar{u}(x,t) = I_{Bat}^*(EdC(t),t)$: on obtient alors un système asservi avec réactions en fonction des variables d'état. C'est pour viser cette dernière et meilleure méthode qu'était proposée dans le Chapitre 9.2.2 la formulation par problème de décision markovienne.

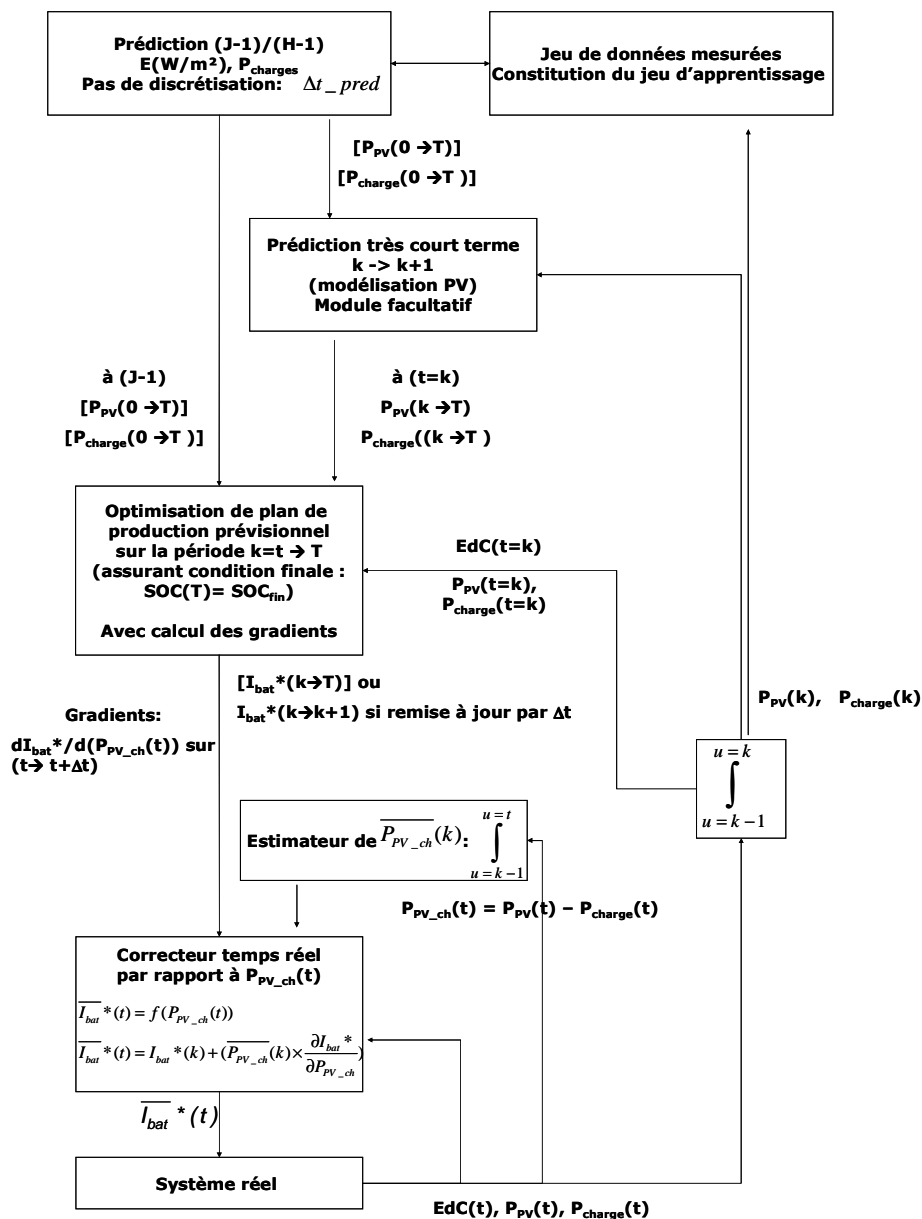


Figure 69: Flow chart de réalisation de la loi de commande de régulation de la batterie

Notre proposition de réalisation pratique tend vers cette dernière méthode, par une double combinaison d'approches correctives : sur un pas de temps, une correction en continu, avec approche par les gradients (voir 8.1) ; enfin, par pas de temps, une réactualisation de la solution en fonction de la dérive éventuelle de l'état de charge (sur fort écart de prévision), rendue possible sur simple relecture de la matrice des solutions de la programmation dynamique « backward » : pas besoin de re-calculer un nouveau parcours optimal.

On trouvera de même cette stratégie détaillée, dans la thèse (en cours) de Y. Riffonneau.

11.5. Conclusion

Ce chapitre a permis d'illustrer certaines des fonctions et des concepts, décrits en deuxième partie, au cas d'application de l'installation résidentielle photovoltaïque, avec stockage de batteries. L'intérêt économique d'un pilotage optimisé dépend des capacités de stockage permettant de décaler la restitution de l'énergie photovoltaïque produite, aux périodes tarifaires les plus avantageuses. L'accent est ici mis sur la réalisation de simulations temps réel, avant l'étape de prototypage.

La participation dans le projet MULTISOL a permis d'aborder les choix nécessaires à l'élaboration d'une architecture physique et logicielle complète, et les protocoles de communication nécessaires. L'ensemble des points bloquants n'étant pas encore levé, le projet doit se poursuivre, avec un second volet.

Conclusions et perspectives

L'arrivée à maturité technologique de la petite production décentralisée et les objectifs nationaux de conception de bâtiment zéro énergie ou à énergie positive constituent des facteurs favorables pour la généralisation de systèmes multi-sources dans le bâtiment, le secteur résidentiel et tertiaire. Ce nouvel état de fait remet en cause le rôle, traditionnellement passif, de l'utilisateur final d'électricité, en lui offrant les moyens d'intervenir sur le réseau de distribution, d'effacer sa consommation vue du réseau, de réagir à des signaux tarifaires. Cette rationalisation des flux d'énergie ne peut être possible que moyennant des algorithmiques et des architectures adaptées.

Un premier travail a consisté à mettre à jour cette problématique et de replacer ce travail vis-à-vis des nombreux autres travaux existants au sein du laboratoire, dans le même domaine de l'insertion des GED sur le réseau de distribution. Dans son acceptation large, le concept de *système multi-sources pour le bâtiment* peut être assimilé à un cas particulier de *micro-réseau résidentiel (ou tertiaire)*. Le problème posé est alors un problème d'*exploitation* : il s'agit de tirer la meilleure valorisation économique de capacités de production déjà installées (les différents générateurs) ; par opposition aux problèmes de *dimensionnement*. Quoique la structure de contrôle soit ici plus simple que pour une conduite de réseau électrique, elle doit néanmoins être également *centralisée*, la fonction d'optimisation économique correspond au niveau supérieur de contrôle du système.

L'analogie avec la conduite de réseau a ses limites : nous avons vu que les algorithmes de conduite de réseau, tels que *Unit Commitment* ou *Economic Dispatch*, ne sont pas directement adaptables à notre problématique et ne permettent pas de traiter les scénarios de tarification dynamique à l'achat comme à la vente du kWh sur le réseau. L'état de l'art a été réalisé en élargissant la problématique à la gestion énergétique de systèmes hybrides d'autres applications (stationnaires, transport, portables).

Nous avons montré que les approches courantes de ces problèmes sont le plus souvent incomplètes et ne permettent pas de proposer une réponse directement applicable telle quelle en temps réel. En général, une approche déterministe est choisie. Avec l'hypothèse forte de disposer de l'information parfaite sur la charge et sur les caractéristiques du système, on se ramène à un problème classique d'optimisation sous contraintes. Un large panel de méthodes de résolution, exactes ou métaheuristiques, est alors disponible.

Cette étape sert le plus souvent de référence, pour évaluer la performance de la stratégie de pilotage choisie. Pour être effectif, le pilotage doit nécessairement couvrir tous les aspects : anticipatif, optimisé et réactif. Du fait d'une incertitude sur la demande, sur les conditions extérieures et parfois sur les paramètres du système, les concepteurs du contrôle de systèmes hybrides réalisent généralement un arbitrage entre performance et robustesse, pour le choix de la supervision. Cet arbitrage n'est généralement pas explicite, ni justifié par comparaison avec des approches alternatives.

Le cadre général de l'étude a été précisé, en mettant à jour les hypothèses concernant la disponibilité en mesures ou en prévisions et les scénarios de tarification fluctuante à l'achat comme à la vente d'électricité. Nous avons sélectionné des modèles simples de composants du système, facilement paramétrables.

Sur cette base, un certain nombre de fonctions, nécessaires à la réalisation du pilotage souhaité, ont été identifiées, puis étudiées plus en détail:

- Optimisation du plan de production ;
- Prédiction de charge ;

- Anticipation de consignes ;
- Correction d'écarts ;
- Etablissement de règles pour stratégies heuristiques.

Plutôt que de traiter en détail des cas d'études très spécifiques, l'accent a été plutôt mis sur les algorithmes nécessaires et les résolutions générales des problèmes. L'optique était dans l'idéal de pouvoir proposer un ensemble de méthodes efficaces, une boîte à outils pour le concepteur, généralisable à tout type d'installation.

La fonction « *optimisation de plan de production* » vise à assurer, en prévisionnel, le bilan de puissance au moindre coût, sur une période donnée, les générateurs étant disponibles et la demande étant connue ; l'algorithme doit permettre en outre de déterminer également les séquences optimales d'arrêts et de mises en marches des unités de production. Des méthodes de résolution ont été proposées, dans toutes les configurations identifiées. Il a été montré que la résolution de chacun des problèmes était toujours possible : notamment par *programmation dynamique* ou par *programmation linéaire à variables mixtes PLVM*. On dispose ainsi de méthodes efficaces, simples, rapides pour assurer la fonction « optimisation de plan de production », au prix de simplifications acceptables et réduites : linéarisation de courbes de coût pour PLVM, discrétisation des variables d'état continues pour la programmation dynamique.

Après une description des différents aléas qui empêchent une connaissance parfaite à J-1 des besoins énergétiques, différentes méthodes de *prévision de consommation à court terme* ont été développées. Pour les courbes de charge présentant un fort foisonnement, la méthode par réseau de neurones, de type perceptron multi-couches, a été avancée avec une étude de réalisation. Elle a montré son efficacité, résultat qui doit néanmoins être relativisé compte tenu du fort foisonnement de la courbe de charge du cas d'étude.

Le cas particulier du petit résidentiel constitue un défi : il nécessite des approches originales et une connaissance de certaines charges, par la mesure, en les décomposant en charges de base (indépendantes de la présence de l'occupant), charges climatiques et charges d'usage (les moins prévisibles, liées au mode de vie : électroménager, cuisson, etc). Une méthode alternative a également été proposée, méthode ascendante ou « *Bottom-up* », modélisation statistique basée sur la connaissance des caractéristiques de charge. Cette méthode est plutôt destinée à une utilisation avec multiples tirages (méthode de Monte-Carlo).

En définitive, on ne peut néanmoins pas tirer des conclusions définitives quant aux propositions de méthodes pour la fonction « *Prédiction de charge* ». Pour y arriver, il est impératif, pour toute recherche ultérieure sur la question, de s'appuyer sur des données de campagne de mesure, sur une longue période et sur un parc suffisamment fourni de bâtiments.

Le travail sur la fonction d' « anticipation de consignes » a achoppé sur des problèmes de réalisation liés au RN, ce qui constitue un résultat inattendu. La méthode choisie, par réseau de neurones de type perceptron multi-couches, a montré des problèmes de convergence en phase d'apprentissage, et des résultats médiocres en simulation. Cela, après étude, s'est interprété comme du sous-apprentissage, lié à une architecture de réseau non adaptée. Par conséquent, on perd tout l'avantage recherché justement dans l'emploi de réseau de neurones, de préférence à toute autre méthode: la *parcimonie* dans les données nécessaires. Ce qui condamne l'application telle qu'envisagée, où le système de pilotage devait être à même de donner des commandes cohérentes optimales rapidement. En l'état actuel, l'utilisation des réseaux de neurones pour *l'approche anticipative* a donc été rejetée.

Il a été ainsi mis en évidence que toute approche de détermination de plan prévisionnel de consignes de production sera nécessairement imparfaite et imprécise, le cas le plus contraignant étant le petit résidentiel, très dépendant des usages et des temps de présence de l'habitant.

Cela renforce l'importance de disposer de *fonctions correctives* du plan de production prévisionnel, réagissant aux erreurs de prédiction constatées. La fonction « *correction par approche par les gradients* » a été ainsi proposée. Les résultats ont montré qu'elle permet de mieux appréhender des écarts éventuels entre les valeurs d'entrée prédites du système de pilotage et les valeurs réellement observées en temps réel. L'éventualité de fonctions réactives de délestage de charge a également été discutée.

Il a été également montré comment nos formulations de problème sont adaptées aux postulats des méthodes d'apprentissage artificiel et d'acquisition automatique de connaissance, en vue de stratégies adaptatives, à base de règles floues. Cela représente un avantage par rapport à des définitions de règle de contrôle, dans l'état de l'art, qui étaient empiriques et décidées au cas par cas.

Une approche, anticipant l'incertitude sur les données d'entrée, par problème de décision markovienne, a également été proposée. Ces méthodes n'ont pas pu être testées sur les cas d'application des différentes configurations de systèmes multi-sources : elles constituent une voie de recherche à privilégier pour des travaux ultérieurs dans ce domaine.

Enfin, des cas d'application ont été développés, dans le cadre de travaux collaboratifs : le cas d'étude d'installation thermique résidentielle de chauffage par micro-cogénération ; et le projet MULTISOL autour de la valorisation économique de l'énergie photovoltaïque dans une habitation. Cela a permis de traiter des cas concrets d'architecture physique et logicielle, avec ses modes propres de communication de données.

Il ressort en définitive de ce travail de recherche qu'il ne répond qu'en partie au problème posé et que certaines difficultés doivent encore être levées pour traiter complètement le sujet.

Il a été montré comme la rationalisation des flux d'énergie au sein du système multi-sources, en réponse à des signaux tarifaires, est tout à fait envisageable, en faisant appel à des modèles et des méthodes de résolution simples. Toutefois, cela suppose une connaissance parfaite ou sinon suffisamment approchée du profil de charge prévisionnel et des courbes de production des générateurs intermittents. La stratégie de pilotage dérivée de la conduite de réseau classique (optimisation prévisionnelle sur la base de prédiction de charge) ne semble pertinente qu'à partir d'un foisonnement suffisant des charges, comme c'est le cas pour les bâtiments tertiaires. Le principal défi du pilotage de système multi-sources est la prise de décision en environnement fortement incertain, comme dans le cas du petit résidentiel.

Les pistes ouvertes par cette thèse sont les suivantes :

- Améliorer les performances de prédiction de charge, (a) par d'autres méthodes d'apprentissage artificiel que les réseaux de neurones (charge globale) ; (b) par l'utilisation des chaînes de Markov pour la méthode ascendante (décomposition des charges par équipement).
- Privilégier les stratégies purement réactives : une piste proposée est la commande par régulateur flou, avec ajustement des règles d'inférences par apprentissage artificiel.
- Anticiper l'incertitude dès la détermination des consignes prévisionnelles : l'approche par problème de décision markovienne a été avancée.

Un point n'a pas été traité dans cette thèse : la prédiction de production des générateurs de type au-fil-de-l'eau. Si dans la littérature des modèles physiques ou statistiques de prévision peuvent donner déjà de bons résultats pour le photovoltaïque, la prévision de production pour l'éolien, plus imprédictible, représente une gageure et un sujet de recherche à part entière.

Après la simulation numérique hors temps réel validant les algorithmes, une étape supplémentaire serait ensuite de valider le fonctionnement sur des équipements réels (test de l'architecture physique comme logicielle), par une simulation temps réel, en émulant une partie des composants du système et l'environnement. Le démonstrateur temps-réel hybride du laboratoire G2ELAB offre cette possibilité.

Les perspectives ultérieures de ce travail prendraient en compte le nouveau statut du client-producteur, capable par un pilotage optimisé, de répondre à des signaux tarifaires fluctuants. On passe d'un concept de *point de livraison* sur le réseau de distribution, à celui de *nœud de réseau*, ou « *energy hub* ». La simulation des relations avec les autres acteurs (fournisseurs, gestionnaire de réseau de distribution), sous forme par exemple de système multi-agents, constitue un autre champ de recherche [ABRA-09].

Enfin, un dernier axe serait la réflexion sur une mutualisation de clients-producteurs décentralisés indépendants sous forme d'une « coopérative énergétique » ou *centrale virtuelle* comme définie dans [SURD-05] : il s'agirait alors d'un ensemble de producteurs-consommateurs, raccordés en un ou

Conclusion

plusieurs noeuds du réseau de distribution, et coordonnés par un ou plusieurs centres de supervision et de contrôle en utilisant un système propre d'échange d'informations. Ce concept ouvre la voie à un nouvel acteur sur le réseau de distribution, « agrégateur » de petites productions et installations, permettant de faciliter encore l'intégration sur le réseau de distribution des moyens de production décentralisée, tout comme la rentabilité des bâtiments à énergie positive.

Bibliographie

- [ABRA-2009] : S. Abras, « *Système Domotique Multi-Agents pour la gestion de l'énergie dans l'habitat* », thèse INPG, 2009.
- [ADEM-2004] : ADEME – P. Boulanger, « *Guide de redaction du cahier des charges techniques des générateurs photovoltaïques connectés au réseau* », 2004.
- [ALAN-2004] : K. Alanne, A. Saari, « *Sustainable small-scale CHP technologies for buildings : the basis for multi-perspective decision-making* », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8, 401-431, 2004.
- [ANDR-2002] : C. Andrieu, S. Martino, S. Bacha, I. Valero, I. Etxeberria, « *Convertisseurs statiques pour la micro génération – Etat de l'art –Caractéristiques et modélisation* », étude IDEA, n° NTe/Sy1/02/001/A, Janvier 2002.
- [ANGI-2004] : R. Angioletti, H. Despretz. « *Maîtrise de l'énergie dans les bâtiments*», *Techniques de l'Ingénieur*, BE9022.
- [ATEE-2001] : ATEE – ENERGIE PLUS, « *Electricité : le boum des alimentations sans interruption* », supplément technique ENERGIE PLUS N°271, 15 septembre 2001.
- [BELL-1957] : R. Bellman. « *Dynamic Programming* ». Princeton University Press.
- [BERN-2008] : J. Bernard, “*Véhicules hybrides à pile à combustible : dimensionnement et stratégies de commande*”, Thèse Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambresis, 2008.
- [BERT-1995] : D. P. Bertsekas, “*Dynamic Programming and optimal control, volume 1*” - Athena Scientific, 1995.
- [BERT-2002] : L. Bertolo, B. Bourges, « *Données climatiques utilisées dans le bâtiment* ». *Techniques de l'Ingénieur*, Doc. B2 015, 2002.
- [BILL-2005] : J.-C. Billaut, A. Moukrim, E. Sanlaville. “*Flexibilité et Robustesse en Ordonnancement*”. Hermès Science, Paris, France.
- [BLAA-2005] : F. Blaajberg, Z. Chen, S. Baekhoej Kjaer, “*Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems*”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 19, N°5, 2005.
- [BOED-09] : D. Boëda, « *Étude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux systèmes électriques* », thèse INPG, 2009.
- [BOET-01] : D.D. Boettner, G. Paganelli, Y.G. Guezennec, G. Rizzoni, M.J. Moran, “*Component power sizing and limits of operation for proton exchange membrane (PEM) fuel cell/battery hybrid automotive applications*”, *Proceedings of ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition*, New York, Novembre 2001.
- [BOPP-2004] : T. Bopp, G. Strbac, R. N. Allan, “*Keep the Lights On*”, *IEE Power Engineer*, April-May 2004.
- [BORR-2002] : F. Borrelli, “*Discrete Time Constrained Optimal Control*”. PhD Thesis, Swiss Federal Institute of Technology (EHT), Zürich, 2002.
- [BORN-2004] : P. Bornard, M. Pavard, G. Testud, “*Réseaux d'interconnection et de transport : réglages et stabilité*”, *Techniques de l'Ingénieur – D 4 092*, 2004.
- [CALD-2003] : R.Caldon, , F.Rossetto, R.Turri. “*Analysis of Dynamic Performance of Dispersed*

- Generation Connected through Inverter to distribution Networks”. 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Barcelona 12-15 Mai, 2003.*
- [CAND-2002] : D. Candusso, “Hybridation du groupe électrogène à pile à combustible pour l’alimentation d’un véhicule électrique”, Thèse INP Grenoble, 2002.
- [CANE-2001] : D. Canever, G J W Dudgeon, S. Massucco, J R Mc. Donald, F. Silvestro, “Model Validation and Coordinated Operation of a Photovoltaic Array and a Diesel Power Plant for Distributed Generation”, *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE, Vol. 1, 2001.*
- [CAPA-1994] : A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica, A. Prudenzi, “A Bottom-Up Approach to Residential Load Modeling”. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.9, No.2, 1994.*
- [CE-1997] : Commission de l’Union Européenne, “La petite cogénération. Pourquoi? Pour qui?”, UE / Programme SAVE / Ministère de la région Wallonne, Mars 1997.
- [CHEN-2000] : C-P Cheng, C-W Liu, C-C Liu, “Unit Commitment by Lagrangian Relaxation and Genetic Algorithms”, *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No 2, 2000.*
- [CHU-1993] : W. Chu, B. Chen and C. Fu, “Scheduling of direct load control to minimize load reduction for a utility suffering from generation shortage”, *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 4, November 1993.*
- [CLIP-2004] : Club d’Ingénierie Prospective Energie et Environnement, “Cogénération et émissions de CO2”, *Les Cahiers du CLIP n°15, Janvier 2004.*
- [COHE-1988] : A. Cohen, C. Wang, “An optimization method for load management scheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, May 1988.*
- [DELFI-2003] : B. Delfino, F. Fornari, “Modeling and Control of an Integrated Fuel Cell – Wind Turbine System”, *paper for presentation at 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, 2003.*
- [DELP-2002] : S. Delprat, “Evaluation de stratégies de commande pour véhicules hybrides parallèles”, Thèse Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambresis, 2002
- [DGEM-2001] : DGEMP, “Tableaux des consommations d’énergie en France”, *Observatoire de l’Energie, 2001.*
- [DOLM-2003] : Dolman, K.; Peters, B, “The signification of micro-turbines as CHP (combined heat power system)”, *Modern Techniques and Technologies, 2003. MTT 2003. Proceedings of the 9th International Scientific and Practical Conference of Students, April 2003 Page(s):20 – 22.*
- [DOWN-1982] : S. D. Downing, D. F. Socie, “Simple rainflow counting algorithms”, *International Journal of Fatigue, vol.4, no.1, pp 31-40, 1982.*
- [DREY-2004] : G. Dreyfus et al., « Réseaux de neurones - Méthodologies et applications », éditions Eyrolles, collections Algorithmes, 2004.
- [DUBO-2001] : D. Dubois, P. Fortemps, M. Pirlot, H. Prade. “Leximin optimality and fuzzy set-theoretic operations”, *European Journal of Operational Research, 130, Page(s):20 – 28.*
- [DUBO-2003] : D. Dubois, H. Fargier, P. Fortemps. “Fuzzy scheduling: Modeling flexible constraints vs. coping with incomplete knowledge”, *European Journal of Operational Research, 147, Page(s):231 – 252.*
- [EEG-2009] : Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, *Erneuerbare-Energien-Gesetz, Deutschland, EEG 2009.*
- [EUDE1-2004] : Eudeep Project, “Conclusions – methodologies to build market configurations suited to DER development , Trading of DER in competitive market”, *Keynote paper, WP3-S5, 2004.*
- [EUDE2-2004] : Eudeep Project, “Modelling, optimisation and management of LTS”, *Keynote paper, WP3-S4, 2004.*

- [EUDE3-2004] : Eudeep project, « Automation and control issues for DER and technologies involving LTS », Keynote paper, WP3-S9, 2004.
- [FOGG-2008] : Homes project, “Raccordement réseau / secours d’une unité de micro-cogénération pour installation domestique ». Deliverable paper, WP 5.8: “Point de livraison d’énergie et services”, 2008.
- [FOGG2-2008] : G. Foggia, T. T. Ha Pham, G. Warkozek, F. Wurtz, “Optimizing energy management in buildings with Neural Networks”, X-th International Workshop on Optimization and Inverse Problems in Electromagnetism, September 2008, Ilmenau, Germany.
- [FOGG3-2008] : G. Foggia, D. Roye, F. Wurtz, « Optimisation de pilotage d’installation résidentielle de chauffage par microcogénération », Conférence IBPSA 2008 (International Building Performance Simulation Association (2008), Lyon.
- [GERG-2002] : O. Gergaud, “Modélisation énergétique et optimisation économique d’un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur”, Thèse ENS Cachan, 2002.
- [GONZ-05] : P. A. Gonzalez, J. M. Zamarrero, “Prediction of hourly energy consumption in buildings based on a feedback artificial neural network”, *Energy and Buildings* 37, pp.595-601, 2005.
- [GREE-1998] : H. Greenberg. “Advances in Computational and Stochastic Optimization, Logic Programming and Heuristic Search: Interfaces in Computer Science and Operations Research”, chapter 4. Kluwer Academic Publishers, Norwell, MA, USA..
- [HA-2007] : D. L. Ha. “Système avancé de gestion d’énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation », Thèse INPG, 2007.
- [HA-2008] : T. T Ha Pham, C. Clastres, F. Wurtz, S. Bacha, E. Zamai, “Optimal household energy management and economic analysis : from sizing to operation scheduling”. LEPH, Cahier de recherche n.11, 2008. Free download in :
http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/32/35/81/PDF/CC_CR11-2008.pdf
- [HADJ-00] : N. Hadjsaid, J-C Sabonnadiere. « La distribution d’électricité – Vol.2 : moyens », Traités : EGEM, ed. Lavoisier, 2000.
- [HAWK-05] : Hawkes A., Leach M.- Impacts of temporal precision in optimisation modelling of micro-Combined Heat and Power, *Energy*, 1759-1779, 2005.
- [HERA-2005] : C. A. Hernandez-Aramburo, T.C. Green, N. Mugniot. “Fuel Consumption Minimization of a Microgrid”. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. 41, No. 3, May/June 2005.
- [HUAN-2004] : K-Y Huang, H-C Chin, Y-C Huang, “A Model Reference Adaptive Control Strategy for Interruptible Load Management”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, N°1, February 2004.
- [IEEE-1993] : IEEE Task Force Report. “Load Representation for Dynamic Performance Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, N°2, May 1993.
- [ILEX-2004] : ILEX Energy Consulting, UMIST, “Ancillary Service Provision from Distributed Generation”, Final report, WS5-P06, September 2004.
- [INER-2002] : INERIS, “SEREPAC : Bilan et perspectives sur la sécurité, la réglementation et la normalisation des systèmes Piles à Combustible”, étude INERIS, décembre 2002.
- [INES-1999] : INESTENE, “Etude prospective du développement de la cogénération en région Bretagne”, étude ADEME, 1999.
- [IQBA-2003] : M. T. Iqbal, “Modeling and Control of a Wind – Fuel Cell Energy System”, *Renewable Energy*, Vol. 28, 223-237, 2003.
- [JABL-2005] : R. Jablko, C. Saniter, R. Hanitsch, S. Holler, “Technical and Economical Comparison of micro CHP Systems”, provisional paper, 2005.

- [JEON-2005] : K-W Jeong, W-Y Lee, C-S Kim, “Energy Management Strategies for Fuel Cell / Battery Hybrid System using Fuzzy Logics”, *Journal of Power Sources* 145, 319-326, 2005.
- [JIAN-2005] : Z. Jiang, L. Gao, R. A. Dougal, “Flexible Multiobjective Control of Power Converter in Active Hybrid Fuel Cell / Battery Power Sources“, *IEEE Transactions on Power Elezctronics*, Vol.20, N°1, 2005.
- [KURU-1996] : C .N. Kurucz, “A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, November 1996.
- [KVAS-2006] : M. Kvasnica, P. Grieder, M. Baotic, F. Christophersen. “Multi-parametric toolbox (MPT). Technical report”, Automatic Control Laboratory ETH Zurich, Switzerland.
- [LABO-2005] : A. Labouret, M. Viloz, “Energie Solaire Photovoltaïque ”, Editions Le Moniteur, Dunod, 2005.
- [LACH-2004] : J. Lachaize, “Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction”, Thèse ENSEEIHT Toulouse, 2004.
- [LASS-2001] : R. Lasseter, “Dynamic Models for Micro-Turbines and Fuel Cells”, *IEEE Power Engineering Society, Summer meeting*, 2001.
- [LE-2008] : K. Le, “Gestion optimale des consommations d’énergie dans les bâtiments », thèse INPG – Université de Dalang, 2008.
- [LEE-1983] : H. Lee, C.L. Wilkin, “A practical approach to appliance load control analysis: a water heater case study”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 4, April 1983.
- [LEMA-2008] : E. Lemaire, F. Mattera, A. Delaille, P. Malebranche, « Assesment of storage ageing in different types of PV systems : technical and economical aspects ». 23rd European PV Solar Energy Conference, Valencia, September 2008.
- [LIU-1993] : K. Liu , EL. Lewis, “Some Issues about Fuzzy Logic Control,” *Proc. 32nd IEEE Conference on Decision and Control*, 1993, pp.1743-1748.
- [LIU-1996] : K. Liu, S. Subbarayan, R. Shoults, M. Manry, C. Kwan and F. Lewis et al., “Comparison of very short-term load forecasting techniques”, *IEEE Transactions on Power Systems* 11 (2) 1996.
- [LIN-2006] : C.C Lin, M.J Kim, H. Peng, “System-Level Model and Stochastic Optimal Control for a PEM Fuel Cell Hybrid Vehicle”, *Journal of Dynamic Systems, Measurement, and Control*, Vol. 128 (4), pp.878-890, Décembre 2006.
- [LOFB-2004] : J. Lofberg,. “YALMIP : A toolbox for modeling and optimization in MATLAB”. *Proceedings of the CACSD Conference, Taipei, Taiwan*. Available from <http://control.ee.ethz.ch/~joloef/yalmip.php>
- [LOKU-2003] : A. Lokurlu, T. Grube, B. Hohlein, D. Stolten “Fuel Cells for Mobile and Stationary Applications – Cost Analysis for Combined Heat and Power Stations on the basis of Fuel Cells”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2003.
- [MAKH-2006]: A. Makhorin, “GNU linear programming kit reference manual version 4.11, Technical report, GNU Project.
- [MANS-1996] : I. Mansouri, M. Newborough, D. Prober, “Energy Consumption in UK Households: Impact of Domestic Electrical Appliances”, *Applied Energy*, Vol.54, N°.3, pp.211-285, 1996.
- [METE]: site internet <http://www.recepteur-meteo.com/>
- [MICH-1997] : G. Michalik, M. E. Khan, W. J. Bonwick, W. Mielczarski, “Structural Modelling of energy demand in the residential sector: 2. the use of linguistic variables to include uncertainty of customers behaviour”, *Energy*, vol.22, N°10, pp.949-958, 1997.

[MIN1-2003] : Ministère de l'Industrie, "Arrêté du 17 Mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique ».

[MIN2-2003] : Ministère de l'Industrie, "Arrêté du 4 Juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique ».

[MIRA-1994] : V. Miranda et al., « Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning », IEEE Transactions PES, 1994.

[MIRE-2005] : A. Mirecki, "Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance ", Thèse INP Toulouse, 2005.

[MOMO-1999] : J. A. Momoh, M. E. El-Hawary. "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, part I & II: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches", Transactions PES, 1999.

[MOMO-2001]: J.A. Momoh, "Electric Power System Applications of Optimization", Marcel Dekker Inc., New-York, 2001.

[MOOR-2002] : M.J. Moore, "Micro-turbine Generators", Professional Engineering Publishing, UK, Ed. M. J. Moore, 2002.

[MORE-2006] : J. Moreno, M. Ortuzar, J. Dixon, "Energy Management System for a Hybrid Electric Vehicle, using Ultracapacitors and Neural Networks", accepted paper for IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2006.

[MORI-2001] : O. Morisot, "EASYPAC – Evaluation et analyse technico-économique des systèmes piles à combustible", Elyo-CEA-CSTB, rapport final, 2001.

[NG-1998] : K H. Ng, G. Sheblé, "Direct load control, a profit based load management using linear programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N°2, May 1998.

[NREL-2003] : NREL, National Renewable Energy Laboratory "Distributed Energy Neural Network Integration System", Year One Final Report, NREL/SR-560-34216, June 2003.

[OCNA-2008] : D. Ocnasu, "Modélisation, commande et simulation temps reel hybride des systèmes de generation non conventionnels", these Université Joseph Fourier, 2008.

[PAGA-2002] : G. Paganelli, Y. Guezennec, G. Rizzoni, "Optimizing Control Strategy for Hybrid Fuel Cell Vehicle », SAE World Congress & Exhibition, Detroit, Mars 2002.

[PANK-2004] : Y. Pankow, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque", Thèse ENSAM Lille, 2004.

[PAPA-2004] : S. Papathanassiou, D. Georgakis, N. Hatzlarygiou, A. Engler, Ch. Hardt, "Operation of a prototype Microgrid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronic interface", PESC'04 Digest, 2004.

[PASC-2005] : V. T. Paschos, « Optimisation combinatoire ». Lavoisier, série Informatique et systèmes d'information, Paris, 2005.

[PEAC-2005] : A. D. Peacock, M. Newborough. « Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO₂ emissions », Applied Thermal Engineering 25, p.2653-2676, 2005.

[PLUV-2005] : M. Pluiose, "Conversion d'énergie par turbomachines", Technosup, Editions Ellipses, 2005.

[POPO-1999] : Z. Popovic, "Determination of optimal direct load control strategy using linear programming", CIRED, 1999.

[POWE]: site Internet de la société Powernext SA, www.powernext.fr

[PROT-1997] : L. Protin, S. Astier, "Convertisseurs photovoltaïques », Techniques de l'ingénieur D 3

360, 1997.

[RAMI-2004] : G. Rami, G. Verneau, L. Bernard, T. Tran-Quoc, N. Hadjsaid, « Régulations de générations d'énergie dispersées connectées au réseau de distribution », *Revue Internationale de Génie Electrique*, 2004

[REVO-2005] : R. Revol, « Piles à combustible pour services Telecom », *revue Colidre*, ref NA 2005.40, 15 septembre 2005.

[RICH-2008] : I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, "A high-resolution domestic building occupancy model for energy demand simulations". *Energy and Buildings* vol. 40, p.1560-1566, 2008.

[ROBE-2005] : G. Robert, R. Belhomme, « Ancillary Services provided by Dispersed Generation », EDF, DISPOWER Project, Symposium Athenes, 2005.

[RODA-2003] : P. Rodatz, G. Paganelli, A. Sciarretta, L. Guzzella, "Optimal power management of an experimental fuel cell/supercapacitor-powered hybrid vehicle", *Control Engineering Practice*, Vol. 13, pp. 41-53, 2003.

[RONG-2007] : A. Rong, H. Hakonen, R. Lahdelma, "A variant of the dynamic programming algorithm for unit commitment of combined heat and power systems", *European Journal of Operational Research*, 2007.

[RUIZ-2007] : L. M. Ruiz Gomez, "Prévision des consommations", *Rapport de stage de master M2R*, INPG – UJF Grenoble, 2007.

[SALA-2003] : Z M Salameh, A J Davis, "Case Study of a Residential-Scale Hybrid Renewable Energy Power System in an Urban Setting", *Power Engineering Society General Meeting*, 2003, IEEE, Volume 4, 13-17 July 2003.

[SCHE-2005] : A. Schell, H. Peng, D. Tran, E. Stamos, C.C Lin, M.J. Kim, "Modelling and control strategy development for fuel cell electric vehicles", *Annual Reviews in Control*, Vol. 29, pp. 159-168, 2005.

[SCIA-2007] : A. Sciarretta, L. Guzzella, "Control of Hybrid Electric Vehicles - A Survey of Optimal Energy-, Management Strategies, *IEEE Control Systems Magazine*, Vol. 27 (2), pp 60-70, 2007.

[SCIE-2005] : *Science & Vie Hors Série*, "2005 – 2015, les revolutions de la maison individuelle", 2005.

[SCORDIA-2004] : J. Scordia, « Approche systématique de l'optimisation du dimensionnement et de l'élaboration de lois de gestion d'énergie de véhicules hybrides », *Thèse de doctorat*, Université Henri Poincaré - Nancy 1, 2004.

[SHAH-2002]: M. Shahidehpour, H. Yamin, Z. Li, "Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management". New-York: Wiley, 2002.

[SIDL-2002] : O. Sidler, "Connaissance et maîtrise des consommations des usages de l'électricité dans le secteur résidentiel », document ENERTECH, téléchargeable : <http://perso.club-internet.fr/sidler>, 2002.

[SIEM] : SIEMENS, "Decentralized Energy management System - DEMS", consultable : http://www.siemens.at/dems/index_en.htm

[STAU-2003] : R H Staunton, B. Ozpineci, "Microturbine Power Conversion Technology Review", *Oak Ridge National Laboratory*, April 2003.

[STOK-2004] : M. Stokes, M. Rylatt, K. Lomas, "A simple model of domestic lighting demand", *Energy and Buildings* 36, 103-116, 2004.

[SURD-2005] : C. Surdu, L.-G. Manescu, Y. Besanger, N. Hadjsaid, C. Kieny, "La centrale virtuelle: un nouveau concept pour favoriser l'insertion de la production d'énergie décentralisée dans les réseaux de distribution", *la Revue 3EI*, No40, 2005.

[SUST-2003] : SUSTELNET, « Review of Technical Options and Constraints for Integration of

Distributed Generation in Electricity Networks », *Final Version 1.1*, 2003.

[VALE-2004] : I. Valero Exposito, “*Interfaçage et contrôle commande de piles à combustible pour applications stationnaires et transport*”, Thèse INP Grenoble, 2004.

[VAPN-1982] : V. N. Vapnik, “*Estimation of Dependences Based on Empirical Data*”. Springer Verlag, New York, 1982.

[VERN-2005] : G. Verneau, « *Pilotage de charges pour la fourniture des « nouveaux » services système - Etat de l’art des systèmes existants, des prototypes, du matériel et des solutions proposées* », rapport IDEA, 2005.

[WANG-1992] : L-X. Wang, J. M. Mendel, « *Generating Fuzzy Rules by Learning from Examples* ». *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, Vol.22,N°6, 1992.

[WARK-2007] : G. Warkozek, « *Anticiper l’optimisation de sources électriques par les réseaux de neurones* », Rapport de stage de master M2R, INPG – UJF Grenoble, 2007.

[WURT-2008] : F. Wurtz, « *Conceptions de la conception pour le génie électrique : de l’approche « Objets – Savoirs – Méthodes – Outils » à l’approche « Systèmes – Connaissances – Compétences – Organisations »* », *Habilitation à Diriger les Recherches*, 2008.

[YAMA-2005] : S. Yamamoto, K. Sumi, E. Nishikawa, T. Hashimoto, “*an Operating Method using Prediction of Photovoltaic Power for a Photovoltaic – Diesel Hybrid Power Generation System*”, *Electrical Engineering in Japan*, Vol.151, N°3, 2005.

[YAO-2005] : R. Yao, K. Steemers, “*A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK*”. *Energy and Buildings* 37, 663-671, 2005.

[YANG-1999] : J M Yang, K W E Cheng, J. Wu, P. Dong, B. Wang, “*The Study of the Energy Management System Based-On Fuzzy Control for Distributed Hybrid Wind-Solar Power System* », *IEEE*, 1999.

[Zahr-2000] : M. Zahran, A. Dmowski, B. Kras, P. Biczel, J. Drazkiewicz, “*PV Battery Wind-Turbine Public-Grid Hybrid Power Supply for Telecom.-Equipment, System Management & Control*”, *AIAA* 2000-3025, 2000.

[ZHU-2002] : Y. Zhu, “*Development of models for analyzing the load following performance of microturbines and fuel cells*”, *Electric Power Systems Research* 62, 2002.

Liste des acronymes

ACC	Analyse en Composantes Curvilignes
ACP	Analyse en Composantes Principales
AR	Modèle auto-régressif
ARMA	Autoregressive Moving-Average Model
BT	Basse Tension
CEE	Certificats d'Economies d'Energie (ou Certificats Blancs)
CF	Conditions finales
CHP	Combined Heat and Power (cogénération)
CI	Conditions initiales
DC	Direct Current
DDR	Dispositif différentiel résiduel
DEMS	Decentralized Energy Management System
DER	Decentralized Energy Ressources
DLC	Direct Load Control
DP	Dynamic Programming
DPM	Dynamic Programming for Markov problem
DS	Résolution par recherche exhaustive directe
ECS	Eau Chaude Sanitaire
ED	Economical Dispatch
EFC	Cycles équivalents à pleine charge
EMS	Energy Management System
EnR	Energies Renouvelables
FC	Fuel Cell
FDP	Fuzzy Dynamic Programming
FSM	Automate à états finis
GED	Générateur à Energie Dispersée
IA	Intelligence Artificielle
H-1	Opération prévisionnelle avec anticipation d'une à plusieurs heures
HIL	Simulateur Hardware-In-the-Loop
HQE	Haute Qualité Environnementale
HTA	Réseau moyenne tension
HTB	Réseau haute tension
HVAC	Heat Ventilating Air Conditioning

IHM	Interface Homme-Machine
J-1	Opération de la veille pour le lendemain
LM	Algorithme de Levenberg-Marquardt
MAPE	Erreur absolue moyenne en pourcentage
MAS	Machine Asynchrone
mCHP	Micro-cogénération
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MLI	Commande par Modulation de Largeur d'Impulsion
MLP	Multi-Layer Perceptron
MLP-mp	Programmation mixte linéaire multi-paramétrique
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MRAC	Model Reference Adaptive Control
MSE	Erreur quadratique moyenne
OBS	Optimal Brain Surgeon
OED	Optimal Economic Dispatch
OPF	Optimal Power Flow
PAC	Pile à Combustible
PBHIR	Priority-Based Heuristic Inference Rule
PCC	Point of Common Coupling
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PHIL	Simulateur Power-Hardware-In-the-Loop
PI	Correcteur Proportionnel Intégral
PID	Correcteur Proportionnel Intégral Dérivé
PL	Programmation Linéaire
PLVM	Programmation Linéaire à Variables Mixtes
PV	Photovoltaïque
RECS	Renewable Energy Certificate System
RMSE	Erreur-type quadratique moyenne
RN	Réseau de Neurones
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SQP	Sequential Quadratic Programming
STLF	Short-Term Load Forecasting
THD	Total Harmonic Distortion
TOU	Time Of Use
TSR	Tip-Speed Ratio
UC	Unit Commitment
UG	Valeur d'isolation du vitrage seul (W/m ²)

UML	Unified Modeling Language
UPS	Uninterruptible Power Supply
UW	Valeur d'isolation du vitrage et du dormant (W/m ²)
VMC	Ventilation Mécanique Contrôlée
ZEH	Zero Energy Home

Notations et symboles

A	Fonction objectif de coût total
$A(t,J)$	Coût de production d'énergie du système au pas de temps t et à l'état J
a, b, c	Paramètres constants de courbes de rendement
$C^*(p_j)$	Consigne optimale en fonction de la puissance d'entrée
C_{gaz}	Coût unitaire du kWh équivalent de gaz naturel consommé
CI	Coût incrémental
$C_{Trans}^k(Eg_i, Eg_j)$	Coût de transition de l'état i à l'état j à l'instant k
C_m	Chaleur massique de fluide
$C(t,J)$	Coût minimal pour arriver depuis les CI à l'état J au pas de temps t
$Coût_{dem}$	Coût lié au démarrage des générateurs
$Coût_{exploit}$	Coût d'exploitation du système
$Coût_{invest}$	Coût d'investissement
$Coût_{maint}$	Coût de maintenance du système
$Coût_u$	Coût de production du générateur d'indice u (par pas de temps)
$C_r(p_j)$	Consigne estimée en fonction de la puissance d'entrée
C_{th_chf}	Inertie thermique des circuits secondaires de chauffage
C_{th_ecs}	Inertie thermique des circuits secondaires d'eau chaude sanitaire
CV	Nombre de cycles de charge/décharge de batterie
DOD	Profondeur de décharge d'un cycle pour la batterie
$D_{v-}f(p)$	Gradient estimé de la consigne optimale en fonction de l'écart négatif de puissance de charge
$D_{v+}f(p)$	Gradient estimé de la consigne optimale en fonction de l'écart positif de puissance de charge
EDC	Etat de charge de batterie
$E_g(t)$	Etat des générateurs du système à l'instant t
e_i	Erreur absolue proportionnelle de prevision de charge au pas i
f	Fréquence de la tension
I_{Bat}	Courant de charge/décharge de batterie
JE	Fonction objectif écologique d'émission globale équivalente en CO ₂
$\{K\}$	Ensemble des états faisables
ME	Erreur moyenne absolue
N	Vitesse à pleine charge du rotor
N_C	Nombre de neurones de couche cachée du réseau de neurones
$N_{discret_bat}$	Pas de discrétisation de la plage d'état de charge admise de la batterie

N_E	Nombre de neurones de couche d'entrée du réseau de neurones
N_{JA}	Nombre de jours de données du jeu d'apprentissage
N_0	Vitesse à vide du rotor
N_{poids}	Nombre de poids de réseau de neurones
OF_u	Indicateur de marche ou d'arrêt du générateur d'indice u
P	Puissance active
\hat{P}_j	Puissance active d'entrée prévue
P_j	Puissance active d'entrée réelle
Δp_j	Ecart de prévision de puissance active d'entrée
P_{bat}	Puissance de charge / décharge de batterie
P_{ch}	Puissance active consommée par la ou les charges
P_{ch_crit}	Puissance active totale des charges critiques
P_{ch_pil}	Puissance active totale des charges reportables
P_{e_gen}	Puissance active du générateur
P_{el_Achat}	Puissance active importée depuis le réseau
P_{el_u}	Puissance active du générateur d'indice u
P_{el_Vente}	Puissance active exportée sur le réseau
P_{EnR}	Puissance active produite par générateur intermittent
$\overline{P_{EnR}}(t)$	Espérance de puissance active du générateur intermittent au pas de temps t
P_{e_min}	Puissance électrique active minimale du générateur en fonctionnement
P_{e_max}	Puissance électrique active maximale du générateur
P_{e_nom}	Puissance électrique nominale du générateur
P_{opti_u}	Point de réglage optimum de la consigne de puissance active du générateur
$P_{PV-Bat}(t)$	Puissance active produite par le sous-système PV et Batterie
P_r	Puissance de charge/décharge optimale réelle
P_{r_md}	Moyenne journalière absolue de puissance de charge/décharge optimale réelle
P_{RN}	Puissance de charge/décharge estimée par réseau de neurones
P^{start}	Probabilité de démarrage au pas de temps
P^{start_norm}	Probabilité normée d'appel de l'équipement dans le pas de temps
P_{th_nom}	Puissance thermique nominale du générateur
Q	Puissance réactive
Q_{Batt}	Capacité de stockage de batterie
Q_m	Débit massique de fluide
r_{Achat}	Tarifs à l'achat d'électricité depuis le réseau (€/kWh)
r_{Vente}	Tarifs à la revente d'électricité sur le réseau (€/kWh)
S_{max}	Puissance maximale de l'installation
T	Nombre de pas de temps dans la période de pilotage
T_{pJ-1}	Période du pas de temps de couche de pilotage (J-1)

T_r	Période du pas de temps de couche réactive
T_{sto}	Température de réservoir de stockage
V	Tension
V_{sto}	Volume d'eau du réservoir de stockage
W_{max_ch}	Limite de courant de charge de batterie
W_{max_dech}	Limite de courant de décharge de batterie
Z	Coefficient de perte instantanée de capacité de batterie
$(\alpha_{u,0}, \alpha_{u,1}, \alpha_{u,2})$	Paramètre de courbes de coût de production du générateur d'indice u
$(\alpha_u, \beta_u, \gamma_u)$	Paramètre de courbes de coût de production du générateur d'indice u
$\Delta_-(P_e)$	Contrainte dynamique à la baisse de puissance active du générateur
$\Delta_+(P_e)$	Contrainte dynamique à la hausse de puissance active du générateur
$\hat{\Delta}p_{j,k}$	Estimation anticipée de l'écart de puissance active d'entrée moyennée sur l'ensemble du pas de temps k
Δt	Pas de temps de calcul
Δta	Pas de temps de tarification
Δt_{O-min}	Temps minimum de fonctionnement après démarrage
Δt_{F-min}	Temps minimum d'arrêt avant redémarrage
$\Phi_{ch,u}$	Chaleur utile fournie par chaudière
$\Phi_{cog,u}$	Chaleur utile fournie par le cogénérateur
Φ_{ecs}	Chaleur consommée en eau chaude sanitaire
$\Phi_{ev,p}$	Pertes de chaleur dues à l'évaporation
Φ_{rad}	Chaleur transmise au niveau des radiateurs
Φ_{res_p}	Pertes de chaleur au niveau du réservoir
$\Phi_{sto,u}$	Chaleur utile stockée au niveau du réservoir
η_e	Rendement électrique du générateur
η_{th}	Rendement thermique du cogénérateur
$\rho_{EnR}(t)$	Ecart-type de la variable aléatoire de puissance produite par générateur intermittent au pas de temps t
ρ_{sto}	
$\tau_{CO2,r}$	Emission équivalente en CO ₂ du kWh fourni par le réseau
$\tau_{CO2,u}$	Emission équivalente en CO ₂ du kWh produit par le générateur
$\omega(t)$	Courant de charge ou décharge de batterie

ANNEXES

ANNEXE 1 : Technologies de production d'énergie locale pour le Bâtiment

Cette Annexe présente les technologies de production électrique à l'échelle du secteur du bâtiment (soit de 1 kW à quelques centaines de kW) et adaptées à ses besoins :

- l'énergie photovoltaïque ;
- les systèmes éoliens ;
- les piles à combustible, en particulier les technologies PEMFC et SOFC ;
- les technologies utilisées en micro-cogénération : moteurs à gaz et les moteurs Diesel ; moteur Stirling ; micro turbines.

La présentation vise à examiner succinctement les principes physiques ou chimiques de fonctionnement, les caractéristiques du modèle de base, la description du système complet. Pour plus de détails, se reporter à [FOGG-07].

■ Photovoltaïque

Principe : La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est réalisée par le moyen de cellules photovoltaïques. Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photo-sensible ; son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs, à jonction PN.

Sous éclairage, l'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N) leur permet de franchir la barrière de potentiel : il en résulte une augmentation du courant inverse de saturation proportionnelle au flux lumineux. En polarisation positive (quadrant IV), le système fonctionne en générateur dont le courant de court-circuit est proportionnel à l'éclairement et dont la tension à vide est celle de la diode en polarisation directe : c'est la cellule photovoltaïque à jonction PN.

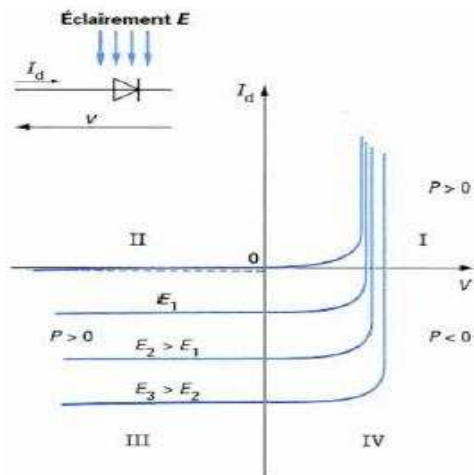


Figure 70 : Caractéristiques d'une jonction PN sous éclairage (source [PROT-1997])

Les cellules les plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0.6V), avec l'emploi de différentes technologies aux performances à écarts importants :

Technologie	Rendement industriel	Rendement maximum en laboratoire
Mono cristallin	12-15	24
Poly-cristallin	11-14	18.6
Couche mince : amorphe	6-8	12.7

Tableau 23 : Rendement des technologies Silicium (source [PANK-05])

Modèle : Une cellule photovoltaïque est souvent représentée comme un générateur de courant électrique, dont le comportement est équivalent à une source de courant shuntée par une diode. Pour tenir compte de pertes dues aux phénomènes physiques au niveau de la cellule et aux contacts des faces, le modèle est complété par deux résistances série R_s et shunt R_{sh} (voir Figure 71).

Le courant photopile a ainsi pour expression : $I = I_{ph} - I_d - I_r$

Avec $I_{ph} = I_{ph}(\psi)$, le photo-courant de cellule, proportionnel à l'éclairement, qui correspond également au courant de court-circuit.

Le courant traversant la diode I_d est directement dérivé de la caractéristique de courant de polarisation d'une jonction PN :

$$I_d = I_o \cdot \left(e^{\frac{V + R_s I}{V_t}} - 1 \right)$$

Avec I_o , courant de saturation inverse de la diode ; V_t , potentiel thermodynamique (25mV à 20°C).

Le courant dérivé dans par la résistance shunt I_r s'exprime par :

$$I_r = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}}$$

On peut ainsi retrouver l'allure des caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ de la cellule.

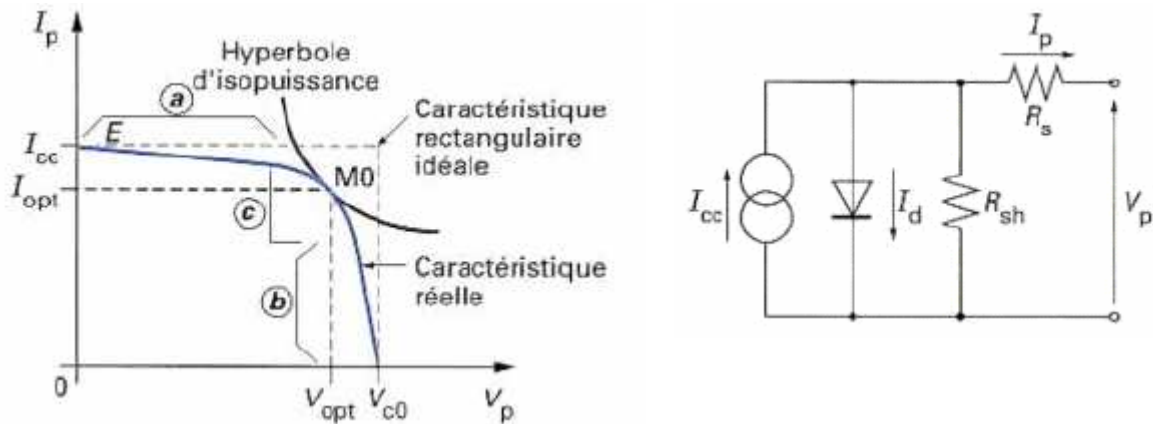


Figure 71 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Comme le montre cette représentation, la puissance $P = I_p \times V_p$ est nulle en court-circuit et en circuit ouvert. Elle passe par un maximum lorsqu'on parcourt la caractéristique I-V : ce point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence de la caractéristique et des hyperboles de puissance constante. Il dépend des conditions données d'éclairement et de température de la jonction et évolue en permanence.

La puissance disponible aux bornes d'une cellule est très faible. Il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle de telles cellules pour obtenir des modules de puissance compatible avec le matériel électrique usuel. La puissance de ces modules photovoltaïques s'exprime en Watts-crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de 1000 W / m² et à une température de 25°C.

La courbe de fonctionnement I-V d'un module en associations série-parallèle se déduit de la courbe de fonctionnement d'une cellule élémentaire par changement d'échelle sur les axes d'abscisse et d'ordonnée. On suppose que toutes les cellules ont le même comportement électrique, qu'il n'y a aucune occultation partielle, ni aucune influence thermique. Dans ces conditions, la courbe de puissance du groupement série – parallèle sera analogue à la courbe de puissance d'une cellule élémentaire.

Système : Comme on vient de voir, les cellules sont associées, en série et en parallèle, pour former des modules photovoltaïques, atteignant les niveaux de tension et de courant souhaités. Si en cours d'utilisation, un module n'est pas exposé uniformément à la lumière (pour des raisons d'ombrage, de dépôt, d'usure), une ou plusieurs cellules masquées peuvent se comporter en récepteur, en polarisation directe ou inverse : on atteint alors la tension de claquage, une élévation rapide de la température et des dégâts irréversibles du module. Pour éviter ce phénomène, une parade qui se généralise chez les constructeurs est le câblage d'une diode parallèle par groupe de cellules. Pour les mêmes raisons, un assemblage en parallèle de séries de modules comporte une diode antiretour de puissance adéquate en sortie de chaque série de panneaux. [LABO-05]

Un système photovoltaïque global est constitué d'un champ de modules, éventuellement de la structure rigide, fixe ou mobile, pour poser les modules, et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite à l'usage auquel elle est destinée : cet ensemble comprend le câblage, la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, et l'onduleur pour la conversion en courant alternatif.

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque :

- les systèmes à connexion directe au réseau ; cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque et d'un onduleur ;
- le système à bus continu intermédiaire ; le générateur photovoltaïque est connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un hacheur. Un onduleur délivre une tension modulée et filtrée pour réduire le taux d'harmoniques (THD).

Pour des évaluations des différentes interfaces d'électronique de puissance des systèmes photovoltaïques, on peut se reporter utilement aux références sur le sujet, comme [BLAA-04], [ANDR-02].

On peut résumer ainsi les différentes configurations de systèmes photovoltaïques connectés au réseau envisageables [ADEM-04] :

- **Onduleur central** : plusieurs lignes de panneaux sont raccordées directement à un onduleur centralisé. Cette structure nécessite de placer une diode en série qui interdit tout courant inverse dans un groupement élémentaire de panneaux connectés en série, constituant une branche d'un groupement parallèle.
- **Onduleur de rangée** : chaque ligne de panneaux est raccordée à un onduleur (certains onduleurs permettent de raccorder directement deux ou trois lignes en parallèle). Les onduleurs sont connectés en parallèle sur le réseau.
- **Onduleur individuel** : chaque panneau est raccordé à un petit onduleur (certains onduleurs permettent de raccorder jusqu'à cinq panneaux en série). Les onduleurs sont alors tous raccordés en parallèle sur le réseau.
- **Onduleur multi rangée** : un hacheur est associé à chaque panneau solaire ; l'ensemble des hacheurs, connectés en parallèle, est relié à un onduleur principal.

Comme cela a été montré plus haut, pour un générateur photovoltaïque, la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement (évoluant considérablement au cours d'une journée, du fait de la position du soleil dans le ciel et des passages de nuage ; voir Figure 72), de la température, mais aussi du vieillissement global du système ; cela déplace ainsi en permanence la caractéristique de puissance des panneaux ; de même, le point théorique maximal de puissance varie lui aussi.

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque en tout instant à son point de puissance maximale, des contrôleurs MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) sont utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques, en imposant la tension optimale aux bornes des modules, cet optimum changeant à chaque instant.

La puissance de fonctionnement effective du générateur PV est facilement calculée à partir du produit tension-courant. Par contre, la détermination de la puissance maximale de référence est plus délicate, vue que cette dernière est fonction des conditions climatiques. Cette référence, étant non constante et caractérisée par une fonction non-linéaire, pose des difficultés d'évaluation. Les méthodes proposées pour le MPPT, sont nombreuses : méthodes analogiques, les méthodes numériques ou les méthodes de recherche extrême adaptative. [ANDR-2002], [BLAA-2004], [PANK-2004]

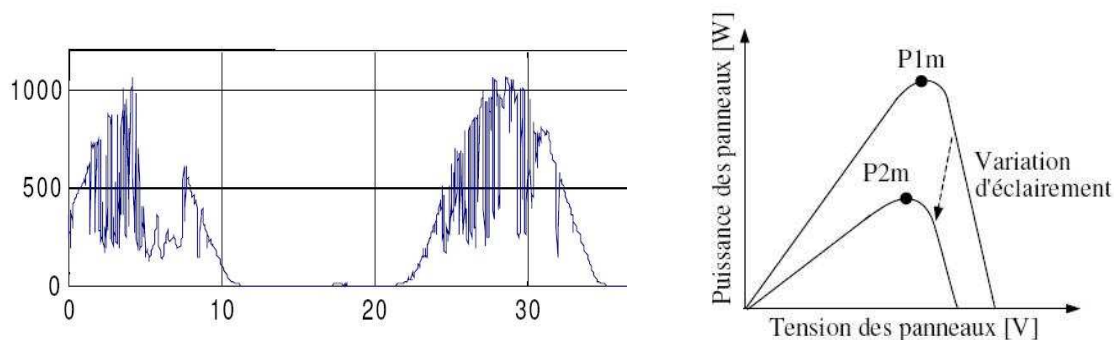


Figure 72: Courbes d'ensoleillement (W/m^2) en fonction du temps (gauche) - Caractéristique de la puissance des panneaux PV (droite)

▪ Eolien

Principe : La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis électrique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passant par la section de la surface active S de la voilure, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} * \rho . S . V_v^3$$

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale théorique pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la puissance P_v fois la limite de Betz, soit 59.2%. En effet, l'éolienne est une turbomachine de détente : du fait de l'écoulement de l'air autour de la pale, la pression immédiatement en aval est plus faible que celle immédiatement en amont ; même pour les vitesses. Ces répartitions non uniformes expliquent cette puissance limite. [PLUV-2005]

En pratique, les pertes par frottement, les pertes d'extrémité de pale et des phénomènes aérodynamiques complexes ne permettent d'atteindre au mieux que 60 à 70% de cette puissance théorique. Le rendement entre la puissance éolienne et la puissance de masse d'air P_v est donné par le coefficient C_p , appelé coefficient de puissance de l'éolienne.

$$C_p = \frac{P_{eol}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{eol}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3}$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée: la vitesse réduite λ , qui est le rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent.

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega}{V_v}$$

Où R est le rayon en bout de pale, ω la vitesse angulaire en rad/s et V_v la vitesse du vent non perturbé.

On classe les différentes familles d'éoliennes en traçant le coefficient C_p en fonction de la vitesse réduite, λ .

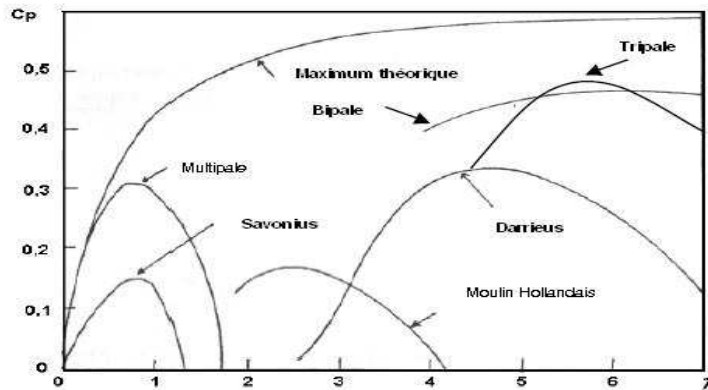


Figure 73 : Courbes caractéristiques des types d'éoliennes

Système : Les différents type d'aérogénérateurs se rangent en deux architectures principales : les aérogénérateurs à axe vertical (VAWT) et à axe horizontal (HAWT).

Les éoliennes à **axe horizontal** sont de loin les plus utilisées actuellement. Parmi les différentes constructions, on trouve des aérogénérateurs dont les voilures sont à deux / trois pales (les plus courantes) et les multiples.

La turbine est généralement placée avant la nacelle (*upwind*) et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Dans la famille des éoliennes à axe horizontal, la catégorie du « petit éolien » de 1 à 100 kW concerne surtout les réseaux insulaires, généralement dans des applications hybrides éolien / diesel. Les génératrices en petit éolien sont quasi exclusivement à aimants permanents. La plupart sont synchrones triphasées mais quelques-unes d'entre elles sont encore à courant continu. Pour ces éoliennes à axe horizontal, par comparaison avec le « grand éolien », la gamme de vitesse de rotation est plutôt élevée (jusqu'à 2000 tr/min), ce qui est un avantage pour le dimensionnement de la génératrice, mais un inconvénient au plan acoustique [MIRE-05].

Les **éoliennes à axe vertical** sont encore peu répandues. Elles se subdivisent en deux technologies : les turbines *Darrius*, classiques ou à pales droites (type H) et les turbines *Savonius*. Toutes ces voilures sont à deux ou trois pales.

- Le rotor de *Darrius* fonctionne grâce à la portance et se base sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Les éoliennes *Darrius* présentent des caractéristiques intéressantes (bonne valeur de coefficient de puissance C_p et indépendance de la direction du vent). Les inconvénients majeurs de la *Darrius* sont une structure fragile à mât haubané, ce qui étend l'emprise au sol ; de plus, le couple de démarrage de ce type d'éoliennes est proche de zéro, ce qui implique qu'elles ne démarrent pas seules même par vent important.
- Le rotor de *Savonius* est basé sur le principe de la traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent

sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble. La voilure se présente sous la forme d'un cylindre de faible diamètre. Elle est complètement insensible à la direction du vent dans un plan horizontal. La valeur de la vitesse réduite peu élevée (environ 6 à 8 fois moins que pour les tripales classiques) offre des caractéristiques intéressantes du point de vue de l'acoustique et de la sécurité, cet aspect étant fortement lié à la vitesse linéaire en bout de pales. Le démarrage à faible vitesse est également un point fort. Ainsi, malgré une médiocre efficacité et une certaine faiblesse du coefficient de puissance (C_p entre 0.15 et 0.2), les avantages précédents auxquels s'ajoute une certaine esthétique en font une solution adaptée à l'éolien de petite puissance, intégré dans l'environnement urbain.

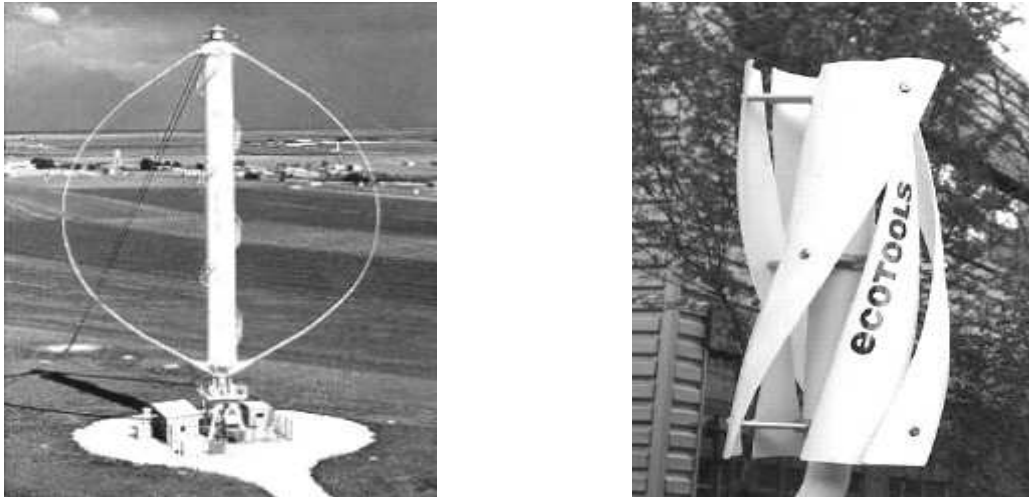


Figure 74 : Exemples d'éoliennes à axe vertical (a) type Darrieus ; (b) type Savonius

La conversion de l'énergie cinétique en énergie électrique se fait en deux étapes : au niveau de la turbine (rotor), pour la conversion en énergie mécanique puis au niveau de la génératrice, qui la convertit en énergie électrique. La Figure 75 donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Pour des vitesses de vent inférieures à la vitesse de démarrage V_{vmin} (partie (A)), aucune puissance n'est délivrée. Au-dessus de cette vitesse de démarrage, on extrait en fonctionnement normal une puissance proportionnelle à la puissance limite théorique, évoluant selon le cube de la vitesse du vent (B). A partir de la puissance nominale, cette puissance est écrêtée (C). Enfin, au-delà d'une vitesse maximale, la turbine doit être arrêtée.

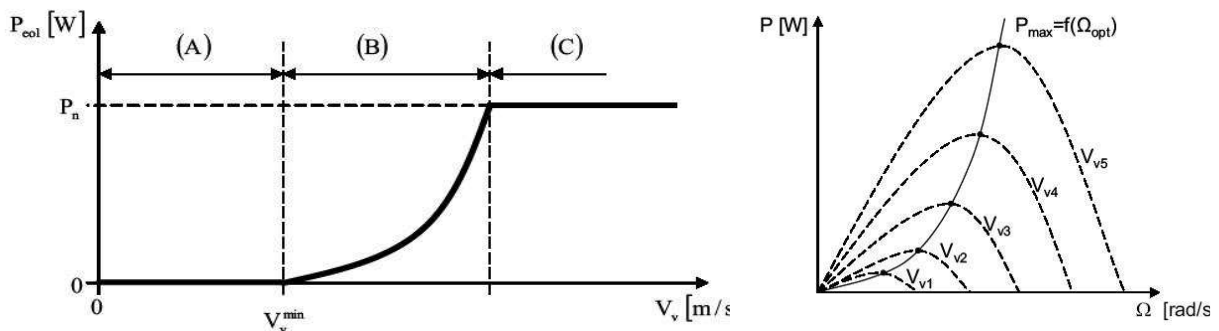


Figure 75 : Puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent – zones de fonctionnement (gauche) – influence de la vitesse de rotation de la turbine (droite)

Commande : Le contrôle (ou la limitation) de la puissance extraite en fonction de la vitesse du vent peut se faire par :

- système à pas variable (*pitch*) ; il consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe, ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure. Ce mode de contrôle est complexe et se retrouve plutôt en fortes puissances ;
- système à pas fixe (*stall*) ; le contrôle est passif : seule la forme des pales permet d'obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent ;
- déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de nacelle) ou déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mât) : la surface active de l'éolienne diminue et la puissance extraite est ainsi limitée ;

- variation de la vitesse de rotation Ω par commande électrique : par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée au point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall).

Dans la zone de fonctionnement normal (B), il est indispensable de réguler la puissance éolienne, qui est fonction de la vitesse de rotation de l'arbre mécanique de l'éolienne et de la vitesse du vent, et qui peut être optimisée à tout instant, dans le but de maximiser l'énergie captée par l'éolienne. La Figure 75 montre la famille des courbes de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent : la courbe reliant les optimums évolue selon une fonction cubique de la vitesse de rotation. Ce suivi, à vitesse variable de la turbine, est assuré par le dispositif de recherche de point optimal de fonctionnement (MPPT, *Maximum Power Point Tracker*).

En fonction de la génératrice, il existe actuellement trois principaux types de systèmes éoliens : système éolien à vitesse fixe avec **machine asynchrone à cage**, système éolien à vitesse variable avec **machine asynchrone à double alimentation** et système éolien à vitesse variable avec **machine synchrone à inducteur bobiné ou à aimants**.

Le premier système consiste en un générateur d'induction à cage directement connecté au réseau. La fréquence du réseau (et le nombre de pôles) détermine au glissement près la vitesse du générateur ainsi que celle de la turbine. Le multiplicateur permet d'adapter la vitesse de rotation de la turbine à la fréquence électrique souhaitée : la vitesse de rotation de la turbine est pratiquement fixée pour n'importe quelle vitesse du vent. On parle de générateur éolien à vitesse fixe. Ce système consomme toujours de la puissance réactive, qui doit être compensée en partie ou entièrement par des bancs de condensateurs ou autres compensateurs de réactif.

Les deux autres types de systèmes sont à vitesse variable. Dans ces systèmes, la vitesse mécanique de la turbine et la fréquence du réseau sont découplées. Pour obtenir ce découplage, on utilise une interface d'électronique de puissance. De cette manière, la turbine tourne à vitesse variable, ajustée de manière optimale à tout instant à la vitesse du vent.

Dans le cas d'une machine asynchrone à double alimentation, le convertisseur *back-to-back* alimente les enroulements du rotor, ce qui assure le découplage de la vitesse mécanique et de la vitesse électrique du rotor.

Dans le système avec machine synchrone, le générateur est complètement découplé du réseau.

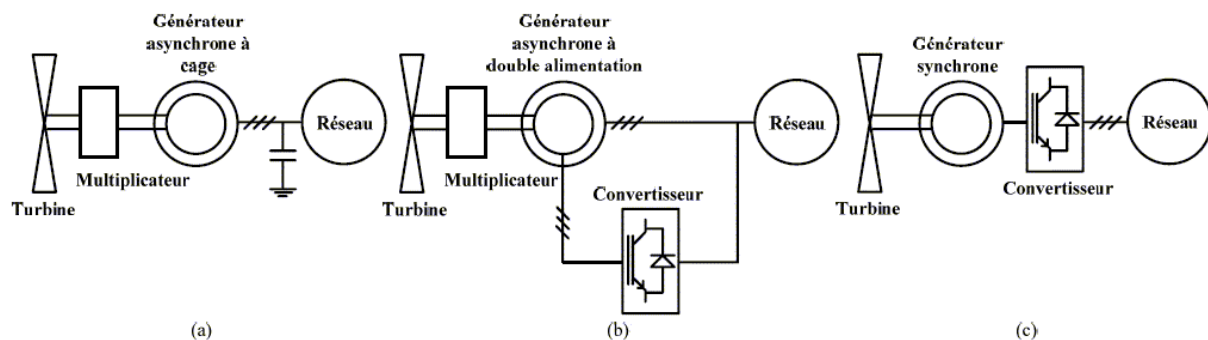


Figure 76: Différents types de systèmes éoliens. (a) à vitesse fixe avec machine asynchrone à cage, (b) à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation, (c) avec machine synchrone à inducteur bobiné

En définitive, l'éolienne semble bien avoir un avenir en milieu urbain, pour le petit éolien à axe vertical. Le développement de cette technologie dépend grandement des possibilités qu'offrira la recherche d'améliorer le rendement aérodynamique, le coût d'investissement, l'esthétique. L'avantage certain des turbines à axe vertical est leur bonne adaptabilité au milieu urbain. Ces éoliennes peuvent en effet occuper toute la surface disponible (souvent limitée) pour l'installation, là où une éolienne à axe horizontal n'en exploite qu'une partie.

Des réalisations plausibles seraient des éoliennes disposées sur le toit (classiques, à axe horizontal ou vertical, dans la limite des autorisations réglementaires), des bâtiments à effet convergent / diffuseur (le bâtiment scindé en deux parties joue le rôle de concentrateur ou de diffuseur) ou des bâtiments à effet Venturi (accélération du vent au centre d'un espace) [MIRE-05].

▪ Pile à combustible

Principe : La PAC (pile à combustible) est un générateur électrochimique basé sur le procédé inverse de l'électrolyse. Ce générateur produit de l'électricité en mettant en jeu sans les mélanger un comburant et un combustible à travers un électrolyte. Il y a conversion directe et en continu, de l'énergie chimique d'un

combustible hydrocarboné en énergie électrique et en eau, selon la réaction globale : $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

Cette réaction s'opère au sein d'une structure constituée schématiquement de deux électrodes (l'anode et la cathode), conducteurs électroniques et siège des réactions électrochimiques, séparées par un électrolyte solide qui est le conducteur protonique. Les réactions suivantes interviennent aux deux électrodes :

- à l'anode, couple H^+ / H_2 (électrolyte acide) : $2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$

- à la cathode, couple O_2 / H_2O : $O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$

La PAC se compose d'un empilement de cellules unitaires qui forme un stack. Une cellule est constituée d'une anode et d'une cathode alimentée en comburant et combustible respectivement. Ces deux éléments sont séparés par un électrolyte. L'électrolyte, solide ou liquide, doit permettre la circulation des ions sous une forme plus ou moins hydratée en empêchant les électrons de passer. Les électrodes constituent les points de connexion au circuit électrique externe. Elles sont généralement construites avec des matériaux poreux complétés par des catalyseurs qui déclenchent les réactions d'oxydation de l'hydrogène et de réduction de l'oxygène [VALE-04].

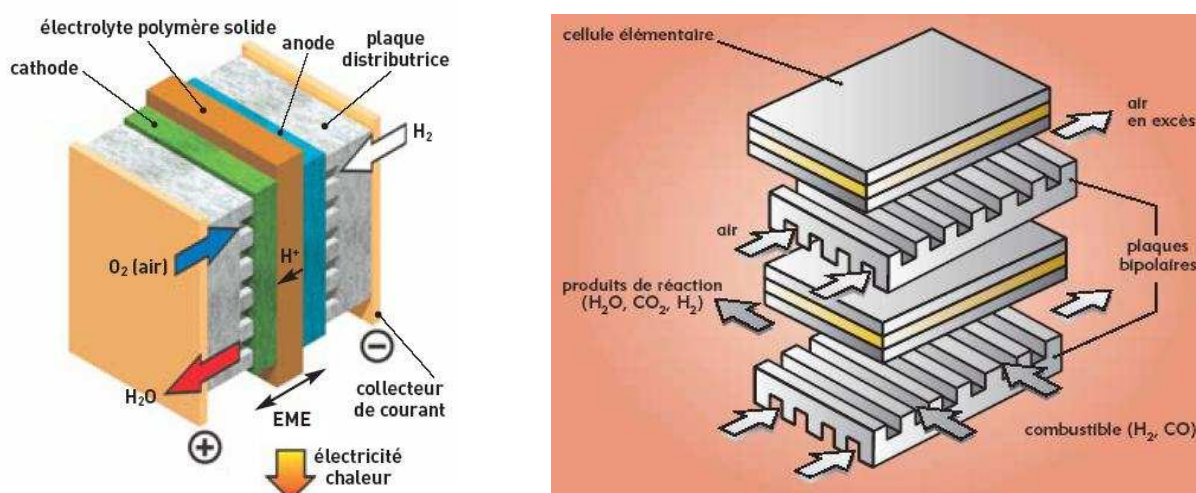


Figure 77 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible type PEMFC (gauche) – type SOFC de configuration plane – source : CEA

Système : Les piles à combustible se déclinent suivant six grandes technologies, aux diverses potentialités technico-économiques. Elles se distinguent par la nature de l'électrolyte utilisé et par la température de fonctionnement :

- les piles à membranes polymère échangeuse de protons (PEMFC – Proton Exchange Membranes Fuel Cell) ;
- les piles alimentées directement au méthanol (DMFC – Direct Methanol Fuel Cell) ;
- les piles à acide phosphorique (PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell) ;
- les piles alcalines (AFC – Alkaline Fuel Cell) ;
- les piles à oxydes solides (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell)
- les piles à carbonates fondus (MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell).

Les combustibles les plus utilisés sont l'hydrogène, le gaz naturel, le monoxyde de carbone et le méthanol. Le choix du combustible dépend essentiellement du type de pile à combustible et de l'application. Le comburant est généralement l'oxygène de l'air.

Les différents types de piles à combustible se caractérisent par un fonctionnement silencieux (pas de pièce en mouvement) et par des émissions polluantes très faibles. Comme le turbo générateur à haute vitesse, elles nécessitent un stockage d'énergie pour le démarrage. A la différence des piles et des batteries classiques, la pile à

combustible a besoin de renouveler et d'évacuer continûment les réactifs et les sous-produits pour fonctionner : la production d'énergie n'implique pas une dégradation de la structure de la pile à combustible.

On s'intéressera particulièrement aux piles à membrane échangeuses de portons fonctionnant à basse température (PEMFC) et les piles à oxyde solide fonctionnant à haute température (SOFC). D'une part, en raison de la focalisation de la recherche sur ces deux technologies à l'heure actuelle ; d'autre part, elles semblent les plus adaptées à des applications stationnaires dans le secteur du bâtiment. [CEA] [MORI-01] [VALE-04]

Trois parties principales constituent une pile à combustible alimentée en gaz naturel et produisent un courant électrique alternatif :

- l'unité de reformage : le gaz naturel ou tout autre combustible hydrocarboné, subit un reformage à la vapeur qui permet d'extraire l'hydrogène de celui-ci. Le CO résultant est ensuite transformé en CO₂ par l'action de l'eau.
- la partie génératrice de chaleur et de courant de la pile : le cœur de la pile à combustible est constitué d'un grand nombre de cellules élémentaires (fonction de la puissance désirée) comportant chacune, comme une batterie, deux électrodes (une anode et une cathode) séparées par un électrolyte.
- la partie onduleur de la pile, assurant la transformation du courant continu en courant alternatif triphasé.

La constitution des stacks par la connexion en série de plusieurs cellules est nécessaire du fait de la faible puissance générée par une cellule unitaire. On augmente ainsi la valeur de tension de sortie, ce qui facilite la conversion et l'utilisation de l'énergie électrique produite. Cela exige la présence d'un élément additionnel entre les cellules, la plaque bipolaire. Celle-ci, conductrice électriquement, ne doit en aucun cas autoriser le contact entre l'hydrogène et l'oxygène qui passent en son travers.

	PEM	DMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Température	60-100 °C	60-100 °C	60-80 °C	180-220 °C	600-700 °C	650-1000 °C
Electrodes	Téflon avec carbone et platine	Téflon avec carbone et platine	Nickel	Téflon avec papier de carbone ou carbone platiné	Oxydes de Ni et alliages de Ni	Nickel
Ion actif	H^+	H^+	OH^-	H^+	CO_3^-	O^-
Catalyseur	Pt	Pt	Pt ou Ni	Pt	Ni	Perovskites
Aspects électriques	700 mV 600-750 mA/cm ² 420-500 mW/cm ²	500-600 mV 100-200 mA/cm ² 200 mW/cm ²	600-800 mV 100-400 mA/cm ² 80-240 mW/cm ²	600-800 mV 100-400 mA/cm ² 80-240 mW/cm ²	750-900 mV 100-200 mA/cm ² 90-150 mW/cm ²	650-840 mV 200-400 mA/cm ² 260-335 mW/cm ²
Rendement électrique	32 - 40%	32 - 40%	55 - 60%	36 - 45%	43 - 60%	50 - 55%
Cogénération	Difficile	Très difficile	Très difficile	Facile	Très facile	Très facile
Combustible le plus probable	Hydrogène	Méthanol	Hydrogène	Hydrogène (gaz naturel)	Méthanol, gaz naturel	Méthane, gaz naturel
Avancement	Assez mature	Expérimental	Mature	Aboutie	Pas encore mature	Expérimental
Avantage	Compacité Dynamique Coût	Coût Combustible	Rendement Bien connue Densité volumique	Cogénération Bien connue Fiabilité	Cogénération Combustibles possibles	Cogénération Combustibles possibles
Inconvénient	Cogénération Combustibles possibles	Dynamique Diffusion à travers la membrane	Empoisonnement des catalyseurs	Coût d'investissement Peu améliorable	Coût d'investissement	Coût d'investissement
Gamme de P	1W à 10MW	1W à plusieurs kW	1W à 100kW	200kW à 10 MW	500 kW à 10 MW	1 kW à 100 MW
Rendement électrique	30-45%	30-45%	55-60%	35-45% 75% cogen	50-60%	50-55% 70% cogen
Applications probables	Transport Stationnaire	Transport Portable	Spatial	Stationnaire en cogénération	Stationnaire en cogénération	Stationnaire en cogénération

Tableau 24 : Synthèse des paramètres des Piles à Combustible (source : CEA)

Modèle : L'énergie électrique générée par une pile à combustible est caractérisée par une relation non linéaire entre la tension et le courant, qui ont respectivement une petite et une grande valeur. Cette réponse électrique dépend du courant de la pile, de la température et de la concentration des espèces chimiques principalement.

L'énergie électrique de la PAC dépend du déplacement des charges électriques (ions et électrons) entre l'anode et la cathode lors de la réaction chimique. Dans les conditions stabilisées de fonctionnement, la tension obtenue égale une tension maximale, correspondant au potentiel thermodynamique d'équilibre de la réaction globale à une température quelconque. Cette tension maximale diminue, lorsque la température augmente. Les pressions

partielles instantanées des gaz (P_{H_2} et P_{O_2}) influencent également la différence de potentiel selon la loi de Nernst :

$$E_{rev} = E^0 + \frac{R \cdot T_{PAC}}{2 \cdot F} \cdot \ln \left(\frac{P_{H_2}}{P_0} \sqrt{\frac{P_{O_2}}{P_0}} \right)$$

où P_0 est la pression standard (10^5 Pa) ; E_{rev} , le potentiel réversible de la réaction ; R , la constante de gaz parfait ; E^0 , le potentiel thermodynamique d'équilibre à la température donnée.

Cependant, lorsque la cellule débite un courant I_{PAC} , cette tension de sortie diminue, en raison de diverses pertes irréversibles (voir Figure 78). Les **pertes d'activation** (à la cathode η_{act_c} et à l'anode η_{act_a}) résultent de la cinétique électrochimique lente au niveau des électrodes ; elles sont plus importantes au niveau de la cathode.

Les **pertes ohmiques** traduisent les résistances au transport des électrons et des protons, essentiellement dues à l'électrolyte. La résistance électronique est habituellement constante, tandis que la résistance protonique est proportionnelle au courant et dépend fortement de l'état de l'électrolyte (membrane pour PEMFC).

Les **pertes de diffusion et noyage** se produisent du fait de l'impossibilité de maintenir une concentration parfaitement continue au niveau des électrodes ; le gradient de répartition de la concentration de réactifs génère une surtension. Cette surtension est particulièrement importante pour de fortes densités de courant.

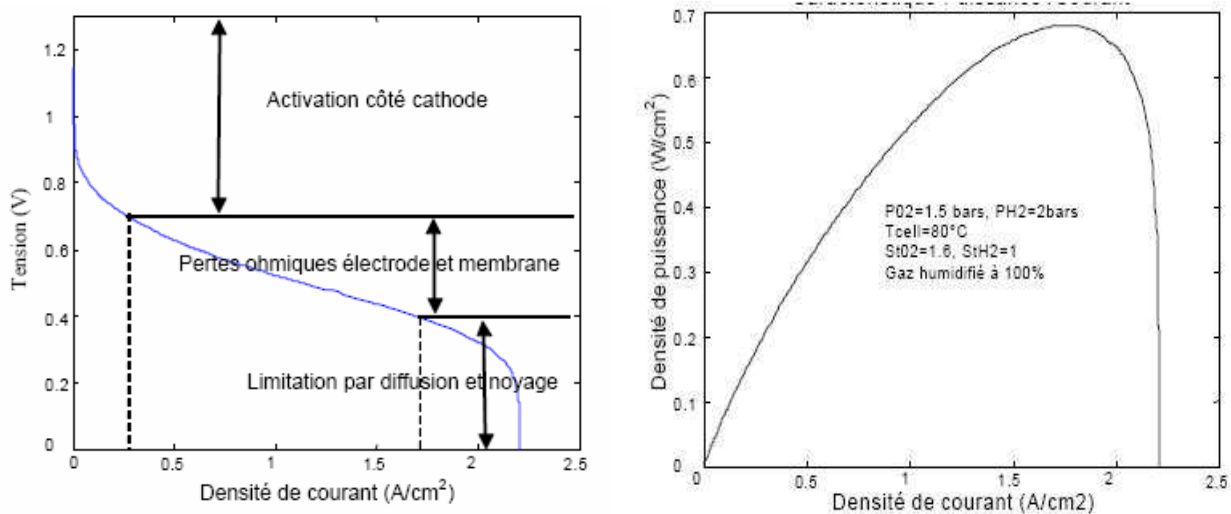


Figure 78 : courbe caractéristique tension-courant de la pile à combustible [LACH-04] (gauche) – caractéristique puissance – densité de courant (droite) [LACH-04]

La caractéristique tension – densité de courant aboutit à la courbe de puissance représentée par la Figure 78. Il semble intéressant d'avoir des densités de puissance élevées (pour réduire l'encombrement et le coût/kW de la pile) ce qui nécessite des densités de courant élevées. Par contre, un tel dimensionnement signifie une faible tension par cellule, ce qui impose des contraintes à l'interfaçage du pack, et surtout des densités de courant élevées, qui conduisent à un rendement faible et à une puissance thermique à évacuer élevée.

Cette réponse électrique est fortement dépendante des conditions physiques de fonctionnement (température, pression et composition des gaz). Le choix d'un point de fonctionnement de la pile, en conception, doit arbitrer entre les avantages et inconvénients.

Une augmentation de température rend la pile moins sensible au monoxyde de carbone, CO et augmente la tension de sortie, en diminuant la résistance interne de la PAC et en améliorant le transfert des ions aux électrodes. Toutefois, une haute température pose un problème d'hydratation pour la membrane. Une augmentation de pression améliore les performances de la pile en réduisant la surtension cathodique ; mais ce gain en puissance est limité par l'énergie dépensée par la compression.

Commande : Cela explique que le contrôle strict et sécurisé de ces conditions de fonctionnement, nécessite de nombreux éléments additionnels et boucles de contrôle / commande. Les points critiques sont le reformage du combustible (pour les piles non alimentées directement en hydrogène pur), le conditionnement du combustible, le conditionnement du comburant (air), l'évacuation des gaz d'échappement, le maintien de la chaleur et de l'humidité. On peut ainsi compter sur un circuit d'air avec compresseur et évapo-condenseurs, un circuit d'hydrogène, un circuit d'humidification récupérant l'eau de la pile pour humidifier les gaz en entrée, un circuit de refroidissement indépendant des autres. Enfin, un dispositif doit permettre l'évacuation des gaz à l'anode (gaz

inertes) ainsi qu'à la cathode puisqu'ils empêchent la réaction ; suivant les systèmes, si une partie de l'hydrogène n'a pas réagi, elle peut être réinjectée à la PAC après traitement à travers un circuit de re-circulation.

La pile est autonome en régime permanent mais elle ne l'est pas au démarrage : elle nécessite une source auxiliaire d'énergie pour assurer sa propre consommation et pour des raisons de sécurité (panne au niveau de la pile ou de la connexion). Ce besoin énergétique se matérialise par deux sources :

- une source d'énergie thermique : certaines PAC et des éléments du générateur comme le reformeur travaillent à des températures élevées. Pour démarrer, ils doivent être chauffés par un élément externe, généralement des brûleurs.
- une source d'énergie électrique : pour démarrer, les organes de contrôle et d'interfaçage ont besoin d'électricité généralement fournie par des batteries rechargeables ; lorsque le système arrive au régime permanent, cette source peut alors être utilisée pour améliorer le rendement du système. [VALE-04]

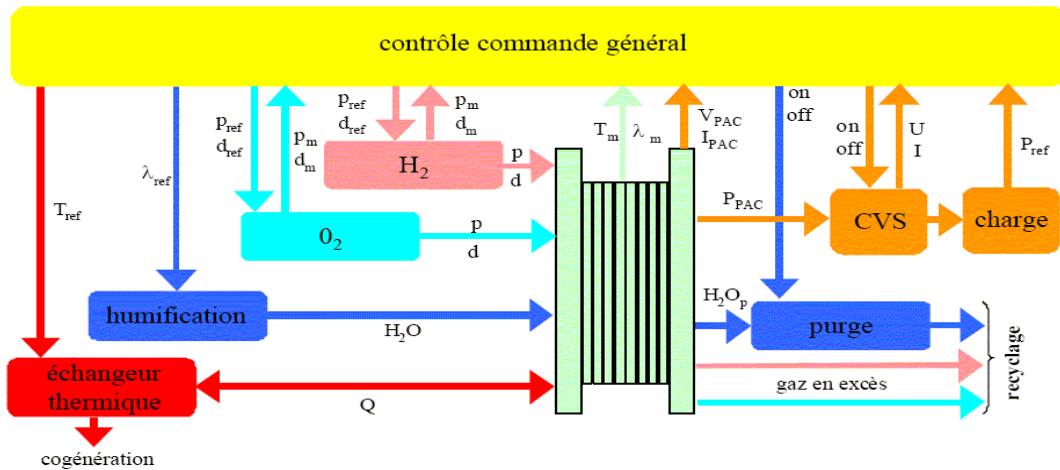


Figure 79 : système de contrôle-commande de pile à combustible [SAIS-04]

Le rendement énergétique de la pile à combustible est très élevé puisqu'il ne se voit pas limité par le cycle de Carnot, comme le sont les machines passant par le stade thermique. Il est défini par le rapport entre l'énergie électrique produite directement utilisable et l'énergie thermique libérée par la réaction chimique.

Le rendement théorique est très élevé mais en pratique, il n'est pas atteignable. D'une part, les résistances internes et les surtensions font chuter le rendement lorsqu'un courant s'établit. D'autres pertes font chuter le rendement. Le *rendement faradique* prend en compte le fait que le nombre d'électrons réellement échangés n'est pas exactement celui théoriquement déduit de la consommation en comburant et combustible : cela est dû aux réactions électrochimiques parallèles ou avec les matériaux des électrodes. Ce rendement reste très proche de 1. D'autre part, le combustible est fourni en excès pour prévenir de tout déficit de réactifs et n'est donc pas totalement consommé, ce qui aboutit à un *rendement de matière*. Enfin, il faut tenir compte du *rendement de système* qui tient compte de l'énergie dépensée pour le conditionnement (compresseur, reformeur, ventilateurs, circuit de refroidissement, valves) et fournie par la pile elle-même en régime permanent comme par des sources auxiliaires, pour le démarrage notamment.

Le rendement global réel est le produit de ces rendements intermédiaires. Il reste plus élevé que celui obtenu par d'autres sources d'énergie comme le moteur thermique classique, la microturbine ou le générateur diesel. Le rendement est ainsi un atout majeur de cette technologie. [VALE-04]

En synthèse, nous dirons que la pile à combustible est un générateur de courant continu de conception de type **modulaire**, produisant à **fort rendement**, régi par des caractéristiques électriques **non-linéaires** et nécessitant un contrôle de multiples critères pour assurer son bon fonctionnement en régime permanent : fourniture de combustible, température, pression, humidification, circulation des réactifs et des produits ; cela génère une **dynamique lente** de la pile à combustible, avec des temps de réponse de l'ordre de 40s à plusieurs minutes [ZHU-02]. Les éléments critiques identifiés du point de vue dynamique sont le reformeur et les compresseurs.

▪ *Micro cogénération*

L'installation de cogénération comporte schématiquement les quatre mêmes éléments de base (hormis les piles à combustible, basées sur une conversion électrochimique plutôt qu'électromécanique) : un moteur d'entraînement, un alternateur, un système de récupération de chaleur, un système de contrôle.

Les unités de cogénération se classifient suivant le type d'entraînement et le combustible utilisé, aux caractéristiques et rendements distincts. Classiquement, on rencontre :

- les turbines à vapeur ;
- les moteurs à combustion interne ;
- les turbines à gaz ;
- les cycles combinés (uniquement pour des puissances supérieures au MW ; cette technologie ne sera pas présentée ultérieurement).

De nouveaux développements, en particulier pour les faibles puissances, ont favorisé l'émergence de nouvelles technologies sur le marché :

- les moteurs Stirling ;
- les micro turbines ;
- les piles à combustible.

	Combustible	Gamme de puissance (MWe)	Ratio Chaleur – Puissance	Rendement électrique	Rendement global	Qualité de chaleur
Turbines à vapeur	Tout type	0.5 à 500	3:1 à 10:1	7-20%	>80%	Vapeur sous pression
Cycle combine	Gaz naturel, biogaz, essence, GPL, kérosène	3 à 300	1:1 à 3:1	35-55%	73-90%	Vapeur et eau chaude à haute température
Turbine à gaz	Gaz naturel, biogaz, essence, GPL, kérosène	0.25 à 50	1.5:1 à 5:1	25-42%	65-87%	Vapeur et eau chaude à haute température
Moteur Diesel	Gaz naturel, biogaz, essence, GPL, kérosène	0.2 à 20	0.5:1 à 3:1 Valeur α : 0.9 - 2	35-45%	65-90%	Vapeur à basse pression ; eau chaude à moyenne et basse températures
Moteur à allumage commandé	Gaz, biogaz, essence, kérosène	0.003 à 6	0.5:1 à 3:1 Valeur α : 0.9 - 2	25-43%	70-92%	Eau chaude à moyenne et basse températures

Tableau 25 : Rendements typiques des technologies de cogénération (source COGEN)

On trouvera dans [FOGG-07] une présentation des principes physiques ou chimiques de fonctionnement, des caractéristiques techniques de fonctionnement, des avantages et inconvénients relevés.

ANNEXE 2 : Algorithmes d'apprentissage - gradient

Rétropropagation du gradient

L'algorithme de rétro-propagation repose sur la minimisation de l'erreur quadratique entre les sorties calculées et celles souhaitées. Le terme rétro-propagation du gradient signifie que l'erreur calculée en sortie est transmise en sens inverse vers l'entrée, à rebours du sens de détermination des signaux.

- *Mise à jour de la couche de sortie*

L'erreur commise sur le $k^{\text{ème}}$ nœud de sortie est :

$$\delta_{p,k} = o_{p,k} - x_{p,l,k}$$

Par conséquent, l'erreur totale (pour tous les nœuds) est :

$$E_p = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m \delta_{p,k}^2 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m (o_{p,k} - x_{p,l,k})^2$$

Pour minimiser E_p , on calcule son gradient par rapport à chaque poids ω puis on modifie les poids dans le sens inverse du gradient.

$$\nabla E_p = \frac{\partial E_p}{\partial \omega_{l,j,k}} = \frac{1}{2} \frac{\partial (o_{p,k} - x_{p,l,k})^2}{\partial \omega_{l,j,k}} = -(o_{p,k} - x_{p,l,k}) \frac{\partial}{\partial \omega_{l,j,k}} [f(y_{p,l,k})]$$

$$\nabla E_p = -(o_{p,k} - x_{p,l,k}) \frac{\partial [f(y_{p,l,k})] \partial (y_{p,l,k})}{\partial \omega_{l,j,k} \partial (y_{p,l,k})} = -(o_{p,k} - x_{p,l,k}) \frac{\partial (y_{p,l,k})}{\partial \omega_{l,j,k}} f'(y_{p,l,k})$$

Or, par la fonction d'activation, nous avons :

$$\frac{\partial (y_{p,l,k})}{\partial \omega_{l,j,k}} = \frac{\partial}{\partial \omega_{l,j,k}} \sum_{j=0}^m (\omega_{l,k,j} - x_{p,l-1,j}) = x_{p,l-1,j}$$

On en tire le calcul du gradient :

$$\nabla E_p = -(o_{p,k} - x_{p,l,k}) x_{p,l-1,j} \cdot f'(y_{p,l,k}) = \delta_{p,k} \cdot x_{p,l,k} (1 - x_{p,l,k}) x_{p,l-1,j}$$

La mise à jour des poids de la couche de sortie est la suivante :

$$\omega_{l,k,j}(t+1) = \omega_{l,k,j}(t) + \Delta_p \omega_{l,k,j}(t)$$

$$\Delta_p \omega_{l,k,j}(t) = \mu (o_{p,k} - x_{p,l,k}) x_{p,l-1,j} \cdot f'(y_{p,l,k}) = \mu e_{p,l,k} \cdot x_{p,l-1,j}$$

avec μ pas d'apprentissage ($0 \leq \mu \leq 1$) et $e_{p,l,k}$ erreur de signal du $k^{\text{ème}}$ nœud de la couche de sortie.

- *Mise à jour de la couche cachée*

La mise à jour des poids de la couche cachée est différente : on ne connaît pas les sorties désirées ; on définit un terme d'erreur à la sortie des nœuds cachés, qui va être estimé :

$$E_p = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m (o_{p,k} - x_{p,l,k})^2 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m [o_{p,k} - f(\omega_{l,k,j} \cdot x_{p,l-1,j})]^2$$

La sortie de la couche cachée est elle-même issue de la fonction d'une somme pondérée :

$$x_{p,l-1,j} = f\left(\sum_{i=0}^n \omega_{l-1,j,i} \cdot x_{p,l-2,i}\right)$$

On évalue le gradient par rapport aux poids des couches cachées :

$$\nabla E_p = \frac{\partial E_p}{\partial \omega_{l-1,j,i}} = \frac{1}{2} \frac{\partial (o_{p,k} - x_{p,l,k})^2}{\partial \omega_{l-1,j,i}} = -\sum_{k=1}^m (o_{p,k} - x_{p,l,k}) \frac{\partial x_{p,l,k}}{\partial y_{p,l,k}} \cdot \frac{\partial y_{p,l,k}}{\partial x_{p,l-1,j}} \cdot \frac{\partial x_{p,l-1,j}}{\partial y_{p,l-1,j}} \frac{\partial y_{p,l-1,j}}{\partial \omega_{l-1,j,i}}$$

Chacun des facteurs peut être calculé explicitement ; le résultat est le suivant :

$$\frac{\partial E_p}{\partial \omega_{l-1,j,i}} = -\sum_{k=1}^m (o_{p,k} - x_{p,l,k}) \cdot f'(y_{p,l,k}) \cdot \omega_{l,k,j} \cdot f'(y_{p,l-1,j}) \cdot x_{p,l-2,i}$$

La mise à jour des poids de la couche cachée se fait dans le sens inverse du gradient en utilisant l'équation précédente :

$$\omega_{l-1,j,i}(t+1) = \omega_{l-1,j,i}(t) + \Delta_p \omega_{l-1,j,i}(t)$$

$$\Delta_p \omega_{l-1,k,j}(t) = \mu \cdot x_{p,l-2,i} \cdot f'(y_{p,l-1,j}) \cdot \sum_{k=1}^m (o_{p,k} - x_{p,l,k}) \cdot f'(y_{p,l,k}) \cdot \omega_{l,k,j}$$

$$\Delta_p \omega_{l-1,k,j}(t) = \mu \cdot x_{p,l-2,i} \cdot f'(y_{p,l-1,j}) \cdot \sum_{k=1}^m e_{p,l,k} \cdot \omega_{l,k,j} = \mu \cdot e_{p,l-1,j} \cdot x_{p,l-2,i}$$

avec μ pas d'apprentissage ($0 \leq \mu \leq 1$) et $e_{p,l-1,j}$ erreur de signal du $k^{\text{ème}}$ nœud de la couche de sortie.

- *Mise à jour de la couche cachée*

L'algorithme est le suivant :

- Appliquer un vecteur d'entrée $x_p = (x_{p,0,1}, x_{p,0,2}, x_{p,0,3}, \dots, x_{p,0,n})^T$ aux nœuds d'entrée puis initialiser les poids du réseau ;
- Exécuter l'échantillon d'apprentissage à travers le réseau ;
- Calculer les termes d'erreur de signal de la couche de sortie et des couches cachées ;
- Mettre à jour les poids de la couche de sortie et couches cachées ;
- Répéter le processus jusqu'à ce que l'erreur E_p soit acceptable ; retourner à (b).

Gradient avec momentum

La valeur du taux d'apprentissage est un paramètre crucial ; s'il est grand, l'algorithme génère des oscillations ; s'il est petit, l'algorithme converge trop lentement.

Le paramètre « momentum » est ajouté pour accélérer la convergence et sortir d'éventuels minimums locaux.

La règle de mise à jour des poids devient alors :

$$\omega_{j,k,i}(t+1) = \omega_{j,k,i}(t) + \mu \cdot e_{p,j,k} \cdot x_{p,j-1,i} + \Omega \cdot [\omega_{j,k,i}(t) - \omega_{j,k,i}(t-1)]$$

Ω constante du momentum.

Algorithme RPROP

Les algorithmes précédents utilisent la grandeur de la différentielle $\frac{\partial E_p}{\partial \omega_{l,j,k}}$ mais celle-ci ne représente

pas la grandeur de la modification nécessaire du changement de poids ; par contre, le changement de signe de cette différentielle donne une indication de dépassement du point optimum ; d'où, l'idée de cet algorithme RPROP qui comptabilise les changements de signes.

La règle de mise à jour des poids devient alors :

$$\omega_{j,k,i}(t+1) = \omega_{j,k,i}(t) - \text{sign}\left(\frac{\partial E_p}{\partial \omega_{j,k,i}}\right) \cdot \Delta_{i,j}$$

$\Delta_{i,j}$ (*update-value*), valeur de modification du poids qui évolue en fonction des changements de signe.

ANNEXE 3 : Algorithmes d'apprentissage du second ordre

Les méthodes d'optimisation du second ordre sont des méthodes itératives de descente du gradient qui consistent à remplacer la fonction de coût J par son approximation quadratique au point courant :

$$Q(s) = J_k(\omega_k) + g(\omega_k)^T \cdot s + \frac{1}{2} s^T \cdot G(\omega_k) \cdot s$$

avec $g(\omega_k) = \nabla_{\omega} J$, gradient ; $G(\omega_k) = \nabla^2_{\omega} J$, Hessien.

L'itération des poids prend la forme suivante :

$$\omega^{k+1} = \omega^k + s_k \quad \text{avec le pas } s_k = \alpha_k \cdot p_k$$

(α_k pas variable et p_k direction de la descente).

Méthodes quasi-newtoniennes

La méthode de Newton consiste à minimiser $Q(s)$ en supposant le Hessien G défini positif (condition nécessaire d'existence d'un minimum).

La formule itérative prend la forme suivante :

$$\omega^{k+1} = \omega^k - [G(\omega^k)]^{-1} \cdot g(\omega^k)$$

Cette méthode nécessite le calcul du vecteur gradient de l'inverse du Hessien de la fonction de coût. Pour une fonction non linéaire quelconque, cette méthode ne converge pas forcément vers un minimum global.

- *BFGS*

Les méthodes quasi-newtoniennes généralisent cette approche en approximant le Hessien (ou le gradient) par une méthode itérative.

$$p_k = -H_k^{-1} \cdot g_k$$

avec des itérations du Hessien approximé :

$$H_{k+1} = H_k + C_k$$

Les améliorations successives sur les propriétés de symétrie et de défini positif du Hessien ont conduit à l'algorithme *Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno* (BFGS) :

$$C_k^{BFGS} = \frac{y_k \cdot y_k^T}{y_k^T \cdot s_k} - \left(\frac{H_k s_k s_k^T H_k}{s_k^T H_k s_k} \right) \quad \text{avec } \begin{aligned} s_k &= \omega^{k+1} - \omega^k \\ y_k &= g_{k+1} - g_k \\ y_k &= H_{k+1} s_k \end{aligned}$$

Si au cours d'une itération, la matrice d'approximation du Hessien n'est pas définie positive, elle est réinitialisée à la matrice identité I_n et la direction de la descente est égale à $-g_k$.

Une méthode quasi-Newton est efficace dans le voisinage de la solution minimale pour les problèmes de grandes dimensions

- *BFGS one-step*

Une amélioration importante en terme de coût de calcul est apportée à la méthode BFGS par la méthode « one-step » qui calcule par itération la direction de descente avec la relation suivante :

$$p_{k+1} = -g_{k+1} - \frac{s_k^T g_{k+1}}{s_k^T y_k} \left(1 + \frac{y_k^T \cdot s_k}{s_k^T \cdot y_k} \right) s_k + \left(\frac{y_k s_k^T g_{k+1} + s_k y_k^T g_{k+1}}{s_k^T \cdot y_k} \right)$$

Méthodes du gradient conjugué

La rétropropagation basique ajuste les poids dans la direction du gradient négatif: c'est la direction vers laquelle localement la fonction de coût décroît le plus rapidement. Toutefois, vu globalement, il peut arriver que la convergence sur cette direction ne soit ainsi pas la plus rapide. Dans les algorithmes de gradient conjugué, une recherche est entreprise suivant des directions conjuguées, ce qui produit en général une convergence plus rapide.

- *Gradient conjugué*

La direction de descente est générée par un modèle quadratique par itération suivant la formule :

$$p_{k+1} = -g_{k+1} + \beta_k p_k$$

ce qui doit satisfaire la condition du système conjugué suivante : $p_i^T \cdot G \cdot p_j = 0 \quad i \neq j$

$$\beta_k = -\frac{g_{k+1}^T \cdot G_k \cdot p_k}{p_k^T \cdot G_k \cdot p_k}$$

Des variantes existent, utilisant plusieurs reformulations pour β_k , qui transforment le Hessien à partir de la dérivée g_k .

- *FLETCHER-REEVES*

La direction de descente s'exprime par :

$$\beta_k = \frac{g_{k+1}^T \cdot g_{k+1}}{g_k^T \cdot g_k}$$

- *POLAK-RIBIERE*

La direction de descente s'exprime par :

$$\beta_k = \frac{(g_{k+1} - g_k)^T \cdot g_{k+1}}{g_k^T \cdot g_k}$$

Méthode de LEVENBERG-MARQUARDT

La méthode de LEVENBERG-MARQUARDT est de la famille quasi-Newton et est un standard pour l'optimisation de l'erreur quadratique due à ses propriétés de convergence rapide et de robustesse. Elle s'appuie sur les techniques des moindres carrés non-linéaires et de l'algorithme Gauss-Newton à voisinage restreint.

On considère la fonction de coût : $J(\omega_k) = \frac{r(\omega_k)^T \cdot r(\omega_k)}{2N}$

Où r représente le vecteur résiduel, avec $r_{i,l}$ erreur instantanée du $i^{\text{ème}}$ neurone de sortie au $l^{\text{ème}}$ stimulus, avec N stimuli et S sorties de réseau.

Le gradient et le Hessien se déduisent à partir de la matrice Jacobienne du vecteur résiduel de dimension $N \times S \times W$ (nombre de poids total) pour la $k^{\text{ème}}$ itération :

$$g_k = J a_k^T \cdot r_k \quad \text{avec} \quad J a_{i,j} = \frac{\partial r_i}{\partial \omega_j}$$

$$G_k = J a_k^T \cdot J a_k + S_k \quad \text{avec} \quad S_k = \sum_{i=1}^{NS} r_{i,k} \cdot \nabla^2 r_{i,k}$$

Le second terme du Hessien, S_k , est un calcul relativement coûteux en terme d'exécution. Il peut être, soit négligé, soit approximé par la méthode BFGS :

$$G_k \approx Ja_k^T . Ja_k + A_k$$

$$\text{avec : } A_{k+1} = A_k + \frac{y_k \cdot y_k^T}{y_k^T \cdot s_k} - \frac{B_k \cdot s_k \cdot s_k^T \cdot B_k}{s_k^T \cdot B_k \cdot s_k} \quad \text{et} \quad B_k = Ja_{k+1}^T . Ja_{k+1} + A_k$$

La méthode de Levenberg-Marquardt se déduit de cette expression :

$$p_k = \left[Ja_k^T . Ja_k + \mu_k I_n \right]^{-1} . Ja_k^T . r_k$$

La variable μ_k intervenant dans le Hessien modifié défini positif $H_k = G_k + \mu_k . I_n$, est contrôlée par

le ratio $R_k = \frac{\Delta J_k}{\Delta Q_k}$ avec $\Delta J_k = J(\omega_k) - J(\omega_k + s_k)$ (respectivement « actual reduction » et

« predicted reduction ») et la fonction elliptique : $Q(s) = J_k(\omega_k) + g(\omega_k)^T s + \frac{1}{2} s^T . H_k(\omega_k) . s$

Ce ratio tend vers 1 si la fonction de coût se rapproche de la courbe quadratique osculatrice.

L'algorithme à la $k^{\text{ème}}$ itération est le suivant :

- a) Déduire de ω_k et μ_k le calcul de g_k et H_k ;
- b) Résoudre $-g_k = H_k . s_k$;
- c) Evaluer $J(\omega_k + s_k)$ et R_k ;
- d) Calcul du paramètre μ_{k+1} : si $R_k \leq 0.25$, alors $\mu_{k+1} = 4\mu_k$; si $R_k \geq 0.75$, alors $\mu_{k+1} = \frac{\mu_k}{2}$; sinon : $\mu_{k+1} = \mu_k$;
- e) Calcul de la correction des poids ω_k : si $R_k \leq 0$, alors $\omega_{k+1} = \omega_k$; sinon, $\omega_{k+1} = \omega_k + s_k$; retourner à (a).

La méthode LM tend vers la méthode de Newton pour une valeur de μ_k petite mais est équivalente à la méthode du gradient simple de pas $\eta = \frac{1}{\mu_k}$ pour une valeur de μ_k grande. Le Hessien est toujours défini positif ce qui assure la convergence vers un minimum de la solution.

ANNEXE 4 – Contraintes réglementaires – Raccordement sur une installation électrique BT d'une unité de micro-cogénération connectée au réseau et pouvant fonctionner en mode îloté sur coupure réseau

Liste de l'ensemble des textes réglementaires disponibles portant sur le cas d'application :

Règles de raccordement de producteurs (France):

- GTE 2666: Protection des installations raccordées aux réseaux de distribution et comportant une source autonome. (03/1982) ;
- C 15-400 : Guide pratique – raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution (2004) ;
- Present Status of DG in France: National codes, standards, requirements and rules for grid-interconnection and operation (11/2005)

Règles de raccordement de producteur (Etranger):

- Fédération professionnelle des Producteurs et Distributeurs d'Electricité de Belgique. Prescriptions techniques de branchement d'installations photovoltaïques de production décentralisée < 15 kW fonctionnant en parallèle avec le réseau (06/2000) ;
- IEEE P1547: Standard for distributed resources interconnected with electric power systems. (2003) ;
- VDE 0126 (Juillet 1999): Sectionneur automatique pour installations photovoltaïques de puissance nominale < 4.6 kVA avec alimentation en parallèle monophasée connectée au réseau public au moyen d'un onduleur ;
- Synthèse des conditions de raccordement de producteurs indépendants aux réseaux basse tension au niveau européen (02/1999) – document EDF R&D
- Present Status of DG in the United Kingdom : National codes, standards, requirements and rules for grid-interconnection and operation – Project DISPOWER (02/2005)
- Present Status of DG in Germany : National codes, standards, requirements and rules for grid-interconnection and operation – Project DISPOWER (02/2005)
- Interconnect Protection of Dispersed Generators (US) – C. Mozina (2001);
- Netcode, Pays-Bas (1999);
- Electricity Association – Engineering Recommendation G83 (Draft 13) : Recommendation for the connection of small-scale embedded generators (up to 16 A per phase) in parallel with public low-voltage distribution networks (08/2002)
- VDN – Notstromaggregate – Richtlinie für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten (2004)

Directives Européennes:

- Directive 04/08/CE du parlement Européen et du conseil concernant la promotion de la cogénération sur le marché intérieur de l'électricité.(02/2004)

Alimentations sans interruption:

- CENELEC ENV 50091-3: Alimentation sans interruption. Partie 3. Conditions de performances et méthodes de test. (04/1998) ;

Cogénération domestique:

- CEN Workshop Agreement (CWA) : Interface électrique pour la cogénération domestique – Prescriptions pour le raccordement au réseau de distribution basse tension des systèmes de micro-cogénération pour usage domestique jusqu'à 16 A par phase (2002)

Dispositifs de protection :

- CEI 755 (Octobre 1983): Règles générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel + Amendement 1 (Juin 1988)et 2 (Mai 1992). ;

Machines électriques:

- NF C 51-114: Machines électriques tournantes: Méthode pour la détermination à partir d'essais des grandeurs des machines synchrones (02/1996) ;

Divers – textes non réglementaires

- ENS im Sunny Boy – Technische Beschreibung (02/1996) ;
- “Optimisation of consumer benefits from micro CHP”, P.J. Boait, Journal of Energy and Sustainable Development, 2005;
- DGCG TSG – Metering requirements, 2004.

Etude de synthèse – textes réglementaires

- [FO-07] : « APP8 – T2a - Revue des textes réglementaires - Raccordement réseau / secours d'une unité de micro-cogénération pour installation domestique », G. Foggia, document interne IDEA.

Récapitulatif des principales contraintes réglementaires (page suivante) :

<i>Ref.</i>	<i>Contrainte</i>	<i>Source</i>	<i>Pays</i>
A	Si le disjoncteur de protection est à réenclenchement automatique (sur certains réseaux de distribution), la fermeture du disjoncteur après défaut passager doit être temporisée de trois minutes. La protection de découplage ne doit pouvoir refermer le disjoncteur à réenclenchement automatique après défaut passager que si le générateur a été déconnecté	G83/1	En
	Pour les installations de locaux à usage d'habitation, la fonction protection ne peut être assurée par un disjoncteur à réenclenchement automatique.	C15-100 Art. 773.411.3	Fr
B	Mise à la terre : les systèmes de génération capables d'opérer en régime d'îlotage volontaire doivent alors présenter une connexion adaptée entre le neutre du système, le neutre du générateur et la terre de l'installation. <ul style="list-style-type: none"> - R-U (G 83/1) : il est précisé que lors du fonctionnement en parallèle avec le réseau, il ne doit pas y avoir de connexion directe entre les bobinages du générateur et la terre du DNO ; - Fr (C15-400) : un schéma de couplage avec séquençage de disjoncteurs est décrit pour les changements de terre lors des basculements de mode. L'appareillage recommandé est un (ou deux) disjoncteur(s) unipolaire(s). 	IEC 60364-4-5-55	Tous
C	Si la contrainte de sélectivité l'exige ou dans le cas d'installations d'autoproduction, la protection de découplage peut être inhibée lorsque le groupe n'est pas en service ou fonctionne hors réseau. Pour les installations dites de sécurité, cette possibilité est une obligation. La réalisation de cette inhibition impose de garantir l'impossibilité de la mise en parallèle du générateur avec le réseau pendant la durée de l'inhibition.	C15-100 B 61-41	Fr
D	Lorsque la réalimentation (par groupe thermique) est prévue à la conception de l'installation, quel que soit le schéma de liaisons à la terre de l'installation, un DDR 30mA doit être installé (avec mise à la terre réalisée en amont du DDR). Même exigence pour les installations autonomes	C15-401 C15-400	Fr
E	Règles de l'art concernant les installations à générateurs fixes de secours Le choix des appareillages de protection devra être adapté à chacune des deux sources, notamment tenir compte de la faible valeur de courant de court-circuit du générateur, par l'emploi de déclencheur à magnétique bas (courbe B ou Z)	C15-401 (règles de l'art)	Fr (tous)
F	Installations autonomes : Le schéma de distribution doit être de type TN-S ; le disjoncteur général (25 A) constitue le dispositif de coupure d'urgence et est équipé d'un déclencheur à magnétique bas ; il est placé dans un coffret cache-bornes pouvant être plombé.	C15-400 Art 7.771	Fr

G	Lorsque la tension et la fréquence ont été comprises dans leurs valeurs réglementaires pendant au moins 2 min, l'installation peut être recouplée au réseau après une temporisation aléatoire de moins de deux minutes. Ces valeurs pourront être changées suivant les pays. Le couplage doit être automatique.	CEN Workshop Agreement	Tous
H	Règles de l'art pour groupes électrogènes de secours Lors d'une coupure réseau, le disjoncteur côté réseau s'ouvre, le GE démarre, puis le disjoncteur de l'alternateur se ferme et la charge est alimentée. Lorsque l'alimentation est rétablie, on commute (à la main ou automatiquement) la charge de l'alimentation secours vers l'alimentation normale.	Règles de l'art	Tous
I	Dispositions relatives à la connexion au réseau par onduleur de tension : Le sectionneur automatique (assurant la protection de découplage) pourra être extérieur ou compris dans l'onduleur Il se compose de deux « interrupteurs » indépendants (ICR) : l'un avec pouvoir de coupure en charge des pôles ; l'autre peut être constitué des éléments électroniques du circuit en pont de l'onduleur, pouvant être désactivés par des signaux de commande adéquats, permettant ainsi l'arrêt du fonctionnement sur défaut. Le couplage ou la reconnection peut se faire si la fréquence et la tension se trouvent dans la plage de tolérance pendant 20 secondes.	DIN VDE 0126	Tous

Tableau 26: Détail des principales contraintes réglementaires à respecter

Séquençage :

Principe de fonctionnement :		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Événement initial : Mise en marche <ul style="list-style-type: none"> < Etat 1 : mode de fonctionnement normal > ▪ Événement : Perte réseau -> ouverture du 1^{er} relais ENS32 – E1=0 <ul style="list-style-type: none"> - Ouverture forcée 2^e relais ENS32 - S1=0 - Ouverture contacteur B (si le générateur était couplé au réseau) - Fermeture contacteur C 		
Si générateur éteint	Si générateur couplé	
<ul style="list-style-type: none"> - Changement de mode de régulation : Secours - Démarrage groupe 	Cas 1 : <ul style="list-style-type: none"> - Arrêt groupe - Changement de mode de régulation : Secours - Démarrage groupe 	Cas 2 : <ul style="list-style-type: none"> - Changement de mode de régulation : Secours
< Etat 2 : groupe à vide – régulation V-f >		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Événement : Validation groupe prêt <ul style="list-style-type: none"> - Fermeture contacteur B 		
< Etat 3 : mode de fonctionnement secours >		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Événement : Retour réseau E1 = 1 (temporisation : variable, autour de 2 min) <ul style="list-style-type: none"> - Autoriser fermeture 2^e relais ENS31– S1=1 - Ouverture contacteur .B - Ouverture contacteur C 		
Si générateur éteint	Si générateur couplé	
<ul style="list-style-type: none"> - Arrêt groupe - Changement de mode de régulation : Couplage 	Cas 1 : <ul style="list-style-type: none"> - Arrêt groupe - Changement de mode de régulation : Couplage - Démarrage groupe 	Cas 2 : <ul style="list-style-type: none"> - Changement de mode de régulation : Couplage
- Synchronisation ; fermeture contacteur B		
< Etat 1 : mode de fonctionnement normal >		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sortie sur Événement : Arrêt 		

La proposition de séquençage et les graficets de réalisation des entrées/sorties de l'automate programmable permettent de valider les étapes, le nombre et le type d'entrées-sorties de l'automate qui sont les éléments déterminants pour le dimensionnement et le choix en tant que produit. Les entrées et sorties logiques nécessaires sont les suivantes :

Entrées de l'automate programmable :

- E1 (sortie « Grid_OK » – contact sec de l'ENS32 – NF) ;
- E2 : auxiliaire O (*Ouvert*) du contacteur B ;
- E3 : validation pour synchronisation – provenance : automate du groupe ;
- E4 : validation démarrage en mode secours – provenance : automate du groupe ;
- E5 : ordre de fonctionnement du groupe (mode couplage) – provenance : unité de contrôle thermique.

Sorties :

- S1 (entrée « fermeture deuxième jeu de relais ») – vers ENS26 ;
- S2 : relais pour contacteur B ;
- S3 : relais pour contacteur C ;
- S4 : relayage de l'ordre de fonctionnement du groupe (mode couplage) vers automate du groupe ;
- S5 : marche en mode secours vers automate du groupe.

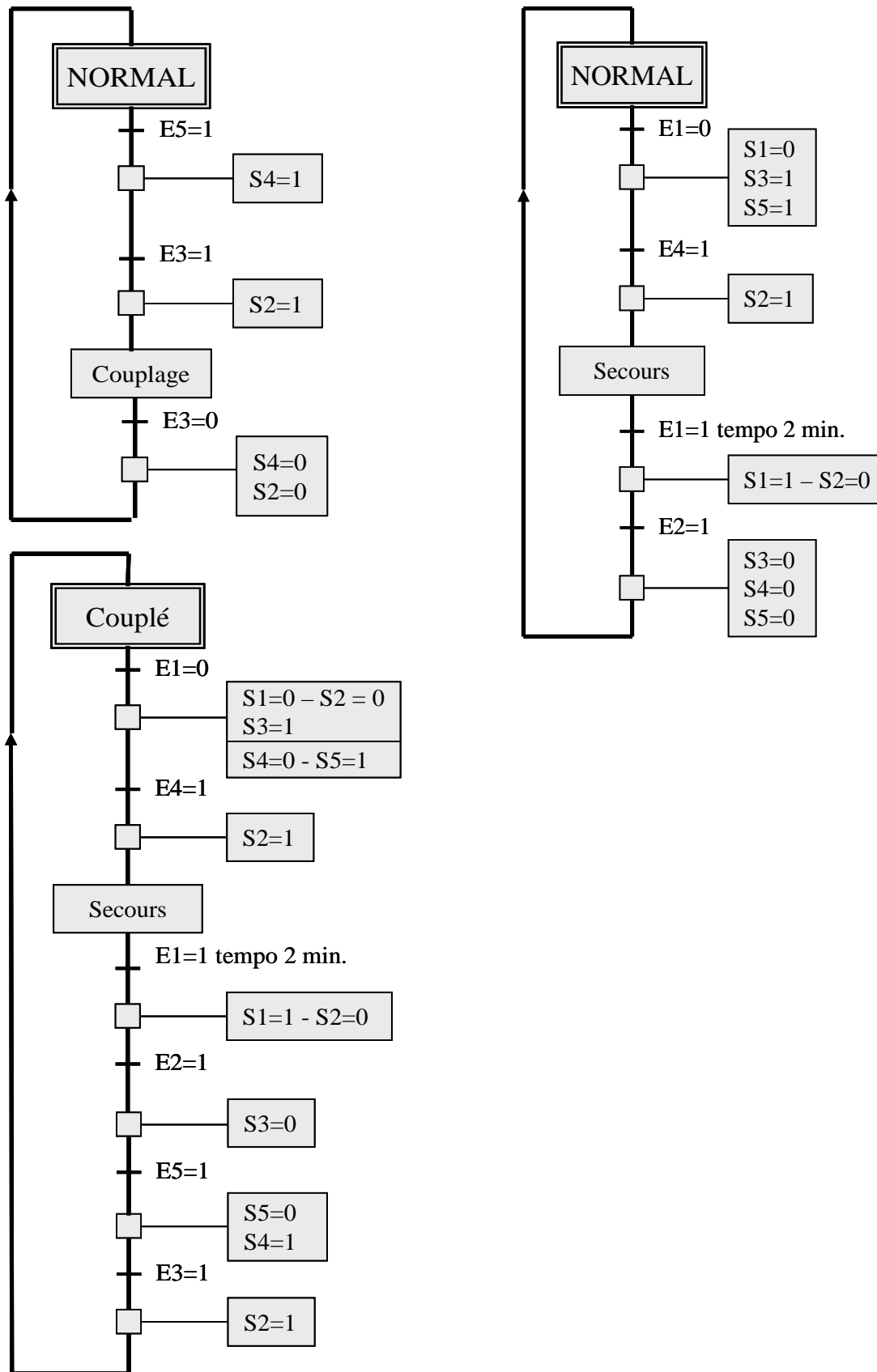


Figure 80 : Grafjets pour automatisme (sans mode DEFAUT) – Configuration 1

NOTA:
UNLESS OTHERWISE
CIRCUIT BREAKERS ARE TRIPPING CURVE C
TOUS LES DISJONCTEURS SONT
COURBE C SAUF INDICATION CONTRAIRE

ARRIVEE EDF : Circuit Principal

CABLE :

SECTION : -mm²

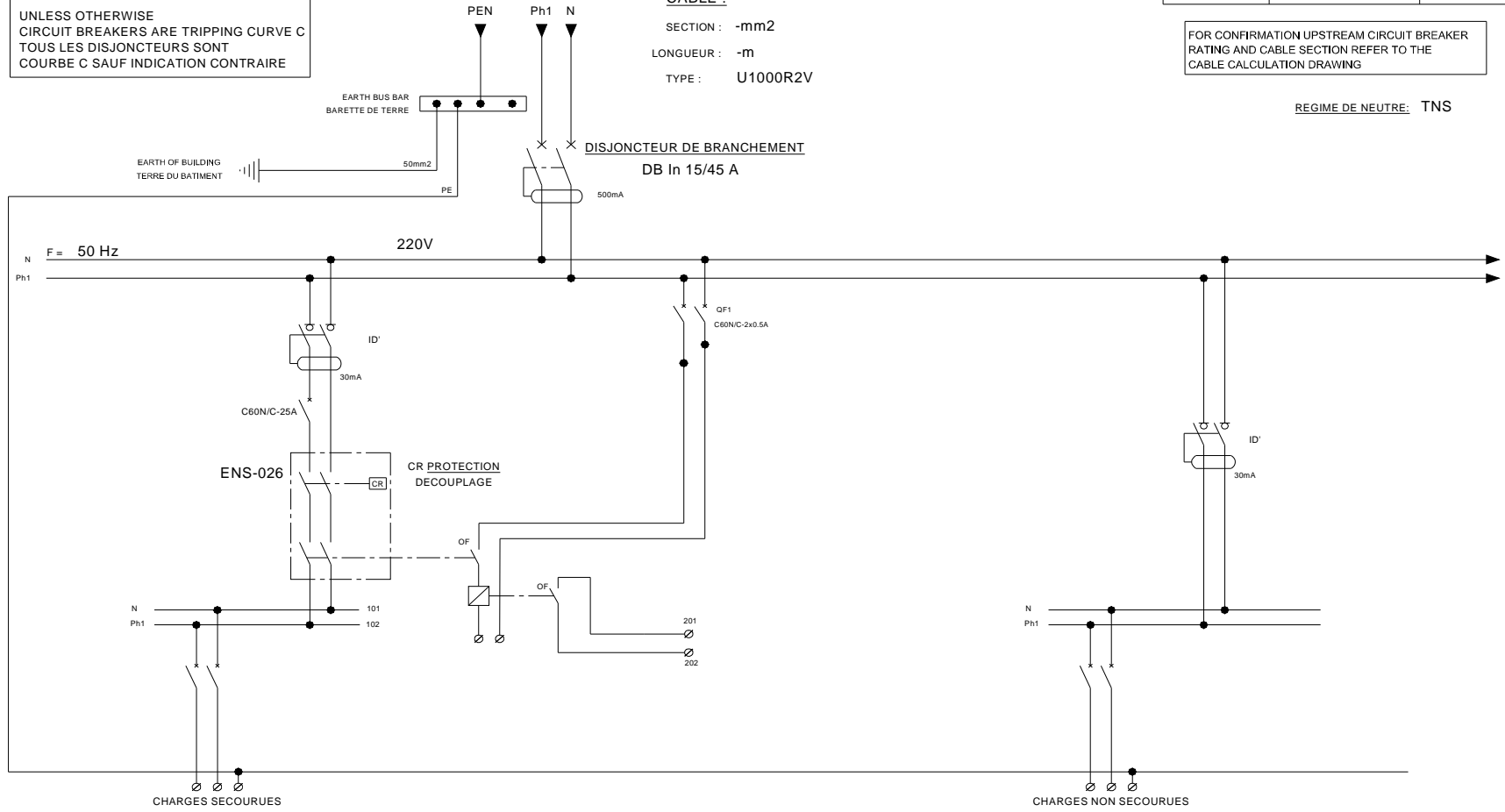
LONGUEUR : -m

TYPE : U1000R2V

CIRCUIT AMONT	TYPE	REGLAGE	POLES
DISJONCTEUR	-	-	-

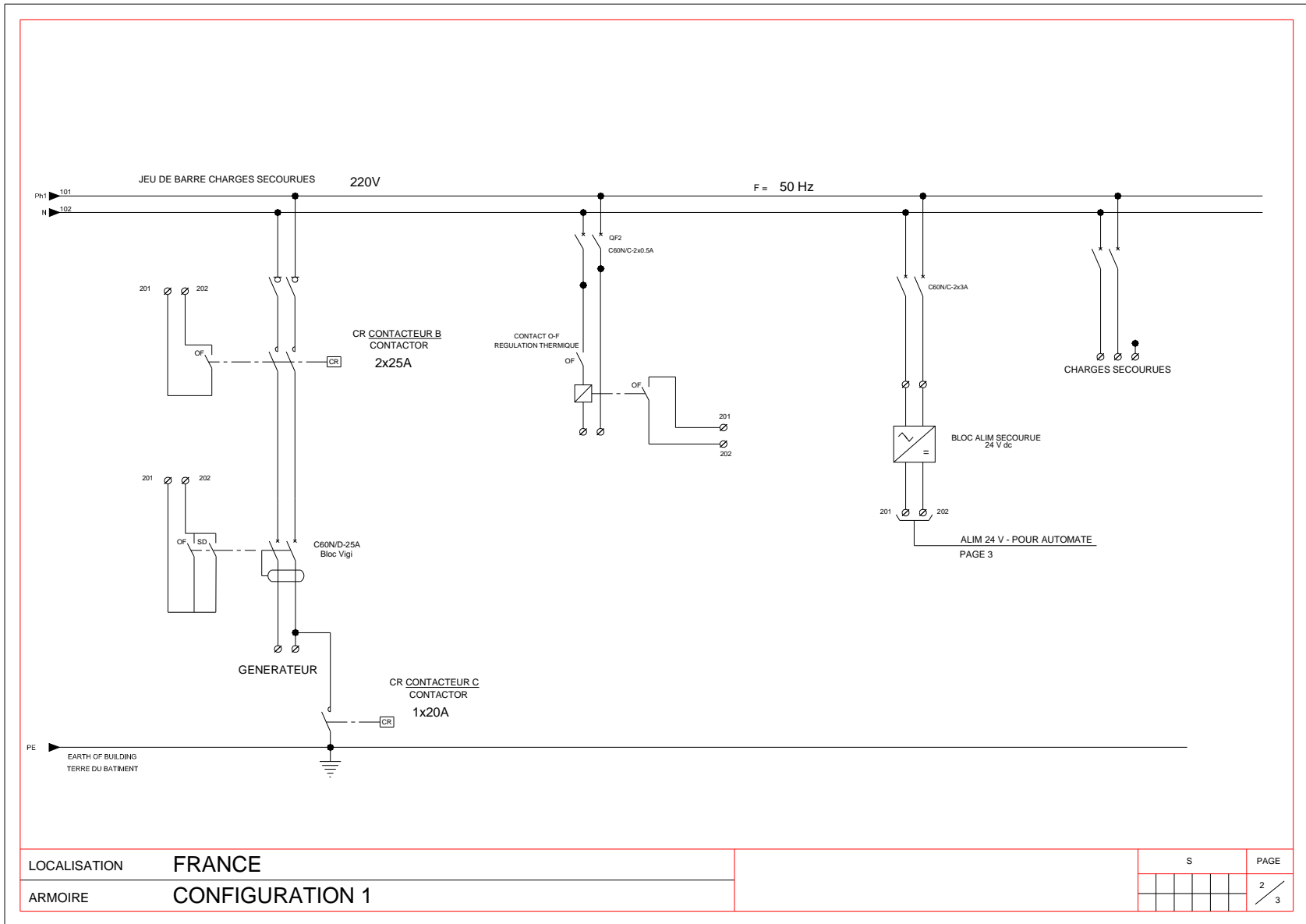
FOR CONFIRMATION UPSTREAM CIRCUIT BREAKER
RATING AND CABLE SECTION REFER TO THE
CABLE CALCULATION DRAWING

REGIME DE NEUTRE: TNS



LOCALISATION	FRANCE
ARMOIRE	CONFIGURATION 1

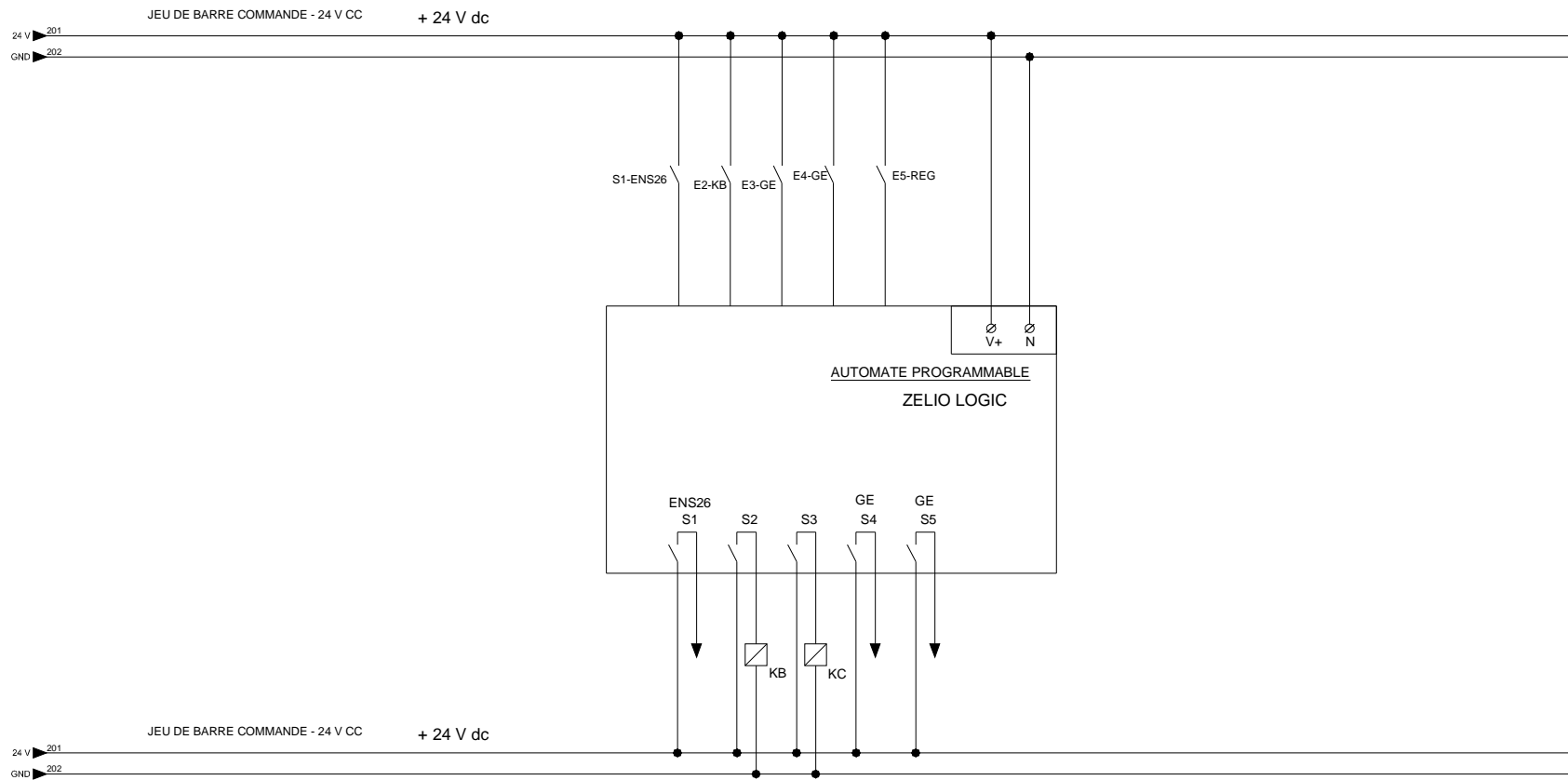
S					PAGE
					1 / 3



LOCALISATION FRANCE

ARMOIRE CONFIGURATION 1

S					PAGE
					2 / 3



LOCALISATION **FRANCE**

ARMOIRE **CONFIGURATION 1**

S					PAGE
					3 / 3

Titre

Pilotage optimal de systèmes multi-sources pour le bâtiment

Résumé

Cette thèse est consacrée au pilotage optimal de systèmes multi-sources pour le bâtiment, dans un contexte de recherche d'économies d'énergie et de dérégulation des tarifs. Le chapitre I expose le contexte et définit le cadre d'étude et les modèles. Le système est considéré comme un cas particulier de micro-réseau résidentiel, avec une problématique d'exploitation de sources installées, dans un environnement incertain. La partie II détaille les fonctions identifiées, en proposant un ensemble de méthodes de résolution pour chacune : pilotage prévisionnel (par PLVM ou programmation dynamique), prédiction de charges, anticipation de consignes (par perceptron multi-couches), stratégies réactives, stratégies adaptatives. Les limites de certaines méthodes sont mises à jour, notamment les problèmes liés à l'apprentissage artificiel. La partie III détaille enfin des cas d'application : le cas d'une installation résidentielle avec chauffage par micro-cogénération raccordée au réseau ; le cas d'une installation résidentielle photovoltaïque avec stockage par batterie Plomb.

Mots clés

Bâtiment à Energie Positive, Micro-réseau, Exploitation de parc de production, Commande multi-couches, Algorithmes d'optimisation, Apprentissage artificiel.

Title

Optimal energy management of residential and tertiary multi-sources systems

Abstract

This thesis studies the optimal energy management of residential and tertiary multi-sources systems, within a current context of research of energy consumption reductions and a perspective of deregulation of electrical market. Chapter I describes this context and defines the framework of the study and its models. The energy system is seen as a particular case of electrical microgrid, with a topic of dispatching of the interconnected existing generators, dealing with an uncertain environment. Chapter II describes the identified functions, by proposing a set of solving methods for each: provisional dispatching (by MILP and dynamic programming), load forecasting, anticipative unit commitment (by multi-layer perceptrons), corrective strategies, adaptative strategies. The limits of some methods are shown, especially the problems linked with artificial learning. The Chapter III develops some application cases: the case of a residential heating installation with a network-connected micro-cogenerator unit; and the case of residential photovoltaic installation with energy storage by lead-acid battery.

Keywords

Positive Energy Building, Microgrid, Generation unit commitment, Multi-layer control, Optimization algorithms, Artificial learning.

Intitulé et adresse du Laboratoire

G2ELAB - Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
Rue de la Houille Blanche – BP46
38402 Saint Martin d'Hères, France