

Couplage optimal de solutions de micro cogénération avec les bâtiments d'habitation : création d'une plateforme d'optimisation numérique sous TRNSYS

Jean-Baptiste BOUVENOT^{1*}, Monica SIROUX¹, Benjamin LATOUR¹, Bernard FLAMENT¹

¹ICube UMR7357, Université de Strasbourg, INSA Strasbourg

* (auteur correspondant : jean-baptiste.bouvenot@insa-strasbourg.fr)

Résumé - La micro cogénération est la production décentralisée et simultanée de chaleur et d'électricité à petite échelle (puissance de production électrique faible : 0 à 50 kW_{el}). Un micro cogénérateur à gaz à moteur Stirling et un micro cogénérateur à pellets à moteur à vapeur ont été testés expérimentalement au laboratoire de l'INSA de Strasbourg de manière à caractériser leurs performances énergétiques et environnementales en régimes stationnaire et instationnaire. Deux modèles numériques ont été développés sur la base de ces essais. Ces modèles ont été conçus de manière à être compatibles avec des simulations thermiques dynamiques de bâtiments et ont été implémentés dans l'environnement numérique TRNSYS. Des modèles de systèmes de stockage (électrique et thermique), des générateurs stochastiques de profils de besoins (électrique et thermique) et des modules de gestion intelligente de l'énergie ont été créés et ajoutés à cet environnement pour former une plateforme d'optimisation numérique. Celle-ci est utilisée pour réaliser des études d'optimisation mono et multicritères dans le but d'optimiser le couplage des micro cogénérateurs avec les bâtiments sur des critères énergétiques, économiques et environnementaux. Les objectifs principaux sont doubles ; le dimensionnement optimal des micro cogénérateurs et des systèmes de stockage ; la maximisation de l'autoconsommation et du taux de couverture de la production électrique décentralisée, le tout en assurant le confort thermique et la rentabilité de l'installation de micro cogénération. Ce travail présente l'ensemble des éléments de la plateforme d'optimisation.

Nomenclature

C	coût, €	<i>Indices et exposants</i>
CG	gains économique, €	<i>aux</i> auxiliaire
G_{CO_2}	gains en émissions de CO_2 , kg	<i>CHP</i> cogénération
\dot{m}	débit-masse, $kg.s^{-1}$	<i>cw</i> eau de refroidissement
P	puissance, W	<i>EF</i> énergie finale
PE	énergie primaire, kWh	<i>el</i> électrique
PES	économies en énergie primaire, kWh	<i>i</i> entrée
PLR	taux de charge, %	<i>in</i> importé
\dot{Q}	flux de chaleur, W	<i>inv</i> investissement
R	rentabilité, -	<i>fuel</i> combustible
SCR	taux d'autoconsommation, -	<i>gross</i> brute
T	température, °C	<i>HX</i> échangeur de chaleur
<i>Symboles grecs</i>		<i>nom</i> nominal
η	rendement, -	<i>out</i> exporté
μ	micro, -	<i>SC</i> autoconsommée
		<i>SHP</i> production thermique et électrique séparée
		<i>th</i> thermique

1. Introduction

La micro cogénération est une technologie qui permet de produire de manière simultanée et décentralisée de la chaleur et de l'énergie électrique (ou mécanique) à des niveaux de puissances faibles (puissances électriques $< 50 kW_{el}$). Cette technologie récupère la chaleur résiduelle dite « fatale » vue comme un « déchet thermique » produite dans les cycles thermodynamiques ou thermochimiques pour la production d'énergie mécanique. Cette chaleur peut être récupérée pour le chauffage de bâtiments ou la production d'eau chaude sanitaire (ECS). La micro cogénération répond au double besoin d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre en utilisant de manière rationnelle l'énergie primaire [1]. De plus, l'installation de ces systèmes à faibles puissances thermique et électrique au sein même des lieux de puisage d'énergie permet d'autoconsommer l'énergie produite et d'éviter l'usage des réseaux et les pertes électriques et thermiques associées. Les micro cogénérateurs utilisent des technologies différentes quant à la génération d'électricité, les principales technologies utilisées étant : les micro turbines, les moteurs Stirling, les moteurs Ericsson (à l'étude mais pas encore utilisés), les moteurs à combustion interne, les moteurs à vapeur et les piles à combustible [1]. Deux de ces technologies (moteur Stirling gaz et moteur à vapeur biomasse) ont été modélisées numériquement lors de précédents travaux [2, 3]. L'objectif est maintenant d'insérer ces modèles dans une plateforme d'optimisation qui sera implémentée dans l'environnement numérique TRNSYS.

2. Description de la plateforme d'optimisation

2.1. Les micro cogénérateurs

Les modèles de micro cogénérateurs ont été développés de manière à être compatibles avec des simulations thermiques dynamiques (STD) annuelles. Ils sont basés sur des campagnes expérimentales qui ont permis d'élaborer des modèles dynamiques semi-physiques [2, 3]. En particulier, les puissances thermiques et électriques en régime stationnaire sont données par les corrélations suivantes en fonction de la température de retour de chauffage $T_{cw,i}$, du débit de chauffage \dot{m}_{cw} ou du taux de charge de la chaudière PLR (les coefficients a, b, c, d, e, f, g, h et i sont des constantes issues des essais expérimentaux) :

- **Pour la micro cogénération gaz :**

$$P_{fuel} = P_{fuel}^{nom} + a (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + b (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (1)$$

$$\dot{Q}_{HX} = \dot{Q}_{HX}^{nom} + c (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + d (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (2)$$

$$P_{gross} = P_{gross}^{nom} + e (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + f (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (3)$$

- **Pour la micro cogénération biomasse :**

$$P_{fuel} = g (PLR - PLR_{nom}) + P_{fuel}^{nom} \quad (4)$$

$$\dot{Q}_{HX} = h(PLR - PLR_{nom}) + \dot{Q}_{HX}^{nom} \quad (5)$$

$$P_{gross} = i (PLR - PLR_{nom}) + P_{gross}^{nom} \quad (6)$$

2.2. Les systèmes de stockage

La plateforme intègre des systèmes de stockage d'énergie thermique (SSET) et d'énergie électrique (SSEE). Les SSET sont modélisés par des ballons tampons cylindriques verticaux d'eau chaude divisés en zones (modèle zonal) (type 534 sous TRNSYS). Les paramètres du modèle sont : le volume du ballon, la hauteur du ballon, la conductance thermique des parois, le nombre de strates, le nombre et l'emplacement des ports (entrée eau froide, départ/retour eau de la chaudière, départ/retour circuit de chauffage, départ ECS). Les SSEE sont pris en compte par des modèles de batteries électriques soit statiques (stockage simple) soit mobiles car embarquées dans des véhicules électriques. Des modèles spécifiques ont été modélisés sous TRNSYS (type 264) sur la base des travaux de Eddahech [4] de manière à prendre en compte : un rendement de charge, des pertes calendaires, des pertes de cyclage, un cyclage maximum, une puissance spécifique maximum, un niveau de charge minimum et un scénario de présence si la batterie d'un véhicule électrique est utilisée en tant que batterie de stockage dans le bâtiment.

2.3. Les montages hydrauliques

La plateforme numérique a été adaptée à 6 montages hydrauliques donnés Figure 1 :

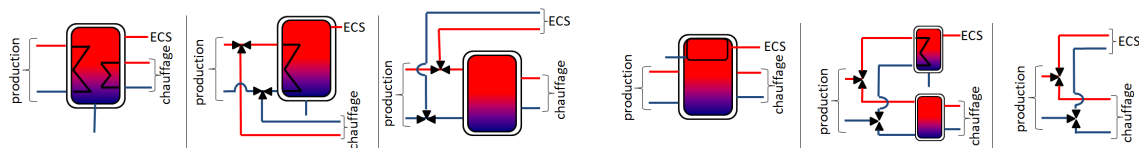


Figure 1 : Configurations des montages hydrauliques

2.4. Les stratégies de contrôle de la commande et de gestion de l'énergie

Il existe 3 possibilités de régulation des systèmes de micro cogénération :

- « heat led » : régulation suivant la demande thermique (chauffage ou ECS),
- « power led » : régulation suivant les besoins électriques,
- « cost led » : régulation suivant la rentabilité R. Dans ce cas, le taux

d'autoconsommation SCR doit être suffisant pour assurer la rentabilité économique R en fonction du rendement thermique $\eta_{th,\mu CHP}$ et électrique $\eta_{el,\mu CHP}$ du micro cogénérateur, du rendement thermique de la chaudière auxiliaire η_{th} et des prix des énergies :

$$R = \frac{C_{fuel}}{\eta_{th}} - \frac{1}{\eta_{th,\mu CHP}} \left(C_{fuel} - \eta_{el,\mu CHP} \left((1 - SCR) C_{el,out} + SCR \cdot C_{el,in} \right) \right) \quad (7)$$

De plus, 2 variantes ont été implémentées à ces 3 possibilités. La première permet d'anticiper les besoins électriques (les pointes notamment) de manière à anticiper le

démarrage et/ou l'arrêt du micro cogénérateur. L'anticipation des besoins se base sur un réseau de neurones artificiels dont l'apprentissage et la validation sont réalisés sur des banques de données annuelles utilisant 4 paramètres (besoins électriques du pas de temps précédent (1 heure avant), heure de la journée, type de jour (semaine/week end) et jour de l'année).

La deuxième variante permet une gestion intelligente des besoins électriques : au lieu de couvrir les besoins « au fil de l'eau », une partie des besoins peut être reportée à une période où le micro cogénérateur fonctionne ou que le SSEE est disponible ; on parle de délestage (maximisation de l'autoconsommation). Ce délestage ne concerne que des besoins électriques spécifiques : lavage, nettoyage, ECS accumulée, recharges appareils mobiles,....

2.5. La typologie de bâtiments

On classe les bâtiments en fonction de leur performance énergétique et de leur surface habitable. La surface habitable est ajustable librement et est prise par défaut à 100 m². Au niveau de la performance énergétique, toute modélisation via des STD a été écarté dans le cadre de cette étude car elles requièrent trop de ressources humaines (saisies des données) et informatiques. De plus des STD ne renseignent que les besoins de chauffage, sans donner les besoins en ECS ni les besoins électriques, données cruciales, qui doivent être calculées de manière parallèle. C'est pourquoi nous avons choisi de travailler avec des générateurs de profils thermiques (chauffage + ECS) et électriques (voir §2.9 et §2.10). Ainsi les bâtiments sont modélisés de manière empirique et statique par le modèle de Richalet [5] en considérant une conductance thermique globale et un coefficient de récupération des apports gratuits. On distingue alors 6 classes énergétiques de bâtiments selon leurs besoins thermiques :

classe	A	B	C	D	E	F	G
Besoins thermiques (kWh _{EF} /m ²)	<50	<75	<150	<200	<250	<350	<500

Tableau 1 : Classes énergétiques des bâtiments (Réglementation Thermique 2012)

2.6. Le climat

La plateforme permet de modifier le climat d'implantation du bâtiment en utilisant les 8 zones climatiques définies dans la réglementation thermique (RT 2012). Le choix d'une zone conditionne l'utilisation d'un fichier météorologique réel pour une année donnée (2010 à 2014) avec un pas de temps de 15 min correspondant à une ville de la zone climatique. Certaines données d'entrées de la plateforme comme le contenu en CO₂ de l'énergie électrique (fourni par RTE) ou le prix de marché de l'électricité (fourni par la bourse European Power Exchange (EPEX)) sont corrélées à la température extérieure. En effet, par exemple, la thermo sensibilité de la demande électrique française due à la forte propagation du chauffage électrique dans les bâtiments fait que l'état de l'offre et de la demande se tend avec la baisse de la température extérieure, ce qui influe sur le prix réel et sur le contenu en CO₂ (en cas de forte demande électrique, « l'ordre de mérite économique » consiste à démarrer les centrales électriques au fioul ou au gaz très émettrices et coûteuses ce qui influe et sur le coût et sur le contenu en CO₂ du kWh électrique produit). Il est donc important d'utiliser des fichiers météorologiques réels au lieu de fichiers formatés (format Meteororm par exemple) qui existent seulement pour les données climatiques et non pour le contenu en CO₂ ou le prix spot de l'électricité.

2.7. Les énergies

2.7.1. L'énergie électrique

L'énergie électrique produite est soit autoconsommée, soit injectée sur le réseau basse tension en considérant des pertes réseau (effet Joule, transformateurs,...) de 7,5 % [6]. Le prix de l'électricité est pris comme un paramètre qui pourra correspondre au prix correspondant aux différents contrats usuels proposés par EDF (base, HP/HC et TEMPO). Il est possible d'utiliser également un prix variable au pas de temps horaire en utilisant le prix émis par la bourse européenne de l'électricité (EPEX) qui traduit l'état de l'offre et de la demande au niveau d'un réseau interconnecté, constitué par les réseaux français, allemands, suisses et autrichiens. L'indice ELIX (European Electricity Index) n'est pas encore utilisé en pratique mais il simule le futur prix d'un marché de l'électricité véritablement intégré et interconnecté. Ce prix remplacerait l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) actuellement de 42 €/MWh_t au 31/12/14.

Au niveau du coefficient en énergie primaire, on considère un coefficient de conversion entre l'énergie primaire et l'énergie finale de 2,58. Pour le contenu en CO₂ de l'énergie électrique consommée ou produite, on distingue 2 méthodes possibles élaborées par l'ADEME et EDF :

- la méthode dite « moyenne » (basée soit sur la production, soit sur la consommation, soit sur les usages) [7],
- la méthode dite « marginale » [8].

Pour la méthode « moyenne », on utilise les bases de données de RTE donnant le contenu en CO₂ de l'énergie électrique produite par le mix énergétique au pas de temps horaire. Pour la méthode « marginale », on utilise le contenu CO₂ de l'énergie électrique produite par le dernier moyen de production mis en route selon l'ordre de mérite économique (énergies renouvelables intermittentes (barrages cours d'eau, éolien, solaire) – énergies renouvelables non intermittentes (barrages d'altitude, biomasse) – nucléaire – charbon – gaz – fioul).

2.7.2. Les combustibles

On considère 2 combustibles relatifs aux 2 technologies de micro cogénération étudiées : la biomasse sous forme de granulés de bois (ou pellets) et le gaz (gaz naturel ou biogaz). Les modèles utilisés permettent de paramétrer la composition chimique des combustibles et d'en déduire par calcul le PCI et/ou PCS notamment [2, 3]. Le coefficient de conversion de l'énergie primaire en énergie finale est pris égal à 1 pour la biomasse et pour le gaz. Le contenu en CO₂ de l'énergie produite (thermique et électrique) est calculé dynamiquement par le modèle de combustion des modèles numériques de micro cogénération [2,3].

2.8. Les économies en énergie primaire et les émissions de CO₂ évitées

La micro cogénération peut générer des économies en énergie primaire PES et en émissions de CO₂ G_{CO_2} par rapport à une situation de référence (chaudière + importation du réseau électrique) du fait de l'utilisation rationnelle de l'énergie des micro cogénérateurs. Ces économies en énergie primaire se répercutent directement sur la facture énergétique et indirectement par la non-sollicitation du réseau électrique et des moyens de production électrique de pointe au sommet de l'empilement de l'ordre de mérite économique. A chaque instant, on compare l'énergie primaire PE consommée par un bâtiment intégrant un micro cogénérateur (PE consommée par le micro cogénérateur pour produire la chaleur et l'électricité + PE consommée par l'auxiliaire + PE pour la production de l'électricité importée

– PE évité via l’exportation de la production électrique) avec un bâtiment n’en possédant pas (PE consommée par la chaudière + PE pour la production de l’électricité importée du réseau) :

$$PES = PE_{th,SHP} + PE_{el,SHP} - (PE_{\mu CHP} + PE_{aux} + PE_{in} - PE_{out}) \quad (8)$$

On réalise le même bilan pour les émissions de CO₂ évitées G_{CO_2} :

$$G_{CO_2} = m_{CO_2 th,SHP} + m_{CO_2 el,SHP} - (m_{CO_2 \mu CHP} + m_{CO_2 aux} + m_{CO_2 el,in} - m_{CO_2 el,out}) \quad (9)$$

Ces PES sont valorisées économiquement par une bourse dédiée dans le cadre des certificats d’économie d’énergie (CEE) dont l’unité de mesure est le kWh d’énergie finale cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit (kWh_{cumac}). La valeur retenue de cet indice pour nos calculs économiques est de 0,3 c€/kWh_{cumac} (cotation moyenne en 2014 donnée par le Registre national des certificats d’économie d’énergie). Les G_{CO_2} ont un impact économique du fait de la non-sollicitation des moyens de production électrique de pointe dont l’énergie électrique produite est très carbonée (charbon, gaz et fioul). La plateforme d’optimisation offre la possibilité d’évaluer l’impact économique que procurent ces émissions évitées en s’appuyant sur la cotation des quotas d’émissions européens (EUAs). Sur le marché EEX, le coût moyen annuel d’une tonne de CO₂ en 2014 est de l’ordre de 0,6 c€/kg_{CO2}. Le gain économique CG se calcule en comparant les coûts de fonctionnement du système de base sans micro cogénérateur (coût d’achat du combustible et de l’électricité) avec les coûts de fonctionnement, les surcoûts d’investissement du système intégrant un micro cogénérateur (moteur, stockage) et les gains liés à la production d’électricité (autoconsommation et/ou revente de la production électrique + valorisation des émissions de CO₂ évitées + valorisation de l’énergie primaire évitée) :

$$CG = C_{fuel,SHP} + C_{el,SHP} - (C_{inv,\mu CHP} + C_{fuel,\mu CHP} + C_{fuel,aux} + C_{el,in} - C_{el,out} - C_{SC} - C_{CO_2} - C_{PE}) \quad (10)$$

2.9. Les besoins électriques spécifiques

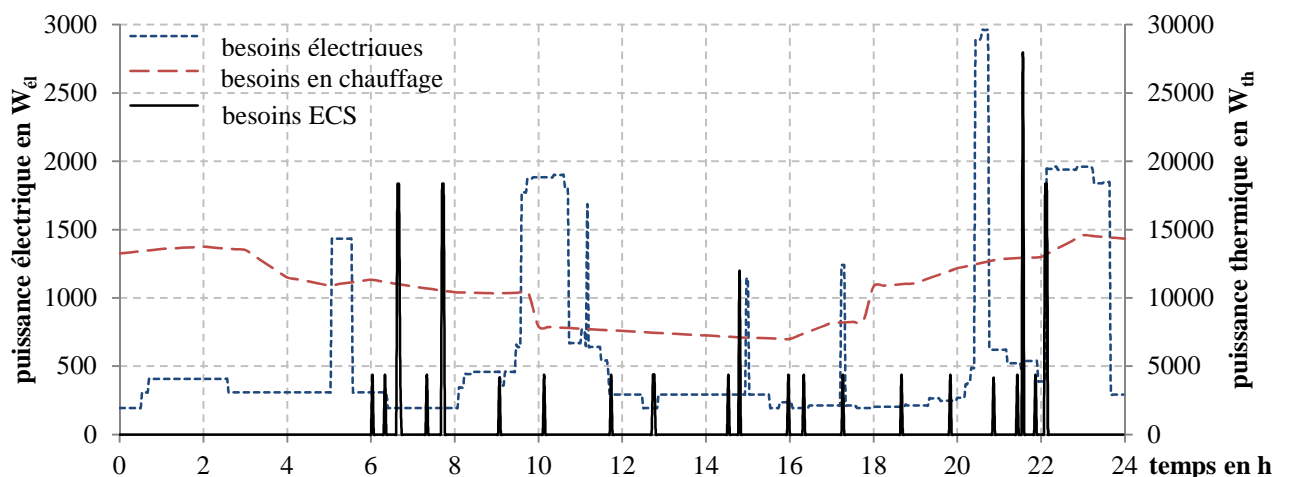


Figure 2 : Profils des besoins énergétiques stochastiques issus des générateurs.

Les besoins électriques spécifiques (hors chauffage électrique éventuel) sont une donnée cruciale pour déterminer la pertinence énergétique, environnementale et économique des solutions de micro cogénérations. Il existe divers banques de données relatives aux besoins électriques pour des pays d’Amérique du Nord ou d’Europe spécifiquement dédiées aux études sur la micro cogénération ou micro génération [9]. Cependant, ces données restent opaques sur leur provenance, et ne sont pas adaptées à notre plateforme notamment au niveau du pas de temps, du niveau de détail et du contexte français. Un générateur de profils de

besoins électriques aléatoires au pas de temps 1 minute basé sur une méthode utilisant des profils statistiques de fréquence d'utilisation (« time of use ») a été développé. Il agrège les consommations électriques de chaque équipement électrique en fonction d'une probabilité d'utilisation fonction de l'heure de la journée, du type de jour (semaine ou week-end) et de la saison : on parle de méthode « bottom-up » [10]. La durée de fonctionnement est également variable et obéit à une loi normale centrée autour de la durée moyenne issue des statistiques. Toutes les statistiques utilisées proviennent de la campagne de mesure à l'échelle européenne REMODECE [11]. Le générateur permet de créer des profils uniques en dissociant la part non délestable de la part délestable, ce qui permet une gestion intelligente de l'énergie (voir §2.4), selon 2 paramètres d'entrée : le niveau d'équipement des logements sur la base des données du projet REMODECE [11] (bas, moyen et haut) et la classe énergétique des appareils électriques selon la directive du conseil de l'Europe 92/75/CEE [12]. La Figure 22 montre l'exemple du profil de consommation électrique stochastique généré dans le cas d'un haut niveau d'équipement et d'une classe énergétique B pour une journée d'hiver.

2.10. Les besoins thermiques

Les besoins de chauffage sont calculés de manière dynamique en fonction de la température extérieure qui dépend de l'année de simulation et de la zone climatique choisie selon le modèle de Richalet [5] (voir Figure 2). Il existe 2 méthodes classiques pour le calcul des besoins en ECS : la méthode de l'AICVF [13] qui propose des profils type de puisage lissés sur la journée et la méthode de la norme NF EN 13203-2 [14] qui propose des profils type de puisages avec des puisages ponctuels à certaines heures de la journée (valable pour tous les jours de l'année) pour 2 types de logement (logements de 3 ou 5/6 personnes). Ces profils ne conviennent pas ici car ils ne sont pas assez réalistes et variables. Pour intégrer une variabilité, les besoins en ECS sont calculés de manière stochastique par un générateur analogue au générateur de profils électriques. Pour ceci, le générateur utilise une méthode « bottom up » en agrégeant chaque type de puisage (douche, nettoyage, lavage, bain,...) caractérisé par une durée de puisage (variable selon une loi normale centrée autour de la durée moyenne), une température de puisage (constante et variable selon l'usage) et un débit de puisage (variable selon une loi normale centrée autour du débit moyen). Le générateur développé est basé sur les travaux de Jordan et Vajen [15] portant sur la modélisation des besoins en ECS pour des applications solaires. Les profils de probabilités d'occurrence d'un puisage sont issus des profils de la méthode de l'AICVF [13] et des travaux de Jordan et Vajen [15]. Le générateur propose 2 niveaux de consommation d'ECS (haut et bas) basés sur les données de la norme NF EN 13203-2 [14] (voir Figure 2).

3. Conclusions et perspectives

La plateforme d'optimisation est schématisée sur la Figure 3 où on distingue chaque élément décrit ci-avant avec les liens entre chaque « bloc ».

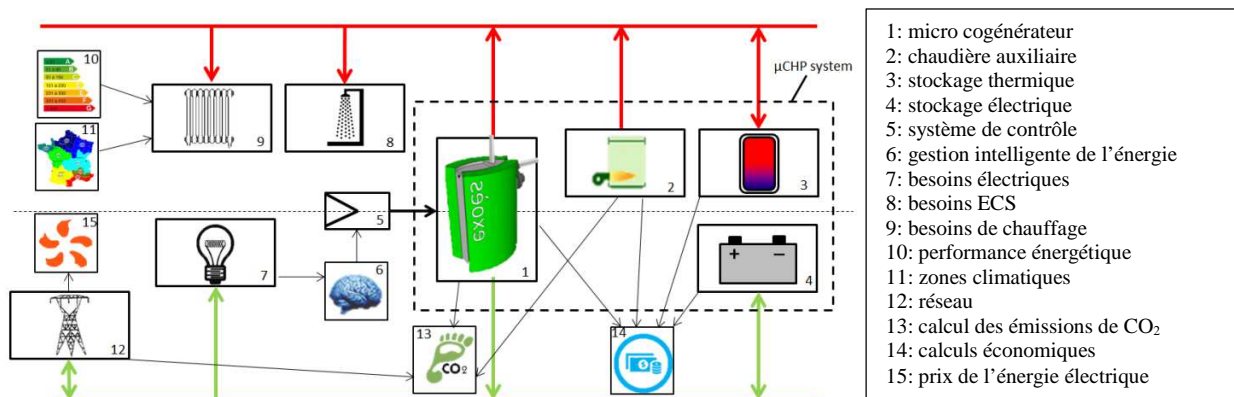


Figure 3 : Schéma de principe de la plateforme d'optimisation sous TRNSYS

Cette plateforme a pour objectif d'évaluer la pertinence énergétique, environnementale et économique des systèmes de micro cogénération intégrés aux bâtiments. L'utilisation d'un algorithme d'optimisation génétique de type NSGA-II couplé à TRNSYS va permettre d'identifier l'environnement optimal d'utilisation et de fonctionnement de ces systèmes. La plateforme doit notamment remplir plusieurs objectifs : identifier le type de bâtiment optimal, optimiser la taille du stockage, le profil de consommation énergétique, la stratégie de contrôle, le montage hydraulique et évaluer l'impact d'une gestion intelligente des besoins électriques (délestage, prédiction des besoins), l'impact des différents modèles du contenu CO₂ (moyen ou marginal) et du coût (EDF, EPEX) de l'énergie électrique centralisée. Aussi, d'autres technologies de SSEE (à air comprimé et à volants à inertie) ont été programmées de manière à réaliser une étude comparative sur la technologie de stockage électrique utilisée.

Références

- [1] M. Bianchi et al, Guidelines for residential micro-CHP systems design, *Applied Energy*, (2012) , 673-685.
- [2] J.-B. Bouvenot et al, Gas Stirling engine μ CHP boiler experimental data driven model for building energy simulation, *Energy and Buildings*, (2014), 117-131.
- [3] J.-B. Bouvenot et al, Dynamic model based on experimental investigations of a wood pellet steam engine μ CHP for building energy simulation, *Applied Thermal Eng.*, (2014), 1041-1054,
- [4] A. Eddahech, Modélisation du vieillissement et détermination de l'état de santé de batteries lithium-ion pour application véhicule électrique et hybride, Thèse de doctorat (2013) Bordeaux.
- [5] V. Richalet, Caractérisation énergétique des bâtiments sur site. Identification de modèles dynamiques. Méthodes de signature énergétique, Thèse de doctorat (1991), Grenoble.
- [6] Décision de la Commission du 21 décembre 2006 définissant des valeurs harmonisées de rendement de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur en application de la directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil, (2006).
- [7] ADEME et EDF, Note de cadrage sur le contenu CO₂ du kWh par usage en France, (2005)
- [8] ADEME et RTE, Le contenu en CO₂ du kWh électrique : Avantages comparés du contenu marginal et du contenu par usages sur la base de l'historique - note détaillée -, (2007).
- [9] Knight, I., Kreutzer, N., Manning, M., Swinton, M., & Ribberink, H., European and Canadian non-HVAC electric and DHW load profiles for use in simulating the performance of residential cogeneration systems. IEA, Annex 42, Subtask A., (2007).
- [10] A. Grandjean, J. Adnot et G. Binet, A review and an analysis of the residential electric load curve models., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (2012).
- [11] REMODECE, Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe (projet REMODECE), (2008).
- [12] Directive 92/75/CEE du Conseil, du 22 septembre 1992, concernant l'indication de la consommation des appareils domestiques en énergie et en autres ressources par voie d'étiquetage et d'informations uniformes relatives aux produits, (1992).
- [13] AICVF, Eau chaude sanitaire : maîtriser énergie, confort, santé. Recommandation, Paris, (2004).
- [14] AFNOR, NF-EN 13203-2. Gas-fired domestic appliances producing hot water - Appliances not exceeding 70 kW heat input and 300 litres water storage capacity - Part 2, Paris, (2006).
- [15] U. Jordan, K. Vajen, Influence of the DHW load profile on the fractional energy savings: a case study of a solar combi-system with TRNSYS simulations, *Solar Energy*, vol. 69, (2001).

Remerciements

Les auteurs remercient la Région Alsace pour son soutien financier et l'entreprise De Dietrich Thermique pour son soutien logistique et financier.