Optimisation de pilotage d'installation résidentielle de chauffage par micro-cogénération

Guillaume Foggia, Daniel Roye, Frédéric Wurtz

▶ **To cite this version:**

Guillaume Foggia, Daniel Roye, Frédéric Wurtz. Optimisation de pilotage d'installation résidentielle de chauffage par micro-cogénération. International Building Performance Simulation Association (IBPSA 2008), Nov 2008, Lyon, France. hal-00359753

HAL Id: hal-00359753
https://hal.science/hal-00359753

Submitted on 9 Feb 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.

Optimisation de pilotage d'installation résidentielle de chauffage par micro-cogénération

Guillaume Foggia[1], Daniel Roye[1], Frederic Wurtz[1]

[1] G2ELAB – Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble
ENSIEG : BP46, 38402 St-Martin-d'Heres Cedex,
Guillaume.Foggia@g2elab.inpg.fr

RESUME. Les systèmes à base de micro-cogénération pour le résidentiel sont une des clefs technologiques pour la réduction des besoins en énergie, en combinant une production énergétique locale et rendement total élevé. Ces systèmes nécessitent des stratégies de contrôle énergétiques adaptées, pour prendre en compte une tarification variable de l'énergie. Le problème de plan de production et de stratégie de stockage thermique est traité par optimisation : Programmation Linéaire en Variables Mixtes (PLVM) et Programmation Dynamique. Les deux méthodes sont comparées sur un cas d'application.

MOTS-CLÉS : Micro-cogénération, Pilotage énergétique,.Optimisation.

ABSTRACT. Micro Combined Heat and Power systems for residential building are a key technology for the reduction of consumed energy, by combining both decentralized power supply and high overall efficiency. These systems need specific control structures, in order to take into account the variable tariffs. The problem of mCHP commitment and thermal storage strategy is solved by Mixed Integer Linear Programming (MILP) and by Dynamic Programming. The two methods are compared with an application case.

KEYWORDS : Micro Combined Heat and Power (mCHP), Energy management, Optimization.

1. INTRODUCTION

La production locale d'électricité chez les utilisateurs finaux du secteur tertiaire et du résidentiel s'inscrit dans une tendance de recherche et d'innovation plus globale portant sur le développement de nouvelles techniques de réduction drastique des besoins de chaleur, de contrôle des consommations d'électricité et des productions d'énergie. La recherche dans le secteur du bâtiment tend vers des bâtiments sains, intelligents, à haute qualité énergétique (HQE) et à énergie positive. L'objectif au niveau européen est d'atteindre 40 kWh/m² à l'horizon 2025 et l'énergie positive en 2050.

Ces objectifs requièrent l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments en favorisant l'isolation, l'inertie thermique, l'éclairage naturel ; les apports solaires ou sol-air ; les équipements économes; et les sources d'énergie locale (solaire thermique et photovoltaïque, éolien, géothermie, biomasse, etc), parmi lesquelles les technologies de micro-cogénération apparaissent des plus prometteuses. Comme la production par énergie renouvelable, la cogénération bénéficie de l'obligation d'achat, par les distributeurs, de l'électricité produite, depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Ce rachat se fait actuellement à des tarifs réglementés fixes, favorisant l'injection totale de la production sur le réseau. Toutefois, une recommandation de groupes de recherche européens (EUDEEP, 2004) pour favoriser

l'implantation des GED est l'abandon des prix fixes de l'électricité. Les variations de prix, en particulier dans les périodes de pic, seraient vues alors par les consommateurs comme des signaux incitatifs, lançant l'intérêt d'un pilotage énergétique intelligent chez le client, capable d'utiliser les variations tarifaires dans le temps pour optimiser sa production et sa consommation propres.

2. MICRO-COGENERATION POUR LE RESIDENTIEL

La cogénération est la production simultanée d'énergie thermique et électrique à partir d'une seule source primaire (souvent, combustible dérivé d'hydrocarbures) où l'électricité et la chaleur produites sont l'une comme l'autre valorisées. De ce fait, le rendement de la cogénération peut atteindre les 90%, voire plus, là où la production de puissance conventionnelle a un rendement qui atteint seulement au mieux 30 à 35% - le reste étant perdu en dégagement de chaleur.

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 retrouvait plutôt dans des applications industrielles de fortes et moyennes puissance; elle s'ouvre actuellement aux applications de petite puissance via la micro-cogénération (de puissance électrique inférieure à 20 kW). Les technologies mises en oeuvre font appel au moteur Diesel ou moteur à gaz (Honda, Ecopower, Senertec); mais on assiste également à l'émergence de nouvelles technologies sur le marché : les moteurs Stirling (Whispergen, Solo) ; les micro turbines ; les piles à combustible (Jablko *et al.*, 2005).

Dans cette gamme, une ligne importante de développement du marché pour des applications stationnaires, est à destination spécifiquement de l'habitat individuel (0,1 - 5 kW). Ce segment a une spécificité du fait d'une grande variabilité des besoins énergétiques selon les temps de présence: saisonnalité du besoin énergétique (de quelques kW l'été à plusieurs dizaines de kW l'hiver); besoin irrégulier sur une journée (pics de charge le matin, en mi-journée et soir) ; fort besoin en eau chaude sanitaire (environ 40-50 l/personne/jour pour habitat). Ces spécificités imposent aux unités certaines caractéristiques : souplesse de fonctionnement (possible suivi de charge), peu de maintenance, fonctionnement silencieux, stockage thermique associé, fréquence de démarrage élevée : le système doit pouvoir supporter de nombreux cycles de marche / arrêt .

3. PILOTAGE DE SYSTEME A BASE DE MICRO-COGENERATION

Une stratégie de pilotage est caractérisée par un 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. La stratégie de commande génère les consignes des différentes sources. Elle réalise la répartition de l'énergie entre les sources, les éléments de stockage, le réseau et les charges. 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 primaire d'eau chaude, avec un hystérésis de températures seuils de déclenchement et d'arrêt qui peuvent être différentes de celles commandant le fonctionnement de l'éventuelle chaudière auxiliaire. Une telle structure ne réalise pas d'optimisation économique.

Des contrôleurs adaptatifs ou prédictifs, réagissant à des variations journalières des prix de l'électricité, pourraient améliorer les performances économiques et l'intérêt des unités domestiques de micro cogénération. Suivant un tel scénario, la compagnie *utility* transmettrait journalièrement les prix de rachat de l'électricité à l'ensemble des unités de micro cogénération connectées sur le réseau. Chacune des unités adapterait alors son plan de fonctionnement de manière à minimiser les coûts de production en assurant la satisfaction des besoins.

Parmi la gamme de stratégies de commande envisageable, nous proposons une conception de l'architecture de contrôle/commande multi-niveaux: elle se compose de plusieurs couches de commande pour différencier le problème de pilotage optimal en sous-problèmes à différents horizons et pas de temps de discrétisation. Résoudre un problème par couches de commande permet de construire une solution intégrant les informations disponibles à chaque niveau d'abstraction. Une *couche prédictive*, d'un horizon d'un à plusieurs jours, permet à partir des mesures disponibles et de l'apprentissage réalisé sur les données des jours précédents de réaliser une prédiction des charges thermiques et électriques, sur un pas de temps, qui est au mieux horaire étant donné les imprécisions irréductibles liées à la prédiction. Une *couche de pilotage J-1 / H-1*, d'un horizon de plusieurs heures à un jour, à partir des charges estimées, détermine par optimisation un plan de fonctionnement prévisionnel pour les heures à venir, avec un pas de temps inférieur ou égal au pas de temps de tarification dynamique. Enfin, une *couche réactive*, sur l'horizon du pas de temps de tarification, vise à assurer en temps réel le suivi des consignes et corriger les erreurs et perturbations, en jouant si nécessaire sur le délestage possible d'une partie des charges électriques.

La suite de cet article se focalisera sur la couche de pilotage J-1 / H-1 et les méthodes de résolution par optimisation, correspondantes au cas de micro-cogénération résidentielle.

4. RESOLUTION PAR OPTIMISATION

4.1. MODELISATION

Un rapide tour d'horizon amène au constat qu'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 est non exhaustive. Types d'algorithmes rencontrés : Programmation linéaire ; programmation linéaire; liste de priorités ; optimisation quadratique ; Branch and Bound ; programmation dynamique ; méthodes métaheuristiques, dont algorithmes génétiques, colonies de fourmis, essaims particulaires. La difficulté qui se pose à ce niveau n'est donc pas dans la résolution du problème d'optimisation, qui est réalisable par nombre de ces méthodes, mais dans sa rapidité

d'exécution, sa fiabilité, sa facilité de programmation, son adéquation à la formulation du problème, tel que suit:

- *Fonction objectif* : il s'agit de maximiser le bénéfice (ou le rendement global du système) ou de *minimiser le coût total* d'exploitation dans un scénario de *tarification dynamique* à la revente et à l'achat d'électricité.
- *Pas de temps* : les décisions étant déterminées par les signaux tarifaires, le pas de temps doit être cohérent avec le comptage d'énergie et les fluctuations de tarifs choisies, par exemple par demi-heure. Il est néanmoins envisagé un pas de temps de calcul inférieur à 10 minutes: on peut en effet montrer qu'au-delà un effet de moyennisation réduit les consignes et décale les plages de fonctionnement (Hawkes, 2005): une plus fine précision temporelle est donc indispensable.
- *Générateur* : la représentation du cogénérateur sera ainsi nécessairement très simple et purement statique. Il s'agira 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). Le modèle est de type $\eta(P)$: on associera à la puissance électrique fournie par l'unité de micro-cogénération un rendement, constant ou sous forme de fonction polynomiale, de type :

$$\eta_{e_cogen} = a.P_{e_cogen}^{\ 2} + b.P_{e_cogen} + c \qquad [1]$$

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 les différentes technologies (moteurs Stirling, piles SOFC, etc).

4.2. PROGRAMMATION DYNAMIQUE

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. 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 ne nécessite pas d'algorithmes de pré-traitement ni de solveur spécifique; par contre, les variables d'état et de contrôle doivent en pratique être discrétisées.

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

$$C(t,J) = MIN_{k\in\{K\}}\left[A(t,J) + Coût_{dem}(t-1,k:t,J) + C(t-1,J)\right] \qquad [2]$$

avec $C(t,J)$ coût minimal pour arriver à l'état J au pas t ; $Coût_{dem}(t-1,k:t,J)$ coût de transition pour se retrouver de l'état (t-1,k) à l'état (t,J); $A(t,J)$ coût de production au pas t et dans l'état J; $\{K\}$ ensemble des états faisables à partir du pas (t-1).

4.3. PROGRAMMATION LINEAIRE EN VARIABLES MIXTES

La formulation du problème est également adapté pour la programmation linéaire en variables mixtes (PLVM) qui consiste à optimiser une fonction 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 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. Les algorithmes actuels utilisent des procédures d'énumération implicite, par séparation et évaluation (branch and bound) sur un arbre de recherches, ainsi que des procédures de coupe. En chaque noeud 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.) (Paschos, 2005).

5. CAS D'APPLICATION

Parmi les micro-cogénérateurs disponibles actuellement sur les marchés européens, la plupart ont un fonctionnement à puissance constante. Le système considéré consiste en une maison équipée d'un micro-cogénérateur combustion interne, fonctionnant au gaz naturel et en tout-ou-rien à puissance nominale, de rendements électrique et thermiques constants; ainsi qu'une chaudière à gaz auxiliaire, un système de chauffage central et un réservoir de stockage d'eau chaude. Les besoins en chauffage et en ECS sont couverts via des circuits secondaires distincts, modélisés via leur coefficient d'inertie thermique, et via une vanne trois voies. Le modèle développé pour le système énergétique résidentiel calcule les transferts énergétiques et les variations de température des circuits à chaque pas de temps. Les données d'entrée sont :la demande électrique par pas (kW) ; la demande thermique en chauffage et en ECS par pas (kW) ;la tarification de l'énergie électrique à l'achat et à la vente (€/kWh) par pas de temps.

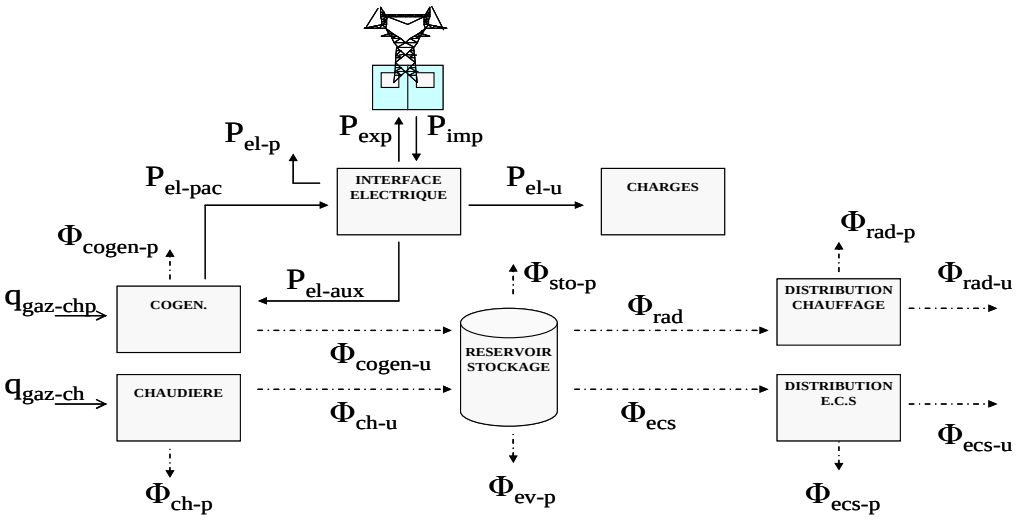

Figure 1: Transferts énergétiques de l'installation.

Le détail du modèle et la justification des valeurs ne seront pas développés ici. La fonction objectif à minimiser est la facture du consommateur, c'est-à-dire la somme des coûts d'exploitation:

$$J=\sum_{t=1}^{T}\left[-P_{el-Vente}(t)\cdot r_{Vente}(t)+\left(Q_{g_eq_chp}(t)+Q_{g_eq_boiler}(t)\right)C_{gaz}+P_{el-Achat}(t)\cdot r_{Achat}(t)\right] \quad [3]$$

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.

Les résultats sont comparés aux plages de fonctionnement déterminées au moyen de régulation classiques. Le mode *Suivi de Charge Thermique* correspond au pilotage usuel d'installation de chauffage : les décisions de démarrage et d'arrêt sont déterminées par les écarts des températures intérieures et ambiantes par rapport aux consignes de température de circuit d'eau. Le mode par *Plage Horaire* utilisé sur certaines chaudières est défini par la programmation de l'utilisateur d'une période de fonctionnement privilégiée pour le fonctionnement de l'unité de micro-cogénération ; cette période correspond aux heures pleines de tarif d'achat d'électricité. En dehors de cette période, l'unité de micro-cogénération n'est appelée que si les températures de circuit d'eau chaude atteignent un seuil minimal. Enfin, le mode *Suivi de Charge Electrique* est basé sur l'effacement moyen de la consommation électrique, par la production équivalente de l'unité de micro-cogénération, dans la mesure du possible. De même qu'au mode précédent, un chauffage d'appoint par micro-cogénération et par la chaudière à gaz est déclenché ponctuellement, en cas de besoin.

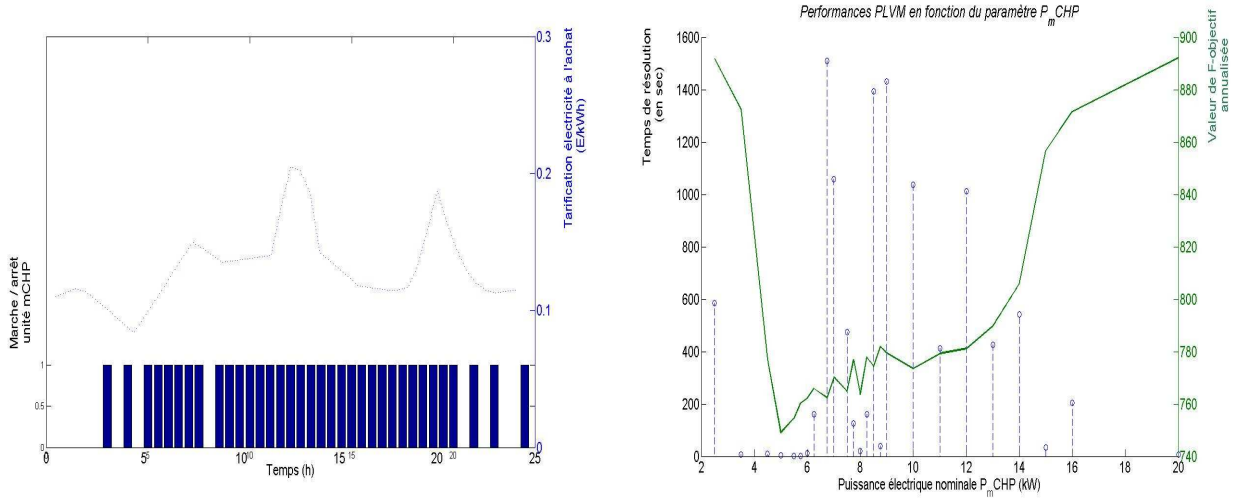

Figure 2 : (a) Plage de fonctionnement de la mCHP vs tarification dynamique à l'achat

(b) Performances de PLVM en fonction de la puissance nominale de l'unité P_mCHP

6. RESULTATS

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.

On observe 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 d'achat de l'électricité.

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.

Méthodes	*PLVM*	*Programmation dynamique*	*Suivi Electrique*	*Suivi Thermique*	*Plage Horaire*
Fonction coût (/solution PLVM)	100	100.8	119.3	121.0	112.6

Tableau 1 : Comparaison des résultats de méthode par rapport à la solution PLVM.

7. CONCLUSION

Cet article s'est attaché au problème du pilotage optimal d'une installation résidentielle avec micro-cogénération. 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.

8. BIBLIOGRAPHIE

Eudeep (2004). Conclusion – methodologies to build market configurations suited to DER development, Trading of DER in competitive market, *Keynote paper, WP3-S5*.

Hawkes A., Leach M. (2005). Impact of temporal precision in optimization modelling of micro-combined heat and power, *Energy*, p. 1759-1779.

Jablko R., Saniter C., Hanitsch R., Holler S. (2005). Technical and Economical Comparison of micro CHP Systems, *Cement and Concrete Research*, vol. 28, n° 12, p. 1737-1751 provisional paper.

Paschos V. T. (2005). *Optimisation combinatoire*. Paris, série Informatique et systèmes d'information, Lavoisier.