



HAL
open science

Etudes expérimentales et numériques de systèmes de micro cogénération couplés aux bâtiments d'habitation et au réseau électrique

Jean-Baptiste Bouvenot

► **To cite this version:**

Jean-Baptiste Bouvenot. Etudes expérimentales et numériques de systèmes de micro cogénération couplés aux bâtiments d'habitation et au réseau électrique. Energie électrique. Université de Strasbourg, 2015. Français. NNT : 2015STRAD044 . tel-01355440

HAL Id: tel-01355440

<https://theses.hal.science/tel-01355440>

Submitted on 23 Aug 2016

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.

ÉCOLE DOCTORALE MSII

Laboratoire ICube - Département Mécanique (D-M)

THÈSE présentée par :
Jean-Baptiste BOUVENOT

soutenue le : 27 novembre 2015

pour obtenir le grade de : **Docteur de l'université de Strasbourg**

Discipline/ Spécialité : ENERGETIQUE

**Etudes expérimentales et numériques
de systèmes de micro cogénération
couplés aux bâtiments d'habitation et
au réseau électrique**

THÈSE dirigée par :
SIROUX Monica

Professeur, Laboratoire ICube, INSA de Strasbourg

THÈSE encadrée par :
LATOURE Benjamin
FLAMENT Bernard

Maître de conférences, Laboratoire ICube, INSA de Strasbourg
Maître de conférences, Laboratoire ICube, INSA de Strasbourg

RAPPORTEURS :
FEIDT Michel
LANZETTA François

Professeur émérite, Laboratoire LEMTA, Université de Lorraine
Professeur, Laboratoire FEMTO, Université de Franche-Comté

EXAMINATEUR :
MARCHIO Dominique

Professeur, CES, Mines ParisTech

A Marcel et Roger,

Je remercie d'abord chaleureusement l'ensemble des membres du jury pour avoir accepté de rapporter ou d'examiner mon travail de thèse. J'ai toujours apprécié nos échanges tant d'un point de vue scientifique qu'humain ainsi que vos remarques et vos conseils avisés.

Ensuite, je remercie mes encadrants à commencer par Monica, ma directrice de thèse, qui a su m'accompagner et me pousser pour accomplir ce travail de thèse dans de très bonnes conditions de travail et dans un environnement convivial. Tu as su me laisser libre d'orienter mon travail, me transmettre ton dynamisme, ton optimisme à toute épreuve et tu as su me pousser à communiquer mes travaux. Je remercie particulièrement Bernard, sans qui ce travail de thèse n'aurait pas vu le jour. Je te remercie pour tes encouragements fréquents, ta bienveillance rassurante, ta très précieuse confiance et ton soutien sincère et sans faille. Tu es un modèle que je vais tenter de suivre. Enfin je remercie Benjamin pour ton encadrement quotidien, tes relectures minutieuses et pertinentes, ton écoute et ta bonne humeur. J'ai particulièrement apprécié ta capacité à faire la part des choses pour avancer efficacement durant ce travail de thèse.

Je tiens à remercier Pascal et Dominique pour vos conseils avisés, vos multiples relectures, votre disponibilité et votre encadrement bénévole à distance.

De manière plus informelle, je te remercie d'abord Denis pour ta disponibilité, ta bonne humeur, tes discussions quotidiennes et ton soutien. Je remercie mes collègues doctorants qui ont permis de partager nos difficultés et de lever les « doutes du thésard » et, en particulier :

- Guilhem pour l'organisation millimétrée des repas du midi au RU à 12h40,
- Sergiu pour ta bonne humeur et tes chocolats moldaves,
- Matthias pour ta bonne humeur et tes livraisons régulières de Comté,
- Charlotte et Karim pour nos discussions et nos rigolades du midi,

Je remercie mes parents qui m'ont toujours soutenu de manière inconditionnelle et m'ont toujours donné une grande liberté quant à mes choix personnels ou scolaires. Merci.

Enfin, je te remercie Hélène bien sur : tu as su (du) me partager avec cette thèse durant ces trois dernières années. Je te remercie pour ton soutien inconditionnel, ta grande compréhension et ton amour tout simplement.

Merci à tous.

///Table des matières

Liste des figures _____	12
Liste des tableaux _____	18
Introduction _____	21
Démarche suivie _____	10
Chapitre I : Définition et état de l'art des technologies de micro cogénération	
I.1. La micro cogénération : définition _____	26
I.2. Intérêt énergétique : une utilisation rationnelle de l'énergie primaire _____	26
I.3. Analyse exergetique _____	29
I.4. Les technologies et les différentes échelles de cogénération : de la macro cogénération nucléaire à la micro cogénération _____	30
I.5. Les différentes technologies de cogénération _____	32
I.5.1. La cogénération thermodynamique _____	33
I.5.1.1. Les turbines à vapeur (TV) _____	33
I.5.1.2. Les turbines à vapeur à fluide organique ou moteurs ORC _____	33
I.5.1.3. Les moteurs à vapeur (MV) _____	33
I.5.1.4. Les turbines à combustion (TAC) ou turbines à gaz (TG) _____	34
I.5.1.5. Les centrales à cycles combinés gaz (CCCG) ou turbines gaz vapeur (TGV) _	35
I.5.1.6. Les moteurs à combustion _____	35
I.5.1.6.1. Les moteurs à combustion interne (MCI) _____	35
I.5.1.6.2. Les moteurs à combustion externe (MCE) _____	36
I.5.2. La cogénération thermochimique : les piles à combustible _____	37
I.5.3. La cogénération photovoltaïque ou thermophotovoltaïque _____	38
I.5.3.1. Panneaux photovoltaïques basse température (PV-BT) _____	38
I.5.3.2. Cellules photovoltaïques à concentration (CPV-HT) _____	38
I.5.4. La cogénération thermoélectrique : module Peltier ou thermopile _____	39
I.5.5. La cogénération thermomagnétique _____	39
I.5.6. La cogénération thermoacoustique _____	39
I.6. Bilan des technologies de micro cogénération _____	40
I.7. Les autres types de cogénération ou polygénération _____	41
I.7.1. La cogénération froide _____	41
I.7.2. La cogénération eau-électricité _____	41
I.7.3. La cogénération thermonumérique _____	42
I.7.4. La trigénération (chaleur - froid - électricité) _____	43
I.7.5. La polygénération _____	43
I.7.6. La micro génération ou nano cogénération _____	44
I.8. Bilan du chapitre _____	44

Chapitre II : Etat de l'art des études expérimentales, des modèles et des études théoriques de systèmes de micro cogénération

II.1. Etat de l'art des études expérimentales de micro cogénérateurs	47
II.1.1. Typologie des études expérimentales	47
II.1.2. Les essais de micro cogénérateurs	47
II.1.2.1. Les essais de prototypes en laboratoire	47
II.1.2.2. Les essais de systèmes « préséries » ou commerciaux en laboratoire	50
II.1.2.3. Les field tests de systèmes « préséries » ou commerciaux	54
II.1.2.4. Les essais normatifs	57
II.1.2.5. Bilan sur les protocoles d'essais	59
II.2. Etat de l'art des modèles de micro cogénération	61
II.2.1. Typologies de modélisation	61
II.2.2. Modélisation de systèmes de micro cogénération	61
II.2.2.1. Les modèles empiriques	61
II.2.2.2. Les modèles semi-physiques	62
II.2.2.3. Les modèles physiques	63
II.2.2.4. Bilan sur les modèles	65
II.3. Etat de l'art des études théoriques des micro cogénérateurs couplés aux bâtiments d'habitation	67
II.3.1. Etudes sur la micro cogénération Stirling gaz	67
II.3.2. Etudes sur la micro cogénération biomasse	76
II.3.3. Bilan sur les études théoriques	76

Chapitre III : Etude expérimentale et modélisation d'un micro cogénérateur gaz

III.1. Etude expérimentale d'un micro cogénérateur gaz	82
III.1.1. Introduction à la micro cogénération gaz	82
III.1.2. Caractéristiques du micro cogénérateur Hybris Power	83
III.1.2.1. Présentation générale du micro cogénérateur Hybris Power	83
III.1.2.2. Etat de l'art des micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling sur le marché	84
III.1.2.3. Fonctionnement du micro cogénérateur Hybris Power	84
III.1.3. Réalisation du banc d'essai	86
III.1.3.1. Schéma de principe hydraulique	86
III.1.3.2. Instrumentation du banc d'essai	87
III.1.4. Protocole expérimental	87
III.1.4.1. Bilans énergétiques	87
III.1.4.1.1. Puissance combustible	87
III.1.4.1.2. Puissance et rendement thermique	87
III.1.4.1.3. Puissance et rendement électrique	87
III.1.4.1.4. Puissance latente de condensation	88
III.1.4.1.5. Ratio caractéristique de puissance et rendement global	88
III.1.4.2. Analyse d'incertitudes	88
III.1.4.2.1. Incertitude sur la puissance combustible	88
III.1.4.2.2. Incertitude sur la puissance thermique	89
III.1.4.2.3. Incertitude sur la puissance électrique	89
III.1.4.2.4. Incertitude sur la puissance latente de condensation	89
III.1.4.2.5. Bilan sur l'analyse d'incertitude	89

III.1.5. Résultats expérimentaux _____	89
III.1.5.1. Régime stationnaire du moteur Stirling _____	90
III.1.5.2. Régime stationnaire du générateur de chaleur auxiliaire _____	91
III.1.5.3. Régime instationnaire du moteur Stirling _____	92
III.1.5.4. Régime instationnaire du générateur de chaleur auxiliaire _____	94
III.2. Modélisation numérique d'un micro cogénérateur gaz _____	94
III.2.1. Typologie du modèle numérique _____	94
III.2.2. Développement d'un modèle numérique _____	94
III.2.2.1. Régime stationnaire _____	95
III.2.2.2. Régime instationnaire _____	96
III.2.2.3. Modèle de combustion _____	97
III.2.2.4. Modèle de pertes thermiques _____	98
III.2.3. Développement d'un modèle numérique simplifié _____	99
III.2.4. Validation du modèle numérique _____	100
III.2.4.1. Validation du régime stationnaire _____	100
III.2.4.2. Validation du régime instationnaire _____	100
III.3. Bilan du chapitre _____	101
<u>Chapitre IV : Etude expérimentale et modélisation d'un micro cogénérateur biomasse</u>	
IV.1. Etude expérimentale d'un micro cogénérateur biomasse _____	103
IV.1.1. Introduction à la micro cogénération biomasse _____	103
IV.1.2. Caractéristiques du micro cogénérateur BisON _____	104
IV.1.2.1. Présentation générale du micro cogénérateur BisON _____	104
IV.1.2.2. Etat de l'art des micro cogénérateurs biomasse sur le marché _____	105
IV.1.2.3. Fonctionnement du micro cogénérateur BisON _____	106
IV.1.2.3.1. Phase de démarrage _____	107
IV.1.2.3.2. Phase de démarrage du moteur électrique _____	107
IV.1.2.3.3. Phase de refroidissement et d'arrêt _____	107
IV.1.2.4. Fonctionnement de l'évaporateur à granulés de bois _____	107
IV.1.3. Réalisation du banc d'essai _____	108
IV.1.3.1. Schéma de principe hydraulique _____	108
IV.1.3.2. Instrumentation du banc d'essai _____	109
IV.1.4. Protocole expérimental _____	110
IV.1.4.1. Bilans énergétiques _____	110
IV.1.4.1.1. Puissance combustible _____	110
IV.1.4.1.2. Puissance et rendement thermique _____	110
IV.1.4.1.3. Puissance et rendement électrique _____	110
IV.1.4.1.4. Ratio caractéristique de puissance et rendement global _____	110
IV.1.4.2. Analyse d'incertitudes _____	110
IV.1.4.2.1. Incertitude sur la puissance combustible _____	110
IV.1.4.2.2. Incertitude sur la puissance thermique _____	112
IV.1.4.2.3. Incertitude sur la puissance électrique _____	112
IV.1.4.2.4. Bilan sur l'analyse d'incertitude _____	112
IV.1.5. Résultats expérimentaux _____	113
IV.1.5.1. Régime stationnaire _____	113
IV.1.5.1.1. Caractérisation énergétique _____	113
IV.1.5.1.2. Caractérisation des émissions _____	114
IV.1.5.1.3. Caractérisation technique _____	115
IV.1.5.2. Régime instationnaire _____	115
IV.1.5.2.1. Caractérisation énergétique des phases de démarrage _____	115

IV.1.5.2.2. Caractérisation énergétique des phases de refroidissement _____	116
IV.1.5.2.3. Caractérisation des phases de modulation de puissance _____	117
IV.1.5.2.4. Caractérisation des émissions _____	117
IV.2. Modélisation numérique d'un micro cogénérateur biomasse _____	118
IV.2.1. Typologie du modèle numérique _____	118
IV.2.2. Développement d'un modèle numérique _____	118
IV.2.2.1. Régime stationnaire _____	119
IV.2.2.2. Régime instationnaire _____	119
IV.2.2.3. Modèle de combustion _____	120
IV.2.2.4. Modèle de pertes thermiques _____	123
IV.2.3. Validation du modèle numérique _____	124
IV.2.3.1. Validation du régime stationnaire _____	124
IV.2.3.2. Validation du régime instationnaire _____	124
IV.3. Bilan du chapitre _____	125
<u>Chapitre V : Pertinence de la micro cogénération dans le contexte énergétique, environnemental et économique français</u>	
V.1. Analyse comparative entre une production micro cogénérée et séparée de chaleur et d'électricité dans le contexte français _____	127
V.1.1. Analyse énergétique _____	128
V.1.1.1. Détermination des facteurs d'énergie primaire _____	128
V.1.1.1.1. Facteurs d'énergie primaire de l'électricité _____	128
V.1.1.1.2. Facteurs d'énergie primaire du gaz _____	129
V.1.1.1.3. Facteurs d'énergie primaire du biogaz _____	130
V.1.1.1.4. Facteurs d'énergie primaire des granulés de bois _____	130
V.1.1.2. Economies d'énergie primaire _____	130
V.1.1.2.1. Comparaison relative _____	130
V.1.1.2.2. Comparaison absolue _____	131
V.1.1.3. Thermosensibilité de la production électrique et soulagement du réseau _	132
V.1.2. Analyse environnementale _____	133
V.1.2.1. Détermination des facteurs d'émission _____	133
V.1.2.1.1. Facteurs d'émission du gaz _____	133
V.1.2.1.2. Facteurs d'émission du biogaz et des granulés de bois _____	133
V.1.2.1.3. Facteurs d'émission de l'électricité _____	134
V.1.2.2. Réductions des émissions de CO ₂ _____	136
V.1.2.2.1. Comparaison relative _____	136
V.1.2.2.2. Comparaison absolue _____	137
V.1.3. Analyse économique _____	137
V.1.3.1. Coût des énergies _____	138
V.1.3.2. Structure tarifaire du gaz en France _____	139
V.1.3.3. Structures tarifaires de l'électricité _____	139
V.1.3.4. La marge de production électrique: le Spark Spread adapté à la cogénération _____	142
V.1.3.5. Réduction des coûts d'exploitation _____	143
V.1.3.5.1. Comparaison relative _____	143
V.1.3.5.2. Comparaison absolue _____	144
V.1.3.5.3. Valorisation des économies d'énergie primaire _____	145

V.2. Analyse simplifiée de l'interaction micro cogénérateur/ bâtiment/réseau électrique dans le contexte français	147
V.2.1. Impact des instationnarités de la production et de la demande	147
V.2.2. Caractérisation des interactions	148
V.2.3. Interactions avec le réseau	149
V.2.3.1. Impacts énergétiques	149
V.2.3.2. Impacts sur la puissance de soutirage	150
V.2.3.3. Impacts sur les émissions de CO ₂	151
V.2.3.4. Impacts économiques	152
V.2.3.4.1. Stratégies tarifaires	152
V.2.3.4.2. Valorisation de l'électricité autoproduite	152
V.2.3.4.3. Impacts sur la rentabilité économique	152
V.2.2.4.4. Nouvelles stratégies tarifaires	153
V.3. Bilan du chapitre	154
Chapitre VI : Analyse du couplage entre des micro cogénérateurs, des bâtiments d'habitation et le réseau électrique	
VI.1. Développement d'une plateforme numérique : MICOBât_e	158
VI.1.1. Choix de l'outil de simulation	158
VI.1.2. Modélisation des systèmes	159
VI.1.2.1. Modèles de micro cogénérateurs et des générateurs thermiques	159
VI.1.2.2. Systèmes de stockage thermique	159
VI.1.2.2.1. Technologies de stockage thermique	159
VI.1.2.2.2. Choix des technologies pour la plateforme numérique MICOBât_e	160
VI.1.2.2.3. Modèles numériques	161
VI.1.2.2.4. Choix du modèle	162
VI.1.2.2.5. Géométrie des ballons de stockage	162
VI.1.2.2.6. Montages hydrauliques	163
VI.1.2.3. Systèmes de stockage électrique	164
VI.1.2.3.1. Choix des technologies pour la plateforme numérique MICOBât_e	164
VI.1.2.3.2. Modèles numériques	165
VI.1.2.3.3. Choix du modèle	166
VI.1.2.3.4. Développement d'un modèle numérique générique	167
VI.1.2.3.5. Interactions électriques entre le bâtiment, le système de stockage et le réseau	167
VI.1.3. Besoins énergétiques des bâtiments d'habitations	168
VI.1.3.1. Besoins électriques spécifiques	168
VI.1.3.1.1. Méthodes de détermination des besoins électriques spécifiques	169
VI.1.3.1.2. Bilan sur les méthodes de détermination des besoins électriques spécifiques	172
VI.1.3.1.3. Choix du modèle	173
VI.1.3.1.4. Générateurs « Bottom-up » de besoins électriques spécifiques	174
VI.1.3.1.5. Développement d'un générateur stochastique de besoins électriques	176
VI.1.3.1.6. Validation du générateur	179
VI.1.3.2. Besoins en ECS	180
VI.1.3.2.1. Méthodes de détermination des besoins ECS	180
VI.1.3.2.2. Bilan sur les méthodes de détermination des besoins en ECS	183
VI.1.3.2.3. Choix D'une méthode	183
VI.1.3.2.4. Développement d'un générateur stochastique de besoins en ECS	184
VI.1.3.3. Besoins de chauffage	186
VI.1.3.3.1. Modèles physiques	186

VI.1.3.3.2. Méthodes normatives _____	187
VI.1.3.3.3. Méthodes expérimentales _____	187
VI.1.3.3.4. Bilan sur les méthodes de détermination des besoins de chauffage _____	188
VI.1.3.3.5. Choix d'une méthode _____	188
VI.1.3.3.6. Développement d'un générateur de besoins de chauffage _____	189
VI.1.3.3.7. Comparaison avec une STD _____	190
VI.1.4. Interactions avec le réseau électrique _____	191
VI.1.4.1. Facteur d'énergie primaire _____	191
VI.1.4.2. Facteur d'émission en CO ₂ _____	191
VI.1.4.3. Coefficients de pertes du réseau _____	192
VI.2. Bilans énergétiques, environnementaux et économiques _____	192
VI.2.1. Bilans en énergie primaire _____	192
VI.2.2. Bilans en émissions de CO ₂ _____	192
VI.2.3. Bilans économiques _____	193
VI.2.3.1. Coûts des énergies _____	194
VI.2.3.1.1. Tarifs _____	194
VI.2.3.1.2. Tarifs de soutien _____	194
VI.2.3.2. Coûts d'investissement des systèmes _____	195
VI.2.3.2.1. Micro cogénérateurs _____	195
VI.2.3.2.2. Aides financières à l'investissement _____	196
VI.2.3.2.3. Systèmes de stockage thermique _____	196
VI.2.3.2.4. Systèmes de stockage électrique _____	197
VI.2.3.3. Coûts de maintenance _____	198
VI.2.3.4. Valorisation des émissions de CO ₂ évitées _____	198
VI.2.3.5. Valorisation des économies d'énergie primaire _____	198
VI.3. Régulation des systèmes et gestion de l'énergie _____	199
VI.3.1. Températures de consignes _____	199
VI.3.2. Stratégie de régulation des systèmes de micro cogénération _____	200
VI.3.2.1. Montage sans stockage thermique _____	200
VI.3.2.2. Montage avec stockage thermique _____	200
VI.3.2.3. Paramétrage du modèle de stockage thermique _____	201
VI.3.2.4. Autres stratégies de régulation _____	202
VI.3.2.5. Bilan sur les stratégies de régulation _____	203
VI.3.3. Stratégie prédictives de régulation _____	204
VI.3.3.1. Prévisions idéales _____	204
VI.3.3.2. Prévisions horaires _____	204
VI.3.3.3. Prévisions par apprentissage _____	205
VI.3.3.4. Bilan sur les stratégies de prévisions et choix des stratégies _____	205
VI.3.4. Gestion des charges énergétiques _____	206
VI.3.4.1. Stratégies de délestage, puis de report et de déformation des charges _____	206
VI.3.4.2. Stratégies de transferts de charges _____	206
VI.3.4.3. Bilan sur les stratégies de gestion des charges _____	207
VI.3.4.4. Développement d'un gestionnaire de charges électriques _____	207
VI.4. Analyse de sensibilité de la plateforme numérique _____	208
VI.4.1. Sensibilité au pas de temps _____	208
VI.4.2. Sensibilité aux besoins électriques : notion de répétabilité numérique _____	210
VI.4.3. Sensibilité aux instationnarités _____	210
VI.4.4. Sensibilité aux conditions aux limites des systèmes _____	211
VI.4.5. Bilan sur l'analyse de sensibilité _____	212
VI.5. Analyse énergétique et économique _____	212
VI.5.1. Impact des systèmes de stockage _____	212

VI.5.1.1. Impact du stockage thermique _____	212
VI.5.1.2. Impact du stockage électrique _____	213
VI.5.2. Impact de la structure tarifaire de l'électricité _____	215
VI.5.3. Impact des stratégies de gestion de l'énergie électrique _____	216
VI.5.3.1. Impact de la régulation sur le suivi de la demande électrique _____	216
VI.5.3.2. Impact de la prévision idéale _____	217
VI.5.3.3. Impact d'une stratégie de report _____	218
VI.5.3.4. Impact combiné de stratégies de prévisions et de report _____	218
VI.5.3.5. Impact combiné de stratégies de pilotage et de stockage électrique _____	219
VI.5.3.6. Bilan sur les stratégies de régulation et de gestion électrique _____	219
VI.6. Bilan du chapitre _____	220
Conclusion générale et perspectives _____	221
Nomenclature _____	224
Bibliographie _____	229
<u>Annexe A : Modèle de l'Annexe 42 de l'AIE</u>	
A.1. Définition des volumes de contrôle _____	241
A.2. Régime stationnaire _____	242
A.3. Régime instationnaire _____	243
<u>Annexe B : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur Hybris Power</u>	
B.1. Architecture d'acquisition et de traitement des données _____	244
B.2. Analyse d'incertitudes _____	246
B.2.1. Puissance combustible _____	246
B.2.2. Puissance thermique _____	247
B.2.3. Puissance latente de condensation _____	248
B.2.4. Rendements et ratio caractéristique de puissance _____	248
<u>Annexe C : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur gaz</u>	
C.1. Stratégie de modélisation des phases instationnaires _____	249
C.1.1. Phase de démarrage _____	249
C.1.2. Phase de refroidissement _____	250
C.2. Paramètres des modèles numériques _____	251
C.2.1. Paramètres du modèle du moteur Stirling _____	251
C.2.2. Paramètres du modèle du générateur de chaleur auxiliaire _____	251
C.2.3. Paramètres du modèle simplifié du moteur Stirling _____	252
C.3. Architecture du modèle numérique _____	253
C.4. Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire _____	254
C.5. Composition chimique des combustibles gaz _____	255
C.6. Tables de JANAF _____	256
C.7. Validation du modèle _____	256
C.7.1. Validation du régime stationnaire _____	256
C.7.2. Validation du régime instationnaire _____	257

Annexe D : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur BisON

D.1. Architecture d'acquisition et de traitement des données	258
D.2. Analyse d'incertitudes	260
D.2.1. Puissance combustible	260
D.2.2. Puissance thermique	261
D.2.3. Rendements et ratio caractéristique de puissance	262

Annexe E : Caractérisation des granulés de bois

E.1. Qualité des granulés de bois selon le fabricant	263
E.2. Caractérisation expérimentale des granulés de bois	263
E.3. Caractérisation expérimentale complémentaire	265

Annexe F : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur biomasse

F.1. Stratégie de modélisation des phases instationnaires	267
F.1.1. Phase de démarrage et de modulation	267
F.1.2. Phase de refroidissement	268
F.2. Paramètres du modèle numérique	268
F.3. Architecture du modèle numérique	269
F.4. Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire	270
F.5. Tables de JANAF	270

Annexe G : Méthodes d'évaluation du facteur d'émission de CO₂ de l'énergie électrique

G.1. Méthode de calcul de RTE	271
G.2. Méthode de calcul en ACV de EDF	271
G.3. Méthodes de calculs du facteur d'émission de CO₂ du mix électrique français	272
G.3.1. Méthode moyenne sur le contenu CO ₂ de la production française d'électricité	272
G.3.2. Méthode moyenne sur le contenu CO ₂ de la consommation française d'électricité	272
G.3.3. Méthode moyenne sur le contenu CO ₂ par producteur et fournisseur	272
G.3.4. Méthode moyenne saisonnière (par usage)	273
G.3.5. Méthode moyenne par tranche horo-saisonnière	274
G.3.6. Méthode marginale à court et moyen terme	275
G.3.7. Méthode marginale à long terme	276

Annexe H : Données du générateur stochastique de besoins électriques

H.1. Etiquettes énergie	277
H.2. Générateur de fichiers de besoins électriques spécifiques	278
H.2.1. Champs de probabilité d'occurrence	278
H.2.2. Grandeurs statistiques du générateur stochastique	280
H.3. Analyse des courbes de charges générées	284
H.3.1. Consommations moyennes	284
H.3.2. Monotones de puissances	284
H.3.3. Spectre des puissances appelées	284

Annexe I : Données du générateur stochastique de besoins en ECS

I.1. Guide de l'AICVF	285
I.2. La norme NF-EN 13203-2	287
I.3. Données du générateur de fichiers de besoins d'ECS	289
I.3.1. Champs de probabilité d'occurrence	289
I.3.2. Grandeurs statistiques du générateur stochastique	290
I.3.3. Schématisation du processus de génération stochastique de besoins d'ECS	291

Annexe J : Certificats d'économies d'énergie (CEE) appliqués à la micro cogénération gaz

J.1. La Fiche d'opération standardisée d'économies d'énergie	292
J.2. Montant des CEE apporté par un micro cogénérateur gaz pour une maison individuelle (MI) et un appartement (A)	294

Annexe K : Paramètres de la régulation du système de chauffage

K.1. Caractéristiques des lois d'eau	295
K.2. Caractéristiques des régimes de température	295

Annexe L : Diffusion des travaux réalisés pendant cette thèse

L.1. Publications dans des journaux internationaux avec comité de lecture	296
L.2. Actes de conférences internationales	296
L.3. Actes de conférences nationales	297
L.4. Livre	297
L.5. Journée d'étude pour l'annexe 31 de l'Agence Internationale de l'Energie	297
L.6. Conférence nationale (invité)	297
L.7. Conférences nationales	297

////Liste des figures

Introduction

Fig. i.1 - Concentration de CO ₂ dans l'atmosphère à Mauna Loa (Hawaï) depuis 1 000 et la fin des années 50 (en médaillon) [ESR14] _____	22
---	----

Chapitre I : Définition et état de l'art des technologies de micro cogénération

Fig. I.1 – Flux d'énergie primaire et consommations d'énergie finale en France en 2013 [SOE13] _____	27
Fig. I.2 – Flux énergétiques d'un système de cogénération et d'un système de production d'électricité seul _	27
Fig. I.3 – Comparaison des flux énergétiques entre des productions électriques centralisée et micro cogénérée _____	28
Fig. I.4 – Variation de l'indice des consommations énergétiques par logement (à gauche) et du RCP par rapport aux besoins énergétiques des résidences principales en France (à droite) [ADE15-1] _____	28
Fig. I.5 – Principe d'un cycle thermodynamique de Rankine _____	33
Fig. I.6 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Rankine _____	34
Fig. I.7 – Schéma de principe d'un moteur à vapeur linéaire à piston libre _____	34
Fig. I.8 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Brayton _____	34
Fig. I.9 – Principe d'un cycle thermodynamique de type CCG ou TGV _____	35
Fig. I.10 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Beau de Rochas et schéma de fonctionnement d'un moteur à combustion interne à 4 cylindres _____	35
Fig. I.11 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Stirling et du fonctionnement d'un moteur de type β _____	36
Fig. I.12 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal d'Ericsson (ou de Joule) et du fonctionnement d'un moteur Ericsson à cycle ouvert avec réchauffeur (sans récupérateur intermédiaire) _____	37
Fig. I.13 – Principe de fonctionnement d'une pile à combustible à hydrogène _____	37
Fig. I.14 – Principe de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque ou thermophotovoltaïque hybride (à gauche) et thermique hybride (à droite) _____	38
Fig. I.15 – Principe de fonctionnement d'un système solaire photovoltaïque à concentration à lentilles convergentes (à gauche) et à miroir parabolique (à droite) _____	38
Fig. I.16 – Principe de fonctionnement d'un système thermoélectrique _____	39
Fig. I.17 – Principe de fonctionnement d'un moteur rotatif magnéto-calorique _____	39
Fig. I.18 – Principe d'un cycle thermodynamique de Stirling et du fonctionnement d'un générateur thermoacoustique _____	40
Fig. I.19 – Cartographie de performances électriques des différentes technologies de cogénération _____	40
Fig. I.20 – Répartition des flux énergétiques dans le cas d'une cogénération froide _____	41
Fig. I.21 – Description du projet Micosol (à gauche) et répartition des flux (à droite) _____	42
Fig. I.22 – Principe d'une cogénération numérique dans un datacenter (à gauche) et d'une micro cogénération numérique dans un immeuble d'habitation (à droite) _____	42
Fig. I.23 – Radiateur « numérique » de Qarnot et principe de régulation saisonnière [QAR15] _____	42
Fig. I.24 – Répartition des flux énergétiques dans le cas d'une trigénération _____	43
Fig. I.25 – Foyer de combustion couplé à un module Peltier pour des applications d'autonomie énergétique (chaleur/cuisson et électricité) en itinérance [BIO15] _____	44
Fig. I.26 – Corrélation entre les rendements électriques et globaux de systèmes de micro cogénération _____	45

Chapitre II : Etat de l'art des études expérimentales, des modèles et des études numériques de systèmes de micro cogénération

Fig. II.1 – Vue en coupe du prototype Pellematic Smart_e 0.6 [OKO15] _____	48
Fig. II.2 – Moteur Stirling mRT-1K (à gauche) et schéma de principe du prototype et du banc d'essai [CRE11] _____	48
Fig. II.3 – Schéma de principe du banc d'essai et points de mesure [QIU12] _____	49
Fig. II.4 – Schéma de principe hydraulique et perspective du banc d'essai en 3D [CAR14] _____	49
Fig. II.5 – Perspective du banc d'essais de Creyx [CRE15] (à gauche) et schéma de principe du moteur Ericsson biomasse d' Assystem (à droite) _____	50
Fig. II.6 – Résultats d'essais en régime stationnaire de moteurs à combustion interne et Stirling [BER08] _____	50
Fig. II.7 – Banc d'essai réalisé selon la norme DIN 4709:2011 et cycle d'essais proposé par la norme DIN 4709 et appliqué au micro cogénérateur WhisperGen [BERN14] _____	51
Fig. II.8 – Résultats de tests in situ du moteur WhisperGen [ALE11] _____	51
Fig. II.9 – La Sunmachine Pellet et schéma de principe du banc d'essai [THI10] _____	52
Fig. II.10 – Schéma de principe du banc d'essai et échantillon de résultats expérimentaux [LOM10] _____	52
Fig. II.11 – Résultats d'essais en régime stationnaire sur des moteurs à combustion interne et Stirling [ROS11] _____	53
Fig. II.12 – Points de mesures sur le moteur Stirling et résultats numériques et expérimentaux [VAL15] _____	54
Fig. II.13 – Schéma du protocole d'essai (à gauche) et de traitement des données (à droite) [CAR07] _____	55
Fig. II.14 – Résultats expérimentaux stationnaires du micro cogénérateur SOLO 161 [KUH08] [ROG12] _____	55
Fig. II.15 – Résultats de field tests du moteur WhisperGen IV [CON14] _____	56
Fig. II.16 – Mesures de consommations et de productions électriques [VUI11] _____	56
Fig. II.17 - Résultats de field tests du micro cogénérateur Pellematic Smart_e 0.6 [OKO15] _____	57
Fig. II.18 – Résultats expérimentaux et régressions linéaires sur la Sunmachine Pellet [THI10] _____	62
Fig. II.19 – Corrélations temporelles du micro cogénérateur WhisperGen [CON13] _____	62
Fig. II.20 – Représentation du volume de contrôle étudié (à gauche) et du modèle adopté (à droite) d'un moteur Stirling par la méthode d'Urieli [VAL15] _____	63
Fig. II.21 – Principe du système de moteur Stirling hybride (biomasse + solaire) [ANG13] _____	64
Fig. II.22 – Principe de la plateforme numérique [GAH07] _____	68
Fig. II.23 – Principe de la plateforme numérique [BIA12] [BIA13] _____	71
Fig. II.24 – Principe de la plateforme numérique [ROS13] _____	72
Fig. II.25 – Principe de la plateforme numérique [GON14] _____	73
Fig. II.26 – Principe de la plateforme numérique [ALA15] _____	75

Chapitre III : Etude expérimentale et modélisation d'un micro cogénérateur gaz

Fig. III.1 - Description technique de l' Hybris Power [AND11] _____	83
Fig. III.2 - Description technique du moteur Stirling de Microgen [AND11] _____	84
Fig. III.3 - Principe de fonctionnement du micro cogénérateur Hybris Power _____	85
Fig. III.4 - Principe du banc d'essai de l' Hybris Power _____	86
Fig. III.5 - Perspective du banc d'essai au laboratoire Climatherm _____	86
Fig. III.6 – PCS journalier du gaz de ville fourni par Réseau Gaz de Strasbourg (RGDS) _____	88
Fig. III.7 – Incertitude relative sur la puissance thermique selon les paramètres d'essais _____	89
Fig. III.8 – Puissances combustible et thermique du moteur Stirling en régime stationnaire _____	90
Fig. III.9 – Puissances électriques nettes et thermiques latentes du moteur Stirling en régime stationnaire _____	90
Fig. III.10 – Température des gaz d'échappement en régime stationnaire du moteur Stirling _____	91
Fig. III.11 – Puissances combustible et thermique du générateur de chaleur auxiliaire en régime stationnaire _____	92
Fig. III.12 – Puissances thermiques latentes et température des gaz d'échappement en régime stationnaire du générateur de chaleur auxiliaire _____	92

/// Liste des figures

Fig. III.13 – Puissances thermiques adimensionnées du moteur Stirling pendant un cycle de démarrage (à gauche) et d'arrêt (à droite) avec des régressions exponentielles des données _____	93
Fig. III.14 – Puissances électriques adimensionnées du moteur Stirling pendant un cycle de démarrage (à gauche) et d'arrêt (à droite) avec des régressions exponentielle et linéaire des données _____	93
Fig. III.15 – Puissances thermiques adimensionnées du générateur de chaleur auxiliaire pendant un cycle de démarrage (à gauche) et d'arrêt (à droite) avec des régressions exponentielles des données _____	94
Fig. III.16 – Architecture du modèle numérique semi-physique du micro cogénérateur gaz _____	95
Fig. III.17 – Rendement électrique de cycle adimensionnel du micro cogénérateur Hybris Power [MUL13] et du système WhisperGen [CAR07] _____	97
Fig. III.18 – Puissance électrique et température des fumées en régime stationnaire du moteur Stirling ____	99

Chapitre IV : Etude expérimentale et modélisation d'un micro cogénérateur biomasse

Fig. IV.1 - Perspective du BisON _____	104
Fig. IV.2 - Composants du BisON _____	105
Fig. IV.3 - Principe de fonctionnement du micro cogénérateur BisON _____	106
Fig. IV.4 – Principe de fonctionnement l'évaporateur _____	108
Fig. IV.5 – Principe du banc d'essai du BisON _____	108
Fig. IV.6 - Perspective du banc d'essai au laboratoire Climatherm _____	109
Fig. IV.7- Bruit sur la mesure de la masse de granulés (à gauche) et mesure de la variation de masse de granulés dans le silo pour un essai à 70 % (à droite) _____	111
Fig. IV.8 – Incertitude relative sur la puissance thermique selon les paramètres d'essais ($PLR = 100\%$) _	112
Fig. IV.9 - Puissances en régime stationnaire _____	113
Fig. IV.10 - Rendements et ratio caractéristique de puissance en régime stationnaire _____	114
Fig. IV.11 - Concentrations en CO et NO et température des fumées en fonction du taux de charge ____	114
Fig. IV.12 - Pression de vapeur maximum en fonction du taux de charge _____	115
Fig. IV.13 - Evolution des puissances et de la masse des granulés de bois pendant une phase de démarrage	116
Fig. IV.14 - Evolutions des puissances pendant une phase de refroidissement _____	117
Fig. IV.15 – Rampes de puissance en réponse à un changement de consigne de 27 à 90 % _____	117
Fig. IV.16 – Emissions durant un cycle complet (démarrage, régime stationnaire et arrêt) _____	118
Fig. IV.17 – Architecture du modèle numérique semi-physique du micro cogénérateur biomasse _____	119
Fig. IV.18 – Rendement électrique de cycle adimensionnel (en partie adapté de [CAR14]) _____	120

Chapitre V : Pertinence de la micro cogénération dans le contexte énergétique, environnemental et économique français

Fig. V.1 – Economies en énergie primaire relatives (EEP) _____	131
Fig. V.2 – Rendements en énergie primaire _____	131
Fig. V.3 – Rendements d'énergie primaire en ACV _____	132
Fig. V.4 – Thermosensibilité électrique des systèmes de génération de chaleur (à gauche) (adapté de [VUI11]) et du parc de production centralisé dans cinq pays européens (à droite) [RTE14] _____	133
Fig. V.5 – Facteur d'émission dynamique du mix de production électrique en 2012 et 2013 [RTE15] ____	134
Fig. V.6 – Bilan sur les méthodes de détermination des facteurs d'émission de l'électricité _____	135
Fig. V.7 – Gains relatifs algébriques selon le facteur d'émission de l'électricité centralisée _____	136
Fig. V.8 – Facteurs d'émission de la chaleur produite de différentes technologies _____	137
Fig. V.9 – Prix de l'énergie en France [SOE15-2] et prix du gaz et de l'électricité moyen en Europe [EUR15] _____	138
Fig. V.10 – Prix moyens des énergies gaz, granulés de bois et de l'électricité en 2014 et ratios économiques	139
Fig. V.11 - Variation journalo-saisonnière des différents tarifs d'électricité en corrélation avec la température extérieure moyenne et la production électrique nationale française [EPE15][RTE15][MET15]	141

Fig. V.12 – Variation horaire des différents tarifs d'électricité en corrélation avec la production électrique nationale française [EPE15] [RTE15] _____	141
Fig. V.13 – EUAs entre 2011 et 2015 [EEX15] _____	142
Fig. V.14 – Indicateur <i>CSSC</i> des systèmes de micro cogénération _____	143
Fig. V.15 – Gains économiques en fonction du ratio tarifaire et de la technologie _____	144
Fig. V.16 – Coûts d'exploitation de différents moyens de production de chaleur _____	145
Fig. V.17 – Cotations sur le registre national des CEE : EMMY [EMM15] _____	146
Fig. V.18 – Gains économiques relatifs intégrant la valorisation des CEE et des émissions de CO ₂ évitées _____	146
Fig. V.19 – Comparaison dynamique de la demande et de la production énergétique _____	147
Fig. V.20 – Flux énergétiques entre un micro cogénérateur, un bâtiment et le réseau électrique _____	148
Fig. V.21 – Différentes échelles du réseau électrique national centralisé _____	149
Fig. V.22 – Rendements en énergie primaire intégrant les pertes du réseau de distribution et de transport _____	150
Fig. V.23 – Facteurs d'émission intégrant les pertes du réseau de distribution et de transport _____	151
Fig. V.24 – Rentabilité entre une production cogénérée et une production séparée _____	153
Fig. V.25 – Corrélations énergétiques, environnementales et économiques saisonnières du contexte français (valeurs moyennes sur 24 h) _____	154
Fig. V.26 – Corrélations énergétiques, environnementales et économiques horaires du contexte français (valeurs moyennes de chaque heure de l'année) _____	155
Fig. V.27 – Champs d'indépendance électrique _____	156

Chapitre VI : Analyse du couplage entre des micro cogénérateurs, des bâtiments d'habitation et le réseau électrique

Fig. VI.1 – Principe de la plateforme numérique MICOBât_e _____	158
Fig. VI.2 – Décroissance de température normalisée selon l'isolation du ballon d'eau chaude _____	160
Fig. VI.3 – Corrélation géométrique des ballons de stockage _____	163
Fig. VI.4 – Impact de la profondeur de décharge <i>DOD</i> sur la cyclabilité <i>N</i> (à gauche) et impact du nombre de cycles complets (<i>DOD</i> = 80 %) sur la capacité de stockage maximale <i>SOC_{max}</i> (à droite) _____	166
Fig. VI.5 – Exemple de mesures in situ adimensionnées [FUB14] _____	169
Fig. VI.6 – Puissances électriques réduites horaires issus de l'état de l'art _____	170
Fig. VI.7 - Principe des méthodes ascendantes et descendantes _____	171
Fig. VI.8 – Puissances électriques issues de méthodes stochastiques descendantes [GAH07] [MAT08] _____	171
Fig. VI.9 – Puissances électriques issues de méthodes stochastiques ascendantes [ROS13] [RIB09] _____	172
Fig. VI.10 – Principe de la caractérisation des cycles de fonctionnement des appareils électrodomestiques _____	178
Fig. VI.11 – Procédure de détermination stochastique d'une occurrence _____	179
Fig. VI.12 – Architecture de modélisation des besoins électriques _____	179
Fig. VI.13 – Puissances électriques obtenues par le générateur stochastique _____	180
Fig. VI.14 – Comparaison des profils horaires issus du générateur et des courbes de charges du réseau _____	181
Fig. VI.15 - Coefficients horaires issus de l'état de l'art _____	181
Fig. VI.16 - Coefficients horaires, journaliers et mensuels de la méthode AICVF [AIC04] _____	182
Fig. VI.17 – Puisages journaliers types en termes énergétique selon la norme NF EN 13203-2 [AFN06] _____	183
Fig. VI.18 – Champs de probabilités d'occurrences horaires et hebdomadaires pour la « douche matin » _____	184
Fig. VI.19 – Distribution des débits de soutirage selon le type de puisage _____	184
Fig. VI.20 – Exemple de besoins en ECS issus du générateur stochastique (Strasbourg 2013) _____	185
Fig. VI.21 - Architecture de modélisation des besoins en ECS _____	186
Fig. VI.22 - Coefficients respectivement horaires et mensuels _____	187
Fig. VI.23 – Zones climatiques et villes considérées dans MICOBât_e _____	189
Fig. VI.24 - Monotones réduites (à gauche) et profil de besoins thermiques réduits à Strasbourg (à droite) _____	190
Fig. VI.25 – Architecture de modélisation des besoins de chauffage _____	190
Fig. VI.26 – Exemple de besoins de chauffage simulés par le générateur simplifié et par une STD _____	191

/// Liste des figures

Fig. VI.27 – Coûts d’investissement spécifiques d’un micro cogénérateur [MER15] _____	195
Fig. VI.28 – Coûts d’investissement de ballons de stockage thermique _____	197
Fig. VI.29 – Coûts d’investissement des batteries Li-ion stationnaires _____	197
Fig. VI.30 – Lois d’eau _____	200
Fig. VI.31 – Lois de déclenchement TOR des systèmes (micro cogénérateur et auxiliaire thermique) _____	201
Fig. VI.32 – Paramétrage du modèle du ballon tampon et architecture de la régulation _____	202
Fig. VI.33 – Impact de la prévision sur la couverture des besoins électriques _____	204
Fig. VI.34 – Impact du report de charges sur la courbe de charge électrique et l’autoconsommation _____	206
Fig. VI.35 – Impact du transfert de charges sur les courbes de charge électriques et thermiques _____	207
Fig. VI.36 – Besoins électriques issus du générateur stochastique au pas de temps 2 et 60 min _____	208
Fig. VI.37 – Production électrique micro cogénérée et besoins électriques issus du générateur stochastique _____	209
Fig. VI.38 – Taux d’autoconsommation (TAC) _____	209
Fig. VI.39 – Taux d’autoconsommation et répétabilité numérique _____	210
Fig. VI.40 – Production électrique stationnaire et besoins électriques issus du générateur stochastique _____	210
Fig. VI.41 – Taux d’autoconsommation avec et sans instationnarités _____	211
Fig. VI.42 – Taux d’autoconsommation avec et sans prises en compte des conditions et limites _____	211
Fig. VI.43 – Impact de la capacité du stockage thermique sur des indicateurs énergétiques et économiques _____	213
Fig. VI.44 – Impact de la capacité du stockage électrique sur des indicateurs énergétiques et économiques _____	213
Fig. VI.45 – Impact de la capacité du stockage électrique sur le taux d’autoconsommation _____	214
Fig. VI.46 – Champ d’indépendance électrique de neuf configurations avec l’influence du stockage électrique _____	215
Fig. VI.47 – Production électrique corrélée à la température extérieure et aux tarifs de l’option TEMPO _____	216
Fig. VI.48 – Taux d’autoconsommation de référence (« heat led ») _____	216
Fig. VI.49 – Taux d’autoconsommation obtenus par une stratégie « electricity led » _____	217
Fig. VI.50 – Déclenchement anticipé basée sur une prévision idéale _____	217
Fig. VI.51 – Taux d’autoconsommation obtenus par une stratégie de prévision _____	217
Fig. VI.52 – Report de charges électriques flexibles _____	218
Fig. VI.53 – Taux d’autoconsommation obtenus par une stratégie de report et « electricity led » _____	218
Fig. VI.54 – Taux d’autoconsommation obtenus par des stratégies combinées de report et de prévisions _____	218
Fig. VI.55 – Taux d’autoconsommation obtenus par des stratégies combinées de report, de prévisions et de stockage électrique _____	219
Fig. VI.56 – Champ d’indépendance électrique selon plusieurs configurations de simulation _____	219

Annexe A : Modèle de l’Annexe 42 de l’AIE

Fig. A.1 – Volumes de contrôle du modèle de l’Annexe 42 [BEAU07] _____	241
--	-----

Annexe B : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur Hybris Power

Fig. B.1 - Architecture d’acquisition et de traitement des données vers Labview _____	245
---	-----

Annexe C : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur gaz

Fig. C.1 – Schématisation de la phase de démarrage _____	249
Fig. C.2 – Schématisation de la phase de refroidissement _____	250
Fig. C.3 – Architecture de modélisation du micro cogénérateur gaz _____	253
Fig. C.4 – Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire _____	254

Annexe D : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur BisON

Fig. D.1 - Architecture d’acquisition et de traitement des données vers Labview _____	259
---	-----

Annexe E : Caractérisation physico-chimique des granulés de bois

Fig. E.1 - Qualité des granulés de bois utilisés pour la campagne expérimentale selon le fabricant _____	263
Fig. E.2 – Résultats des études expérimentales de caractérisation physico-chimique des granulés de bois _	264
Fig. E.3 – Résultats d’essais réalisés au laboratoire CERIC (1/2) _____	265
Fig. E.4 – Résultats d’essais réalisés au laboratoire CERIC (2/2) _____	266

Annexe F : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur biomasse

Fig. F.1 – Schématisation des phases de démarrage et de modulation _____	267
Fig. F.2 – Schématisation de la phase de refroidissement _____	268
Fig. F.3 – Architecture de modélisation du micro cogénérateur biomasse _____	269
Fig. F.4 – Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire ____	270

Annexe G : Méthodes d’évaluation du facteur d’émission de CO₂ de l’énergie électrique

Fig. G.1 – Facteur d’émission des fournisseurs d’électricité européens [MAR12] _____	272
Fig. G.2 - Décomposition de la production électrique entre une production de base saisonnière et une production de pointe horo-saisonnière [MAR12] _____	273
Fig. G.3 – Facteurs d’émission et mix électrique par tranche horaire [MAR12] _____	274
Fig. G.4 – Mix électrique et facteurs d’émission dynamiques pour une journée type d’hiver et d’été ____	275
Fig. G.5 – Ordre de mérite de déclenchement des centrales électriques et corrélation du facteur d’émission dynamique du mix électrique en fonction de la production électrique nationale _____	276

Annexe H : Données du générateur stochastique de besoins électriques

Fig. H.1 – Champs de probabilité d’occurrence horaire des différents types de « soutirages électriques » _	279
Fig. H.2 – Champs de probabilité d’occurrence horaire des appareils fonctionnant en continu _____	280
Fig. H.3 – Coefficients horaires pour la modulation de puissance des appareils de réfrigération [ENE15]	281
Fig. H.4 – Cycles caractéristiques d’un lave-vaisselle (à gauche) et d’une machine à laver (à droite) ____	281
Fig. H.5 – Processus de génération stochastique par méthode « Bottom-up » de besoins électriques spécifiques _____	283
Fig. H.6 – Monotones des puissances électriques de trois configurations caractéristiques _____	284
Fig. H.7 – Spectre des puissances électriques appelées de trois configurations caractéristiques _____	284

Annexe I : Données du générateur stochastique de besoins en ECS

Fig. I.1 – Champs de probabilité d’occurrence horaire des différents types de puisages d’ECS _____	289
Fig. I.2 – Processus de génération stochastique par méthode « Bottom-up » de besoins en ECS _____	291

Annexe J : Certificats d’économies d’énergie (CEE) appliqués à la micro cogénération gaz

Fig. J.1 - Fiche d’opération standardisée d’économies d’énergie pour un micro cogénérateur gaz (1/2) __	292
Fig. J.2 – Fiche d’opération standardisée d’économies d’énergie pour un micro cogénérateur gaz (2/2) __	292
Fig. J.3 - Montant des CEE apporté par un micro cogénérateur gaz pour une maison individuelle (MI) et un appartement (A) _____	293

///Liste des tableaux

Chapitre I : Définition et état de l'art des technologies de micro cogénération

Tab. I.1 – RCP sur les besoins énergétiques de trois types de bâtiments [ADE15-1] _____	29
Tab. I.2 – Exemples de rendements énergétiques et exergetiques de systèmes de chauffage conventionnels _____	30
Tab. I.3 – Segmentation de la cogénération _____	30
Tab. I.4 – Comparaison énergétique de la production électrique centralisée par centrales nucléaires et cogénération avec la production décentralisée par micro cogénération _____	31
Tab. I.5 – Technologies de cogénération et compatibilité avec les combustibles usuels _____	32

Chapitre II : Etat de l'art des études expérimentales, des modèles et des études numériques de systèmes de micro cogénération

Tab. II.1 – Métrologie employée par Lombardi <i>et al.</i> [LOM10] _____	53
Tab. II.2 – Métrologie employée par Valenti <i>et al.</i> [VAL15] _____	54
Tab. II.3 – Synthèse des études expérimentales de micro cogénérateurs biomasse ou à moteur Stirling gaz _____	60
Tab. II.4 – Synthèse des modèles de micro cogénérateurs biomasse ou à moteur Stirling gaz _____	65
Tab. II.5 – Synthèse des études numériques _____	78

Chapitre III : Etude expérimentale et modélisation d'un micro cogénérateur gaz

Tab. III.1 – Systèmes de micro cogénération à moteur Stirling gaz ou biogaz en développement ($P_{el} < 5$ kW _{el}) _____	84
Tab. III.2 – Grandeurs mesurées et technologies employées sur le banc d'essais _____	87
Tab. III.3 – Synthèse de l'analyse d'incertitude sur les grandeurs énergétiques _____	89
Tab. III.4 – Plan d'expérience des 16 essais pour la détermination des coefficients des corrélations _____	96
Tab. III.5 – Ecart relatif maximum entre les modèles numériques et les résultats expérimentaux en régime stationnaire _____	100
Tab. III.6 – Ecart relatif maximum entre les modèles numériques et les résultats expérimentaux en régime instationnaire _____	101

Chapitre IV : Etude expérimentale et modélisation d'un micro cogénérateur biomasse

Tab. IV.1 –Systèmes de micro cogénération biomasse en développement _____	106
Tab. IV.2 - Grandeurs mesurées et technologies employées sur le banc d'essais _____	109
Tab. IV.3 - Synthèse de l'analyse d'incertitude sur les grandeurs énergétiques _____	112
Tab. IV.4 - Caractéristiques expérimentales et théoriques des granulés de bois _____	121
Tab. IV.5 - Ecart relatif entre le modèle numérique et les résultats expérimentaux en régime stationnaire _____	124
Tab. IV.6- Ecart relatif entre le modèle numérique et les résultats expérimentaux en régime instationnaire _____	124

Chapitre V : Pertinence de la micro cogénération dans le contexte énergétique, environnemental et économique français

Tab. V.1 – Caractéristiques des systèmes de production de chaleur séparée _____	128
Tab. V.2 – Caractéristiques des systèmes de production micro cogénérée de chaleur et d'électricité _____	128
Tab. V.3 – Facteurs d'énergie primaire pour l'électricité selon le contexte régional (* valeur ACV) _____	129
Tab. V.4 – Facteurs d'énergie primaire pour le gaz naturel (* valeur ACV) _____	129

Tab. V.5 – Facteur d'énergie primaire pour les granulés de bois (* valeur ACV) _____	130
Tab. V.6 – Structure tarifaire du prix du gaz naturel fourni par EDF [EDF15-3] _____	139
Tab. V.7 – Tarifs de l'option TEMPO d' EDF (HC : 22h – 6h /HP : 6h – 22h) [EDF15-2] _____	140
Tab. V.8 – Structure tarifaire de l'électricité en France [DGT13] [EDF15-2] [MED14] _____	140
Tab. V.9 – Prix de l'énergie utilisés pour ces calculs _____	143
Tab. V.10 – Coefficients de pertes électriques sur le réseau électrique _____	150

Chapitre VI : Analyse du couplage entre des micro cogénérateurs, des bâtiments d'habitation et le réseau électrique

Tab.VI.1 – Technologies de stockage thermique (* matériau à changement de phase) _____	159
Tab.VI.2 – Synthèse des modèles numériques de ballons d'eau chaude _____	161
Tab. VI.3 - Synthèse des montages hydrauliques _____	163
Tab.VI.4 – Technologies de stockage électrique _____	165
Tab.VI.5 – Synthèse des typologies de modèles numériques des systèmes de stockage électrique _____	165
Tab.VI.6 – Synthèse des paramètres de modélisation des systèmes de stockage électrique _____	166
Tab.VI.7 – Synthèse de la modélisation des systèmes de stockage électrique développé dans TRNSYS _____	167
Tab.VI.8 – Synthèse des interactions électriques _____	167
Tab.VI.9 – Synthèse des méthodes de détermination des besoins électriques _____	173
Tab. VI.10 – Synthèse des méthodes « Bottom-up » de reconstituions de la courbe de charge électrique _____	176
Tab.VI.11 – Synthèse des méthodes de détermination des besoins en ECS _____	183
Tab.VI.12 – Synthèse des méthodes de détermination des besoins de chauffage _____	188
Tab. VI.13 - Classes énergétiques des bâtiments (RT 2012) _____	190
Tab. VI.14 – Facteurs d'énergie primaire des combustibles _____	192
Tab. VI.15 – Facteurs d'émissions des combustibles _____	193
Tab. VI.16 – Coûts d'investissement _____	195
Tab. VI.17 – Conditions du crédit d'impôts sur la micro cogénération _____	196
Tab. VI.18 – Coûts spécifiques des systèmes de stockage électrique _____	197
Tab. VI.19 – Coûts spécifiques de maintenance des systèmes _____	198
Tab. VI.20 - Configuration de la simulation de référence _____	209
Tab. VI.21 - Configuration de la simulation de référence _____	212
Tab. VI.22 - Configuration de la simulation de référence _____	213
Tab. VI.23 - Configuration de la simulation de référence _____	215
Tab. VI.24 - Caractéristiques énergétiques des configurations étudiées _____	216

Conclusion et perspectives

Tab. c.1 – Paramètres de la plateforme numérique MICOBât_e _____	223
---	-----

Annexe B : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur Hybris Power

Tab. B.1 – Incertitude de mesure sur la puissance thermique en fonction des conditions d'essais _____	248
---	-----

Annexe C : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur gaz

Tab. C.1 - Paramètres du modèle du moteur Stirling _____	251
Tab. C.2 - Paramètres du modèle du générateur de chaleur auxiliaire _____	251
Tab. C.3 - Paramètres du modèle simplifié du moteur Stirling _____	252
Tab. C.4 - Composition physico-chimique des combustibles gaz usuels [AND11] _____	255
Tab. C.5 – Tables de JANAF pour les réactifs et les produits de la combustion du gaz naturel [CHA98] _____	256
Tab. C.6 – Ecarts relatifs entre les modèles numériques du moteur Stirling et les résultats expérimentaux en régime stationnaire _____	256

Tab. C.7 – Ecarts relatifs entre les modèles numériques et les résultats expérimentaux du générateur de chaleur auxiliaire en régime stationnaire _____	256
Tab. C.8 – Ecarts relatifs entre le modèle numérique du moteur Stirling et les résultats expérimentaux en régime instationnaire _____	257
Tab. C.9 – Ecarts relatifs entre le modèle numérique du générateur de chaleur auxiliaire et les résultats expérimentaux en régime instationnaire _____	257

Annexe D : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur BisON

Tab. D.1 - Temps d'essai en régime stationnaire pour obtenir une incertitude de mesure de 3 % _____	260
Tab. D.2 – Incertitude de mesure sur la puissance thermique en fonction des conditions d'essais _____	261

Annexe E : Caractérisation physico-chimique des granulés de bois

Tab. E.1 – Caractéristiques physico-chimiques des granulés de bois testés _____	264
---	-----

Annexe F : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur biomasse

Tab. F.1 - Paramètres du modèle _____	268
Tab. F.2 – Tables de JANAF pour les réactifs et les produits de la combustion des granulés de bois _____	270

Annexe G : Méthodes d'évaluation du facteur d'émission de CO₂ de l'énergie électrique

Tab. G.1 – Rendements et facteurs d'émissions directs des moyens de production électrique [RTE15] __	271
Tab. G.2 – Facteurs d'émissions en ACV des moyens de production électrique d'EDF [EDF15] _____	271
Tab. G.3 – Facteurs d'émissions saisonniers par usage [ADE05] [ADE15-2] _____	274

Annexe H : Données du générateur stochastique de besoins électriques

Tab. H.1 – Etiquettes énergie des appareils électriques _____	277
Tab. H.2 – Coefficients mensuels pour la modulation des puissances d'éclairage [ENE15] _____	280
Tab. H.3 – Fréquence d'occurrence des cycles de lave linge et de lave vaisselle _____	281
Tab. H.4 – Paramétrage détaillé utilisés du générateur stochastique _____	282
Tab. H.5 – Consommations électriques moyennes (en kWh _{el} /an/foyer) _____	284

Annexe I : Données du générateur stochastique de besoins en ECS

Tab. I.1 – Besoins moyens d'ECS en litres à 60°C pour un logement [AIC04] _____	285
Tab. I.2 – Coefficients horaires selon le type de jour [AIC04] _____	286
Tab. I.3 – Coefficients pour la répartition journalière [AIC04] _____	286
Tab. I.4 – Coefficients pour la répartition mensuelle [AIC04] _____	286
Tab. I.5 - Cycle de puisage n°2 [NFE06] _____	287
Tab. I.6 - Cycle de puisage n°3 [NFE06] _____	288
Tab. I.7 – Paramètres caractéristiques de chaque type de puisage utilisés pour le générateur stochastique	290

Annexe K : Paramètres de la régulation du système de chauffage

Tab. K.1 – Paramètres des lois d'eau par zone climatique _____	295
Tab. K.2 – Régimes de température de chauffage et types d'émetteurs selon la performance énergétique des bâtiments _____	295

INTRODUCTION

Un peu d'histoire...

Depuis les balbutiements de l'humanité, celle-ci a cherché à maîtriser l'énergie pour assurer sa survie et son développement. Cette maîtrise, cruciale, a d'abord pris la forme de la domestication du feu par la combustion de biomasse à la **Préhistoire**. Ensuite, la force mécanique des animaux a été exploitée en agriculture principalement ainsi que la force du vent sur des bateaux à voile pour le transport au **Néolithique**. La force hydraulique des rivières est d'abord exploitée à partir de l'**Antiquité** pour moudre le grain principalement avant l'essor de l'exploitation de la force éolienne par des moulins à vent au **Moyen Âge**. Enfin, la **Révolution Industrielle** lancée au début du XVIII^{ème} siècle voit l'émergence de diverses sources d'énergie et de technologies de conversion de l'énergie par l'exploitation des ressources fossiles (pétrole : premier puits en 1869, charbon et gaz), l'exploitation de l'énergie électrique (Coulomb, Volt, Ampère, Edison) et l'invention de diverses technologies comme la machine à vapeur (Papin 1690 et Watt 1769), l'automobile (Cugnot 1771), la pile électrique (Volta 1799), le moteur électrique (Faraday 1821), l'ampoule électrique (Edison 1878) ou les moteurs à combustion interne à essence (Benz 1886) et Diesel (Diesel 1892). L'**Ere Moderne** voit l'émergence de l'énergie de fission nucléaire (Fermi 1942) ainsi que des énergies renouvelables avec de nouvelles technologies comme l'énergie photovoltaïque principalement (Becquerel 1869) et l'actualisation d'anciennes technologies : barrages hydrauliques (« moulins à eau »), éoliennes (« moulins à vent ») ou biomasse (« feu »).

En 2002 le prix Nobel de chimie Paul Crutzen a démocratisé l'idée qu'une nouvelle période géologique succédant à l'**Holocène** aurait débuté au XVIII^{ème} siècle : « **PAnthropocène** » caractérisée par le fait que les activités humaines constitueraient une force telle qu'elle prédominerait sur toutes les forces de la nature et telle qu'elle aurait un impact sensible sur l'environnement et notamment sur le climat [CRU02]. Symboliquement, le début de cette nouvelle ère géologique correspond à la date du dépôt du brevet de la machine à vapeur par James Watt en 1784 : machine remise au goût du jour dans le cadre de cette thèse.

Constat climatique : une nouvelle ère et un nouvel air...

Depuis toujours, l'humanité cherche à exploiter l'énergie sur des critères économiques, d'abondance et de disponibilité ; qu'elle soit renouvelable ou non. Depuis la révolution industrielle à la fin du XVIII^{ème} siècle, la consommation en énergie en général et particulièrement fossile atteint des sommets ainsi que les émissions de gaz à effet de serre inhérentes (*cf.* Fig. i.1). Les changements climatiques sont désormais scientifiquement unanimement reconnus, le Groupe d'expert intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a atteint un niveau de certitude scientifique de 95 % sur le lien entre les activités humaines et les changements climatiques depuis le milieu du XX^{ème} siècle [GIE13]. Le seul paramètre de la concentration moyenne annuelle de **CO₂** dans l'atmosphère confirme cet impact indéniable puisque jamais depuis 800 000 ans le seuil de **300 ppm** n'a été dépassé (seuil dépassé durant le XX^{ème} siècle) [ESR14]. La Figure i.1 donne l'évolution temporelle de cette concentration depuis 50 ans sur le site de référence mondial de la mesure de **CO₂** à Hawaï (Etats-Unis).

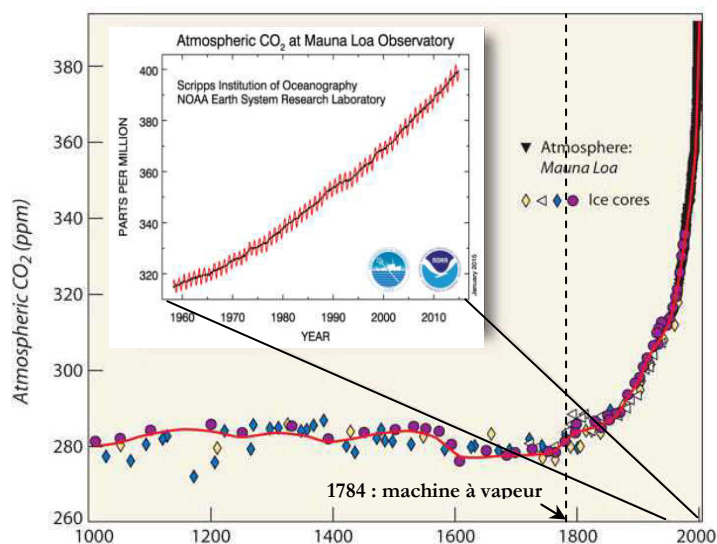


Fig. i.1 - Concentration de CO₂ dans l'atmosphère à Mauna Loa (Hawaï) depuis 1 000 et la fin des années 50 (en médaillon) [ESR14].

L'énergie fossile ultime...

En parallèle, les ressources énergétiques, en particulier fossiles, s'épuisent. Cet épuisement se caractérise par la notion de pic de production (« peak oil » pour le pétrole) : instant à partir duquel la moitié de la production d'une ressource a été atteinte et instant à partir duquel la production ne peut plus augmenter. Pour le pétrole, les prévisions situent le pic pétrolier entre 2010 pour les plus pessimistes et 2050 pour les plus optimistes [BIT09] [LAH05]. De plus, la quantité de carbone contenue dans les réserves d'énergie fossile (pétrole, gaz et charbon) est trois fois supérieure au seuil d'absorption par la Terre (photosynthèse, absorption dans les océans) [McG15]. Aussi, il est estimé que pour atteindre l'objectif de limitation de la hausse moyenne des températures à **2 °C** sur Terre, il faudrait laisser enfouies 60 % des réserves de pétrole, 50 % des réserves de gaz et 80 % des réserves de charbon [McG15]. La combustion de toutes ces réserves engendrerait à long terme une hausse du niveau des océans estimée à **60 m** et une hausse de la température moyenne estimée à **11 °C** [WIN15].

Actions de la communauté internationale...

Le scénario qui consiste à ne pas extraire les ressources fossiles restantes pour préserver l'environnement est illusoire et n'est pas envisagé par la communauté internationale. Cette communauté internationale incarnée par les Nations Unies principalement tente d'agir en mettant en place des actions pour atténuer l'intensité des émissions des gaz à effet de serre. Ces actions se matérialisent par l'organisation de différentes conférences internationales sur le climat (**COP**) et par l'instauration de protocoles ou de règles tels que le protocole de **Kyoto**. Il est à noter que ce dernier ne limite que l'intensité des émissions de **CO₂** et non la quantité absolue de **CO₂** émise dans l'atmosphère sur le long terme. L'accord de Copenhague (**COP15**) de 2009 a initié l'objectif de limiter la hausse moyenne des températures sur Terre à **2 °C**. Enfin, au niveau européen, le « **plan climat** » instauré en 2008 prévoit d'ici **2020** [UE09] de :

- faire passer la part des **énergies renouvelables** dans le mix énergétique européen à **20 %**,
- réduire les émissions de **CO₂** des pays de l'Union de **20 %** par rapport à 1990,
- accroître l'**efficacité énergétique** de **20 %**.

Ce plan a été révisé en 2014 pour atteindre les objectifs plus ambitieux en **2030** de :

- faire passer la part des **énergies renouvelables** dans le mix énergétique européen à **40 %**,
- réduire les émissions de **CO₂** des pays de l'Union de **27 %** par rapport à 1990,
- accroître l'**efficacité énergétique** de **27 %**,

Quelques indicateurs...

Yoichi **Kaya** a établi une formulation éponyme qui corrèle les émissions de **CO₂** liées à l'activité humaine avec des indices économiques et énergétiques usuels [KAY93]. La formulation décompose les émissions de **CO₂** en un produit de quatre termes :

$$CO_2 = P \left(\frac{PIB}{P} \right) \left(\frac{E}{PIB} \right) \left(\frac{CO_2}{E} \right) \quad (i.1)$$

Avec :

- **la démographie P** : les émissions de CO₂ sont proportionnelles à la population mondiale qui consomme de manière directe (transports, chauffage, *etc.*) et indirecte (produit manufacturés, énergie grise, constructions, *etc.*) les ressources fossiles à l'origine des émissions de CO₂. L'humanité voit sa démographie qui ne cesse d'augmenter à raison d'environ 1 milliard d'humains par décade [UNI13] (10 milliards en 2060 soit +25 % par rapport à 2015).
- **Le PIB par habitant PIB/P** : cet indice permet d'estimer les richesses moyennes produites par un habitant et est corrélé à la croissance économique.
- **L'intensité énergétique E/PIB** : cet indice caractérise l'efficacité énergétique de l'économie nationale : l'énergie nécessaire à la production de richesses. Par exemple, l'augmentation des rendements énergétiques des machines, l'augmentation de la performance énergétique des bâtiments, l'optimisation énergétique des transports de marchandises (moteurs plus efficaces, *etc.*) contribuent à diminuer cet indice qui a diminué de 35 % en France depuis les années 1970 [JAN15].
- **Le facteur d'émission en CO₂ de l'énergie CO_2/E** : il s'agit du rapport entre les émissions totales de CO₂ (en kg) et de la consommation totale en énergie primaire. Ce terme est dépendant des politiques énergétiques nationales. Par exemple le mix énergétique français de la production électrique basée sur l'énergie nucléaire présente un contenu en CO₂ très bas contrairement aux mix chinois ou allemand basés sur le charbon.

Cette formulation lie mécaniquement la baisse des émissions de CO₂ à une baisse combinée de la démographie et/ou une baisse de l'intensité énergétique et/ou une baisse de la croissance et/ou une hausse du recours aux énergies décarbonées (renouvelables ou non).

La cogénération dans tout ça ?

Cette thèse porte sur la thématique de la **cogénération** et s'inscrit sur deux des facteurs précédemment cités:

- la contribution à la baisse de **l'intensité énergétique** par l'augmentation de l'efficacité énergétique des systèmes (utilisation rationnelle de l'énergie primaire),
- la contribution à la diminution du **facteur d'émission en CO₂** de l'énergie par le recours à des énergies renouvelables non intermittentes et par une utilisation plus rationnelle de l'énergie primaire.

Ce travail de thèse vise à faire progresser et diffuser les connaissances sur la technologie de micro cogénération et d'en évaluer son potentiel énergétique, environnemental et économique dans des conditions réelles et dans le contexte français.

/// Démarche suivie

Le **premier chapitre** est consacré à la définition de la cogénération avec l'introduction du concept, de ses avantages et de ses caractéristiques. Les différentes échelles de cogénération sont abordées et en particulier l'échelle de la micro cogénération. Enfin, ce chapitre en présente les différentes technologies possibles.

Le **second chapitre** dresse un état de l'art basé sur les deux technologies étudiées dans le cadre de ce travail de thèse, à savoir :

- un micro cogénérateur à moteur Stirling gaz,
- un micro cogénérateur biomasse.

Cet état de l'art porte sur :

- les essais de micro cogénérateurs,
- les modèles numériques de micro cogénérateurs,
- les études numériques énergétiques, environnementales et économiques sur le couplage entre des micro cogénérateurs et des bâtiments d'habitation.

Le **troisième** et le **quatrième** chapitre sont consacrés à l'étude expérimentale et à la modélisation numérique de deux systèmes de micro cogénération :

- le premier est un micro cogénérateur non modulant à combustible gaz (ou biogaz) constitué d'un moteur Stirling à piston libre et alternateur linéaires couplé à un générateur thermique à condensation intégré.
- le second est un micro cogénérateur modulant à combustible biomasse (granulés de bois) constitué d'un moteur à vapeur à piston et alternateur linéaires associé à un évaporateur.

Chacun de ces deux chapitres est composé de la présentation, de l'étude expérimentale puis de la modélisation numérique des micro cogénérateurs gaz et biomasse

Le **cinquième chapitre** présente le contexte énergétique, environnemental et économique français relatif à l'intégration de la micro cogénération dans le mix énergétique français. La pertinence de ces systèmes y est ensuite évaluée par des calculs analytiques en considérant différentes échelles et différentes hypothèses.

Le **sixième chapitre** est consacré au développement d'une plateforme numérique pour étudier la pertinence énergétique, environnementale et économique de solutions de micro cogénération couplées aux bâtiments d'habitation avec un critère de réalisme et de précision. L'ensemble des composants développés et utilisés pour la plateforme numérique sont présentés. En particulier, les modèles de systèmes de stockage, les générateurs stochastiques de besoins énergétiques et les stratégies innovantes de pilotage des systèmes et des charges énergétiques y sont détaillés. Enfin, les performances des systèmes de micro cogénération y sont ensuite évaluées pour différentes configurations.

///Chapitre I

Définition et état de l'art des technologies de micro cogénération

« Il est indéniable que le progrès essentiellement technique a généré des innovations extraordinaires au bénéfice d'une minorité humaine, mais, faute d'une éthique et d'une intelligence généreuse pour contribuer à l'avènement d'une société planétaire apaisée et conviviale, il a contribué au chaos, donné à nos pulsions destructrices des outils d'une efficacité sans précédent, et mené à la fragmentation d'une réalité de nature unitaire. »

Pierre Rabhi

I.1. La micro cogénération : définition

Le principe de cogénération consiste à générer de manière simultanée deux types d'énergie finale en utilisant un unique process et une unique source d'énergie primaire. En pratique un système de cogénération produit de l'énergie thermique (chaleur) et de l'énergie mécanique (force); l'énergie mécanique pouvant être convertie ensuite en énergie électrique. Il est à noter que la génération d'électricité ne nécessite pas systématiquement la génération préalable d'énergie mécanique. Par exemple la cogénération solaire par des cellules photovoltaïques à concentration ou la cogénération gaz par piles à combustible génèrent directement de l'électricité via des électrodes et via un matériau statique.

La production de force ou d'électricité génère de la chaleur résiduelle dite « fatale » considérée comme un « déchet thermique » en raison des irréversibilités thermodynamiques ou thermochimiques (pertes thermiques par frottement, effet Joule, échauffements). Le principe de cogénération repose sur la récupération de ces pertes de chaleur pour le chauffage de bâtiments ou la production d'eau chaude sanitaire (ECS) voire pour des applications industrielles. Le principe de la cogénération est connu depuis le XVIII^{ème} siècle : date des inventions des moteurs à vapeur et des moteurs dits à air chaud que sont les moteurs **Stirling** ou les moteurs **Ericsson**.

Actuellement, la cogénération est déjà largement répandue pour des applications industrielles ou pour des réseaux de chaleur urbains. Par exemple, le concept de cogénération a été utilisé très tôt dans l'industrie automobile où les moteurs à combustion interne (ou couramment appelés moteurs « à explosion ») convertissent l'énergie primaire d'un combustible liquide en énergie mécanique motrice et où une partie de la chaleur fatale issue du refroidissement du moteur et des fumées (pertes thermiques) est utilisée pour chauffer l'habitacle.

La micro cogénération correspond à des faibles puissances de cogénération, compatibles avec un usage direct à l'intérieur d'un bâtiment la limite usuelle étant en dessous d'une puissance électrique de 15 kW_{ét}. A ces faibles puissances, les micro cogénérateurs utilisent des technologies différentes quant à la génération d'électricité et l'effet d'échelle a tendance à diminuer l'efficacité électrique par rapport aux productions centralisées [BIA12] (cf. Fig. I.26 page 45). Cependant, l'intégration de ces systèmes au sein même des lieux de puisage d'énergie permet d'éviter l'usage des réseaux et les pertes électriques et thermiques associées.

I.2. Intérêt énergétique : une utilisation rationnelle de l'énergie primaire

La production d'électricité centralisée en France est basée principalement sur des centrales thermiques qui exploitent une source de chaleur : fission nucléaire, combustion de gaz, de produits pétroliers, de charbon ou de déchets via un cycle thermodynamique (cf. cercles bleus sur la figure I.1). Ce cycle thermodynamique génère des pertes thermiques : il s'agit de la chaleur fatale (cf. cercle orange sur la figure I.1). Celle-ci est évacuée vers l'environnement ambiant soit directement dans l'atmosphère par évaporation d'eau de rivière (cheminée de refroidissement) soit vers la mer ou l'océan par un échangeur de chaleur. La chaleur fatale produite par les centrales nucléaires françaises en 2013 (76,4 Mtep) représente environ le double des besoins de chauffage et d'ECS des logements résidentiels principaux en France en 2013 (33 Mtep) [ADE15-1]. Ce « gaspillage » énergétique montre le potentiel du principe de cogénération qui en permettrait une utilisation raisonnée. La figure I.2 présente les flux d'énergie induits par une production d'électricité centralisée et une production d'électricité cogénérée où la chaleur fatale est valorisée.

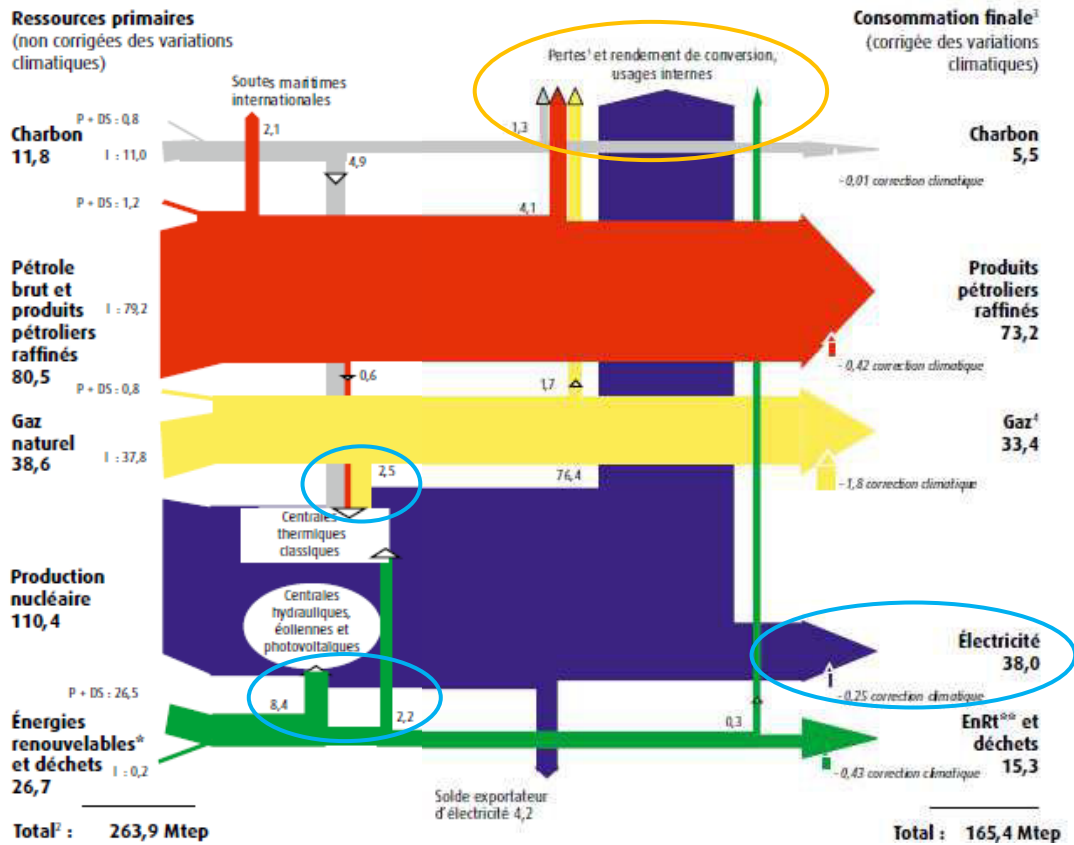


Fig. I.1 – Flux d'énergie primaire et consommations d'énergie finale en France en 2013 [SOE13].

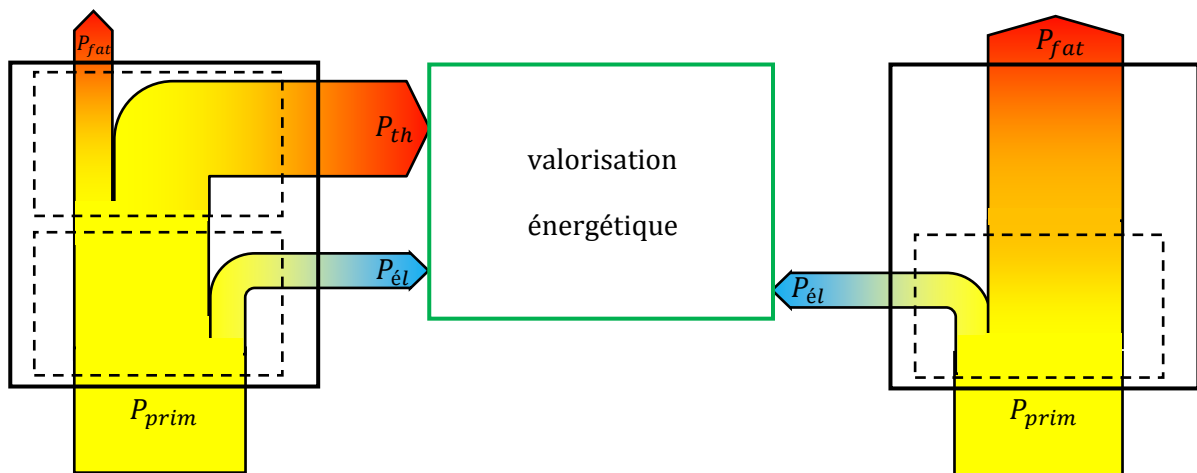


Fig. I.2 – Flux énergétiques d'un système de cogénération et d'un système de production d'électricité seul.

Au niveau thermodynamique, un système pourra être caractérisé par les niveaux de température et de pression des sources chaudes/froides ou des puits froids/chauds par exemple. Un système de cogénération est caractérisé énergétiquement par trois grandeurs physiques :

- sa puissance électrique : $P_{él}$ en $W_{él}$,
- sa puissance thermique : P_{th} en W_{th} ,
- sa puissance primaire (ou combustible) : P_{prim} en W_{EP} ,

En découlent quatre indicateurs énergétiques sur la caractérisation de systèmes de cogénération :

- son rendement électrique :

$$\eta_{él} = \frac{P_{él}}{P_{prim}} \tag{I.1}$$

- son rendement thermique :

$$\eta_{th} = \frac{P_{th}}{P_{prim}} \quad (I.2)$$

- son rendement global :

$$\eta_g = \frac{P_{él} + P_{th}}{P_{prim}} = \eta_{él} + \eta_{th} \quad (I.3)$$

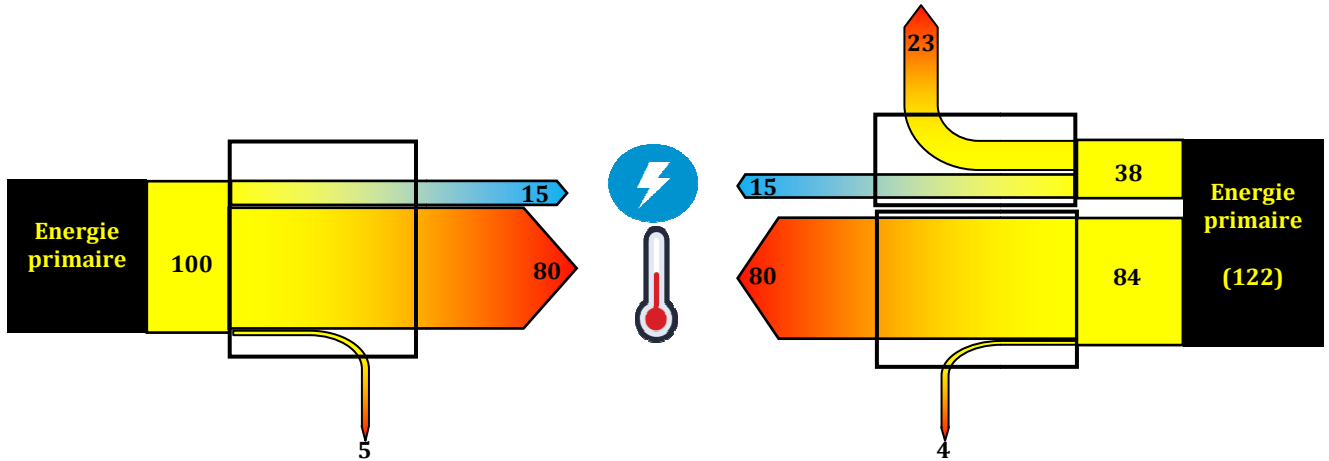


Fig. I.3 – Flux énergétiques pour des productions électriques centralisée et micro cogénérée.

L'exemple est donné à la figure I.3 sur la comparaison des flux énergétiques entre une production micro cogénérée de chaleur et d'électricité à gaz basée sur les résultats expérimentaux sur l'**Hybris Power** ($\eta_{th} = 80 \%$ et $\eta_{él} = 15 \%$, cf. Chapitre III) et un approvisionnement énergétique séparé basé sur une production électrique d'origine nucléaire ($\eta_{él} = 39 \%$) et sur un générateur thermique gaz individuel ($\eta_{th} = 95 \%$). L'utilisation rationnelle de l'énergie primaire permet d'en réduire sa consommation de l'ordre de 20 %. En plus de ces rendements, les systèmes de cogénération sont caractérisés par le rapport électricité/chaleur ou force/chaleur. Celui-ci sera appelé ratio caractéristique de puissance (RCP):

$$\sigma = \frac{P_{él}}{P_{th}} = \frac{\eta_{él}}{\eta_{th}} \quad (I.4)$$

Cet indicateur évalue la part de la production électrique par rapport à la production de chaleur (ou inversement). En pratique, la maximisation de ce ratio est recherchée afin de produire le plus d'électricité possible : l'électricité étant une énergie dite noble car possédant un haut contenu exergétique [FEI14] et économique (cf. chapitre V). Ce ratio peut également être décliné pour caractériser les besoins énergétiques des bâtiments comme l'illustre la figure I.4 sur les bâtiments résidentiels en France de 1982 à 2012 [ADE15-1].

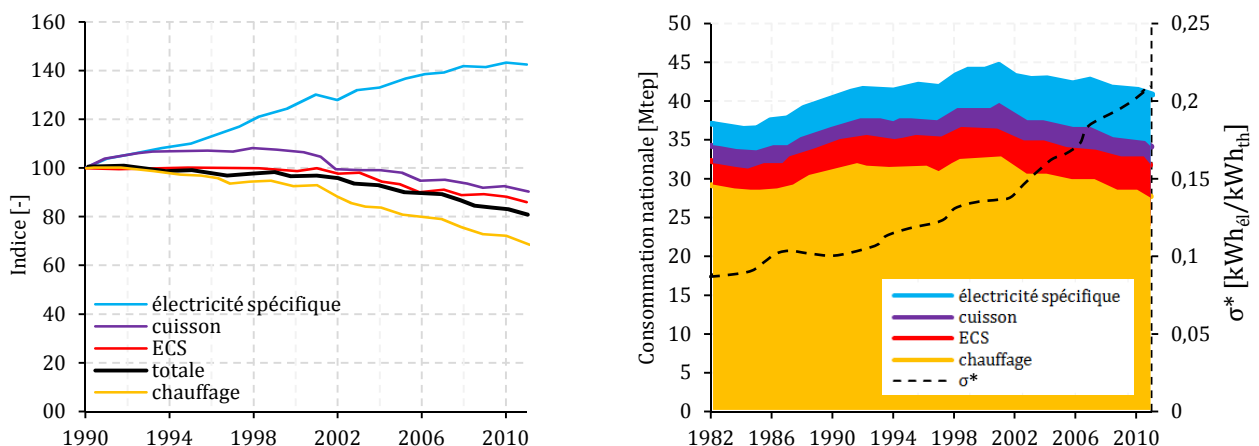


Fig. I.4 – Variation de l'indice des consommations énergétiques par logement (à gauche) et du RCP par rapport aux besoins énergétiques des résidences principales en France (à droite) [ADE15-1].

Le micro cogénérateur devra alors se rapprocher au plus près de ce ratio pour obtenir une adéquation entre la production et la demande énergétique, bien que les besoins électriques et thermiques soient décorrélés (saisonnalité des besoins thermiques et notamment de chauffage, pics de demandes électriques) (cf. Chapitre V). Ainsi, ce rapport évolue fortement depuis 30 ans du fait des politiques énergétiques tendant à réduire de manière drastique les besoins de chauffage et d'ECS (RT 2012 puis RT 2020 : -15 % sur les besoins d'ECS et -30% sur les besoins de chauffage) et du fait de l'apparition de nouveaux équipements électriques tels que le matériel informatique (ordinateurs fixes, ordinateurs portables, consoles de jeux), le matériel informatique portable (tablettes, téléphones), le matériel Hi-Fi (télévision, lecteurs) et le foisonnement des matériels électro ménagers (lave linge, sèche linge, lave vaisselle, etc.) (+ 40 % sur les besoins électriques spécifiques entre 1990 et 2011).

Ainsi, les évolutions conjuguées des consommations électriques et thermiques ont fait croître ce ratio (hors cuisson) à l'échelle de la France de 0,08 à 0,21, soit une hausse de 150 % sur 30 ans. Ce chiffre caractérise une moyenne nationale, une « signature énergétique », constituée de plusieurs types de bâtiments d'habitation. Le tableau. I.1 donne des ordres de grandeur de ratios caractéristiques sur les besoins RCB notés σ^* en utilisant des ratios classiques de besoins énergétiques pour un logement de 100 m² de quatre personnes [ADE15-1]. Le type de bâtiment va fortement influencer ce ratio qui peut varier du simple au triple.

Tab. I.1 – RCB sur les besoins énergétiques de trois types de bâtiments [ADE15-1].

	ECS	chauffage	électricité	σ^*
	[kWh _{th} /m ² /an]	[kWh _{th} /m ² /an]	[kWh _{él} /m ² /an]	[kWh _{él} .kWh _{th} ⁻¹]
ancien (<RT 2000)	30	150	25	0,15
rénovation (RT 2000 - RT 2005)	25	100	25	0,2
BBC (RT 2012)	20	25	25	0,5

I.3. Analyse exergetique

L'analyse énergétique ne prend pas en compte l'aspect « qualitatif » de l'énergie et considère uniquement un aspect « quantitatif ». L'exergie introduit la notion de « qualité » de l'énergie ; qualité au sens thermodynamique. Cette grandeur correspond au travail maximum récupérable d'une source d'énergie donnée (ou fraction maximum mécanisable) via une transformation thermodynamique réversible [BEN02]. Ce taux de récupération maximale est formulé analytiquement à l'aide de l'efficacité de Carnot η_{CARNOT} : efficacité maximale théorique pour la conversion de chaleur en travail [FEI14]. Cette grandeur est intrinsèquement liée aux niveaux de température d'une quantité d'énergie donnée. Ainsi, à température ambiante T_0 équivalente (température de l'air extérieur ou intérieur, température de nappe phréatique, etc.) une quantité d'énergie à basse température T_f aura une plus faible quantité d'exergie qu'une même quantité d'énergie à plus haute température T_c avec :

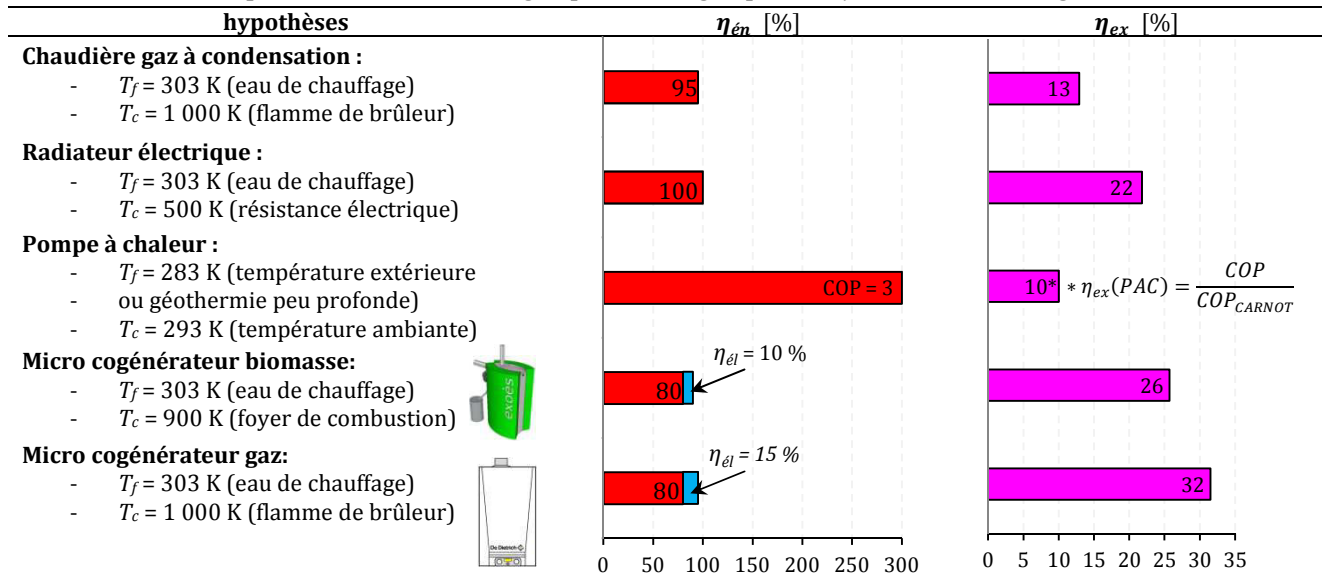
$$\eta_{CARNOT}^f = 1 - \frac{T_0}{T_f} < \eta_{CARNOT}^c = 1 - \frac{T_0}{T_c} \quad (T \text{ en K}) \quad (I.5)$$

Le rendement exergetique η_{ex} pondère donc les puissances ou les rendements électrique et thermique par l'efficacité de Carnot à l'aide des températures du puits froid (air ambiant, eau de refroidissement/de chauffage, etc.) T_f et de la source chaude (température de flamme, température de fumées, température ambiante, température d'eau circulant dans un capteur solaire, etc.) T_c [FEI14] :

$$\eta_{ex} = \frac{P_{él} + \left(1 - \frac{T_0}{T_f}\right) P_{th}}{P_{prim} \left(1 - \frac{T_0}{T_c}\right)} = \frac{\eta_{él} + \left(1 - \frac{T_0}{T_f}\right) \eta_{th}}{\left(1 - \frac{T_0}{T_c}\right)} = \frac{\eta_{él} + \eta_{CARNOT}^f \eta_{th}}{\eta_{CARNOT}^c} \quad (I.6)$$

La cogénération possède un rendement exergetique plus élevé par rapport aux autres technologies de production de chaleur car elle utilise de manière rationnelle l'énergie primaire dont elle dispose (cf. Fig. I.2) et exploite les hautes températures pour produire de l'électricité. Des rendements énergétiques et exergetiques des moyens de production de chaleur courants pour des applications de chauffage de bâtiments et pour une température ambiante de référence $T_0 = 273 \text{ K}$ sont donnés au Tab. I.2. Les deux technologies de micro cogénération testées dans le cadre de cette thèse y sont évaluées (cf. Chapitres III et IV).

Tab. I.2 – Exemples de rendements énergétiques et exergetiques de systèmes de chauffage conventionnels.

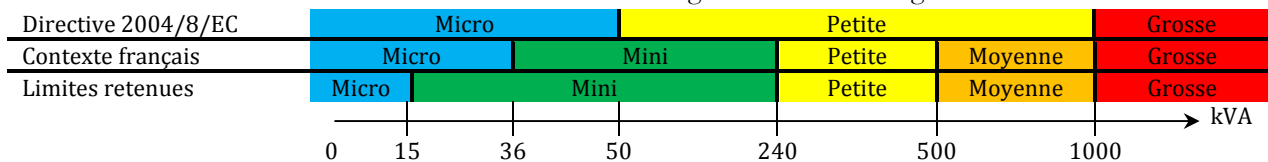


Remarque : dans la suite du document, la notion de rendement employée seule correspondra par défaut à un rendement énergétique.

I.4. Les technologies et les différentes échelles de cogénération : de la macro cogénération nucléaire à la micro cogénération

La directive 2004/8/EC [UE04] sur la promotion de la cogénération définit une classification suivant les niveaux de puissance des systèmes de micro cogénération (cf. Tab. I.3). Ce tableau donne aussi la classification adaptée au contexte français où la limite de la basse tension est fixée à 36 kVA et de la haute tension à 240 kVA.

Tab. I.3 – Segmentation de la cogénération.



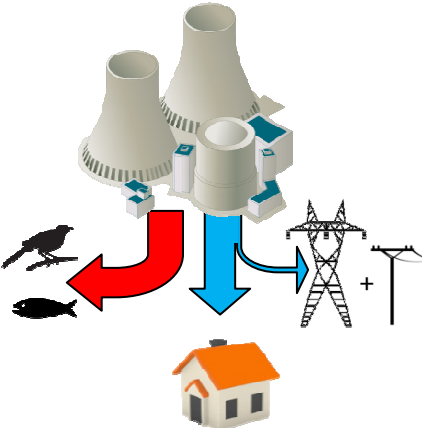
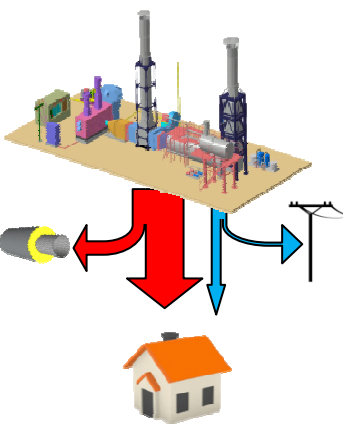
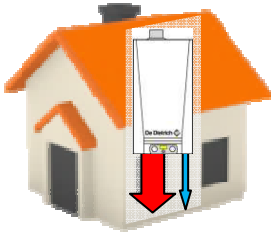
Le principe de cogénération n'a pas de limitation en termes de puissance. Ainsi, il est possible de réaliser des centrales de cogénération nucléaires où la chaleur fatale est valorisée dans des réseaux de chaleur urbains ou des process industriels [AIE97]. Safa [SAF12] précise qu'il n'y a aucun verrou technique ou économique à leur développement. Depuis 1956, des pays au climat froid utilisent cette technologie du fait de la forte demande de chaleur en hiver (Suisse, République Tchèque, Finlande, Kazakhstan) : 74 réacteurs sur les 432 réacteurs en service dans le monde fonctionnent de manière partielle ou totale sur ce principe (2013).

Aussi, la chaleur de certaines centrales nucléaires est valorisée dans des usines de dessalement d'eau de mer (Inde, Golfe persique). Cependant, en général, les moyens de productions d'électricité centralisés et en particulier les centrales nucléaires sont optimisés pour la production électrique uniquement, ont des niveaux de puissance et une localisation isolée et éloignés des centres urbains principalement pour des raisons de sécurité. Toutes ces contraintes rendent une valorisation locale et aisée de la chaleur difficile sans un engagement fort des institutions et des producteurs historiques. Aussi, cette énergie thermique bon marché viendrait en concurrence des systèmes de chauffage conventionnels et donc des industriels du secteur : fabricants et fournisseurs de combustible. De plus, une application de cogénération nucléaire implique une baisse des rendements électriques de manière à obtenir des niveaux de température compatibles avec un réseau de chaleur. En effet, les rejets thermiques sont à basse température (< 40 °C) alors qu'une valorisation dans un réseau de chaleur requiert des niveaux de température plus élevés (> 100 °C) qui vont venir dégrader le rendement électrique [SAF12]. En particulier, Safa [SAF12] réalise une étude de faisabilité sur l'opportunité de convertir la centrale nucléaire de Nogent sur Seine en centrale de cogénération nucléaire pour alimenter le réseau de chaleur de Paris (distante de 140 km). Il établit qu'il est possible d'atteindre des rendements globaux de l'ordre de 70 % et un temps de retour sur investissement raisonnable malgré les pertes sur la production électrique.

La cogénération (grosse, moyenne ou petite) permet de pallier ce problème d'éloignement et de sécurité et met en œuvre des niveaux de puissance thermiques et électriques compatibles avec une valorisation locale (réseau de chaleur urbain par exemple).

Enfin, la micro cogénération permet quant à elle d'autoproduire et d'autoconsommer in situ sans solliciter le réseau ou en le sollicitant modérément et localement : le bâtiment devient « consom'acteur ». Le tableau I.4 récapitule les points forts et faibles de trois échelles de production électrique.

Tab. I.4 – Comparaison énergétique de la production électrique centralisée par centrales nucléaires et par cogénération avec la production décentralisée par micro cogénération.

Production centralisée	Production centralisée par cogénération	Production décentralisée par micro cogénération
Avantage : -hauts rendements électriques (~40 %)	Avantage : -hauts rendements globaux (~70-90 %)	Avantages : -hauts rendements globaux (> 90 %), -pertes sur les réseaux réduites (autoconsommation), -réduction des pointes d'injection sur le réseau (autoconsommation).
Inconvénients : -chaleur fatale non récupérée -chaleur fatale difficilement récupérable -rendements globaux faibles (~40%) -pertes sur le réseau électrique BT & HT	Inconvénients : - faibles rendements électriques (~25 - 30%) -pertes sur les réseaux électrique BT et thermique	Inconvénient : - faibles rendements électriques (~5-30 %)
		

I.5. Les différentes technologies de cogénération

Le terme de cogénération est générique et définit un principe qui se décline en différentes technologies. De plus, ces technologies de cogénération ne se cantonnent pas uniquement aux moteurs thermiques ni aux combustibles fossiles mais peuvent exploiter divers phénomènes physiques. D'importants travaux bibliographiques sur les différentes technologies de micro cogénération ont été réalisés [ONO06] [CAR07] [DON09] [BIA12] et [TAU15].

D'abord, il existe donc plusieurs types de conversion d'énergie utilisés dans des applications de cogénération pour la production d'électricité exploitant divers phénomènes physiques:

- une conversion **thermodynamique** exploitant des sources chaudes et des puits froids pour produire du travail (cycle de Rankine, de Stirling, de Joule, d'Ericsson, *etc.*),
- une conversion **thermochimique** exploitant des réactions de combustion (moteur à combustion interne) ou d'oxydoréduction (pile à combustible),
- une conversion **thermoélectrique** exploitant la lumière (photons) ou la chaleur transformée directement par un matériau en tension électrique (effets photovoltaïque, thermophotovoltaïque ou Seebeck),
- une conversion **thermomagnétique** exploitant l'effet magnétocalorique de matériaux qui génère un champ magnétique sous une sollicitation thermique,
- une conversion **thermoacoustique** exploitant les différences de pression/température induites par des ondes acoustiques générées dans un résonateur adapté.

Ensuite, tous ces types de conversion peuvent être classés en deux catégories :

- les conversions **directes et statiques** qui ne nécessitent aucun élément intermédiaire mobile entre la source d'énergie primaire et la production d'énergie électrique (cellule photovoltaïque, matériau magnétocalorique, cellule thermoélectrique, stack de piles à combustible).
- les conversions **indirectes et mobiles** (ou conversions thermomécaniques) qui nécessitent un organe à pièces mobiles de manière à convertir le travail disponible dans un fluide en force puis en électricité (pistons ou turbines).

A priori, la technologie de cogénération est compatible avec tout type d'énergie primaire, que ce soit les énergies renouvelables (huile végétale, biogaz, biomasse, solaire) ou les énergies non renouvelables : la plupart étant fossiles (gaz, pétrole, charbon, nucléaire) (*cf.* Tab. I.5).

Tab. I.5 – Technologies de cogénération et compatibilité avec les combustibles usuels.

(possible, difficile, impossible).

		renouvelable				fossile			
		huile végétale	biogaz	biomasse	solaire*	gaz	pétrole	charbon	nucléaire
mobile	thermodynamique								
	magnétocalorique								échelle ¹
	thermochimique (MCI)			gazéification ²				gazéification ²	
statique	thermoacoustique								échelle ¹
	thermochimique (PàC)	gazéification		gazéification			gazéification	gazéification	
	photovoltaïque								
	thermophotovoltaïque				spectre ³				échelle ¹
	thermoélectrique							échelle ¹	

* l'énergie solaire est intermittente au contraire des autres sources d'énergie primaire renouvelables citées

¹ la difficulté de mise en œuvre du combustible nucléaire réside dans l'échelle de puissance importante requise pour des raisons économiques et de sécurité

² la gazéification de la biomasse permet son utilisation dans toutes les technologie à gaz

³ la technologie thermophotovoltaïque est optimisée pour le spectre infrarouge et non pour le spectre visible (solaire)

I.5.1. La cogénération thermodynamique

I.5.1.1. Les turbines à vapeur (TV)

Les cycles de turbines à vapeur utilisent l'eau comme fluide de travail au travers le cycle de Rankine. Un générateur thermique (ou évaporateur) produit de la vapeur à haute pression qui est ensuite détendue dans une turbine. La vapeur est ensuite condensée entièrement de manière à être pompée de la basse pression vers la haute pression. Ce cycle est décrit sur la figure I.5.

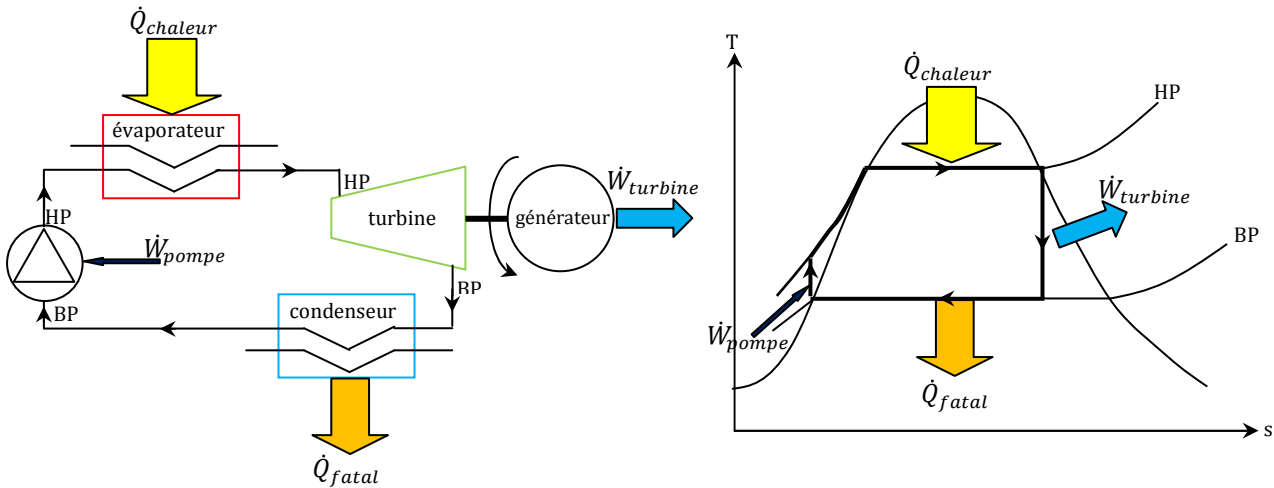


Fig. I.5 – Principe d'un cycle thermodynamique de Rankine.

I.5.1.2. Les turbines à vapeur à fluide organique ou moteurs ORC (Organic Rankine Cycle)

Les moteurs ORC utilisent le cycle de Rankine dit « organique » qui est une variante du cycle de Rankine et ne diffère que par l'utilisation d'un autre fluide que de l'eau pure. Les inconvénients majeurs du cycle de Rankine utilisant l'eau comme fluide de travail sont les niveaux de température et de pression importants requis pour l'évaporation et le fonctionnement optimal du cycle. L'utilisation d'autres fluides dits « organiques » à haute masse moléculaire et à basse température d'évaporation permet d'exploiter des sources de chaleur plus froides pour la production d'électricité [TAU15]. Ces fluides induisent également une vitesse de rotation plus faible des turbines, ce qui rend plus aisé un couplage direct avec un alternateur. En pratique, des huiles minérales, des hydrocarbures, des huiles synthétiques (silicone) ou des huiles halogénées sont utilisés. Les moteurs ORC sont utilisés à petites et moyennes puissances (de quelques kW_{el} à quelques MW_{el}) et notamment pour des applications de cogénération (mini ou micro cogénération) (cf. Fig. I.19 page 40). Différents systèmes de micro cogénération ORC existent sur le marché (**Flow, Novatek, EnefTech, Exoès, Genlec, etc.**).

I.5.1.3. Les moteurs à vapeur (MV)

Les moteurs à vapeur reposent sur le cycle de Rankine ; la différence avec les ORC ou les turbines réside dans l'utilisation d'un moteur à pistons pour la détente de la vapeur. La vapeur à haute pression pénètre dans des chambres ou chapelles situées en amont de pistons. La vapeur se détend en poussant un piston jusqu'à s'échapper via des soupapes. La vapeur va ensuite être condensée dans un échangeur de chaleur (condenseur). Pour une application de cogénération, le condenseur va servir de générateur de chaleur. Un système de bielles/manivelles ou des aimants permanents permettent ainsi de générer de l'électricité. Les moteurs à vapeur présentent certains avantages comparés à toutes les autres technologies de cogénération : ce sont des systèmes simples, éprouvés et matures puisqu'ils existent depuis 1782 et le premier moteur à vapeur conçu par **James Watt**. Leur conception est bon marché et la vapeur est un fluide bien maîtrisé et facile à générer avec tout type d'énergie primaire (solaire, biomasse, fossile, nucléaire) (cf. Tab. I.5). Ce cycle est décrit sur la figure I.6.

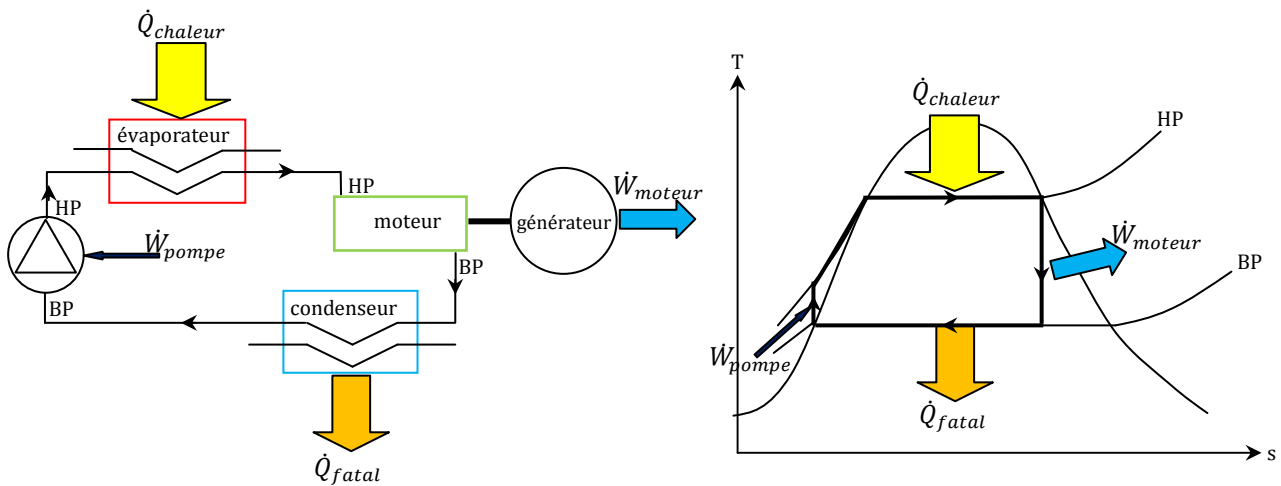


Fig. I.6 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Rankine.

La figure I.7 représente le fonctionnement d'un moteur à vapeur linéaire à piston libre utilisée dans le micro cogérateur biomasse **BisON** (cf. chapitre IV).

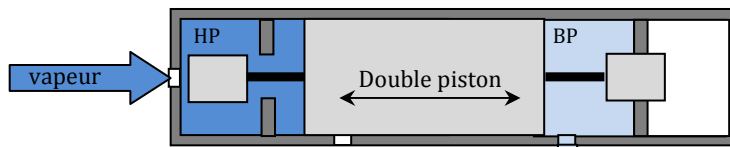


Fig. I.7 – Schéma de principe d'un moteur à vapeur linéaire à piston libre.

1.5.1.4. Les turbines à combustion (TAC) ou turbines à gaz (TG)

La turbine à gaz est une machine thermodynamique et thermochimique faisant partie des moteurs à combustion interne. Son fonctionnement repose sur un cycle de Brayton qui peut être ouvert ou fermé (cf. Fig. I.8). Une chambre de combustion mélange un combustible avec de l'air sous pression. Ce mélange de gaz de combustion est ensuite détendu dans une turbine actionnant un arbre d'accouplement. Celui-ci permet à la fois d'actionner le compresseur et d'alimenter le générateur pour la production d'électricité. Pour des applications de micro cogénération le terme de micro turbine est employée. La société néerlandaise **Micro Turbine Technology BV (MTT BV)** est une des seules à proposer un système commercialisé sur le marché (système **Enertwin**).

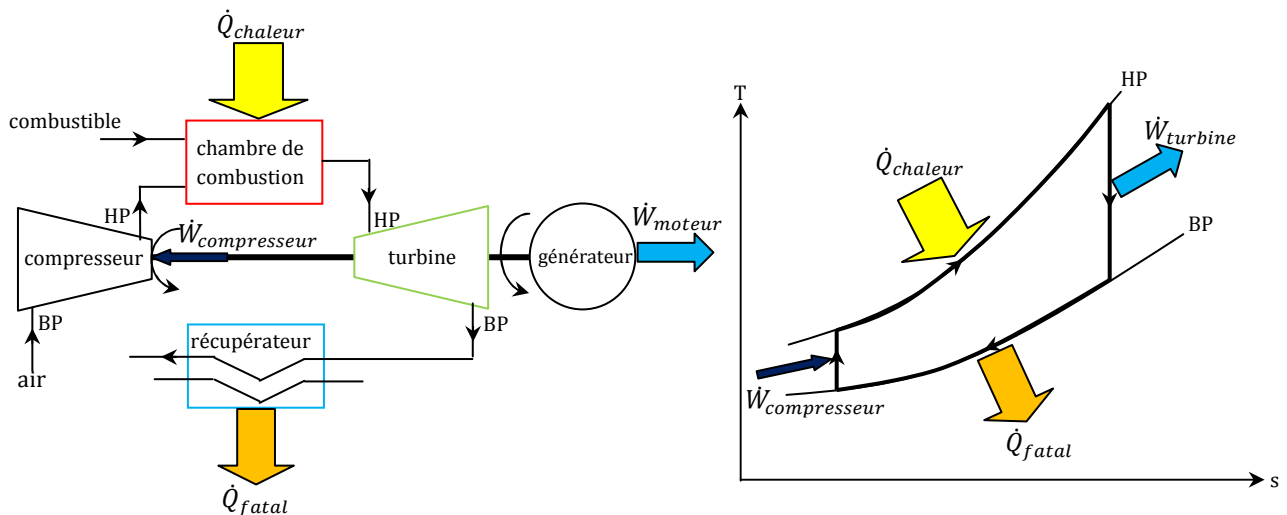


Fig. I.8 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Brayton.

I.5.1.5. Les centrales à cycles combinés gaz (CCCG) ou turbines gaz vapeur (TGV)

Les CCCG ou les TGV reprennent le principe d'une TAC en combinant les cycles de Brayton et de Rankine. Une turbine à vapeur est montée en cascade d'une turbine à combustion d'où la chaleur fatale est récupérée. La chaleur des gaz d'échappement permet de produire de la vapeur pour la turbine an aval du système. Cette technologie permet d'atteindre des rendements électriques de l'ordre de 55 à 60 % pour des niveaux de puissance importants [TAU15]. Le fonctionnement de ce cycle est représenté sur la figure I.9.

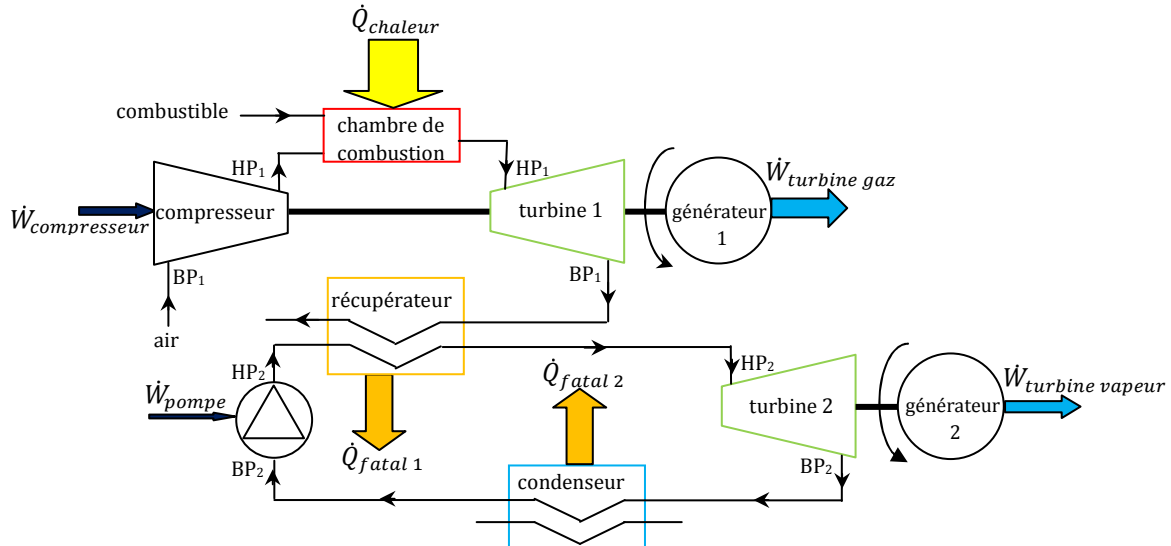


Fig. I.9 – Principe d'un cycle thermodynamique de type CCG ou TGV.

I.5.1.6. Les moteurs à combustion

I.5.1.6.1. Les moteurs à combustion interne (MCI)

Les moteurs à combustion interne exploitent la combustion rapide (assimilable à une explosion) d'un combustible confiné à l'intérieur de cylindres ou de chambres. L'énergie chimique du combustible est transformée en énergie mécanique par le mouvement linéaire alternatif de pistons. Un système de bielles/vilebrequins/manivelles permet de récupérer cette force sur un arbre d'accouplement. Ce dernier permet d'alimenter un alternateur dans le cas d'une production d'électricité. Le moteur à combustion interne repose sur le cycle thermodynamique idéal de Beau de Rochas (cf. Fig. I.10). Il se décline en deux types : les moteurs à 2 ou 4 temps. Différents industriels proposent des systèmes commerciaux sur le marché (**Viessmann, ESS, Solo, Cogengreen, Honda, AISON SEIKI, SenerTec, Yanmar, Ecopower, etc.**).

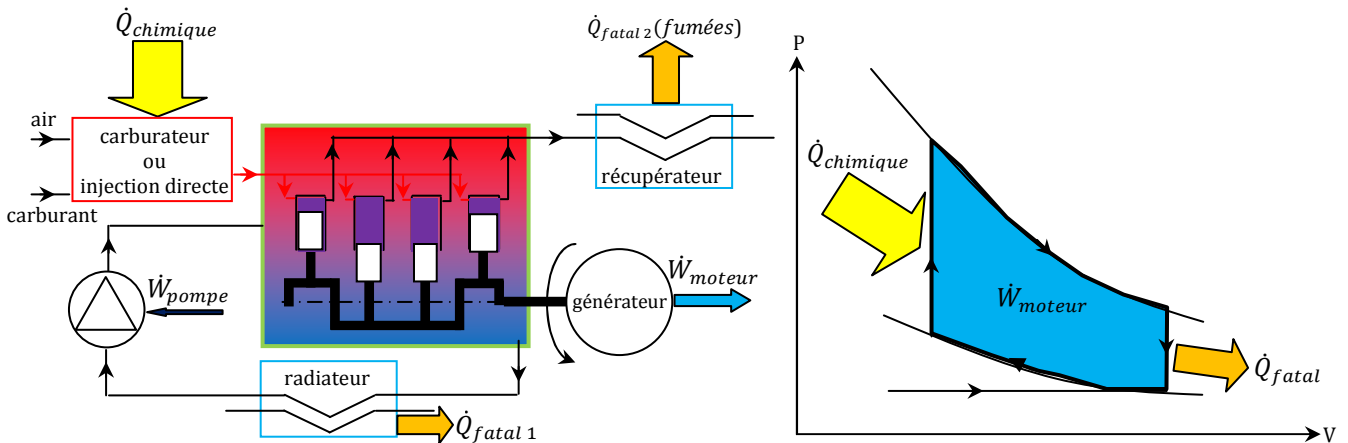


Fig. I.10 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Beau de Rochas et schéma de fonctionnement d'un moteur à combustion interne à 4 cylindres.

1.5.1.6.2. Les moteurs à combustion externe (MCE)

Les moteurs à combustion externe (ou moteurs à air chaud ou moteurs à apport de chaleur externe) sont des machines thermiques basées sur un puits froid et une source chaude. L'énergie mécanique est produite via un fluide caloporteur qui suit un cycle thermodynamique ouvert ou fermé. Historiquement, le fluide de travail a été l'air, d'où la dénomination « moteur à air chaud » mais les technologies récentes utilisent des fluides comme l'azote, l'hélium ou l'hydrogène à haute pression. Cette technologie présente le grand avantage de pouvoir valoriser des sources de chaleur externes diverses avec ou sans combustion (biomasse, déchet, brûleur, solaire). Deux cycles se distinguent : le cycle de Stirling et le cycle d'Ericsson. Il est à noter que le moteur à vapeur peut être considéré comme un moteur à combustion externe où le fluide de travail est la vapeur d'eau.

a. Les moteurs Stirling (MS)

Le moteur Stirling est un moteur qui produit de l'énergie mécanique par le mouvement de pistons. Ce mouvement provient de cycles de réchauffement/refroidissement d'un fluide de travail monophasique gazeux confiné dans une enceinte sous pression provoquant sa détente et sa compression. La version la plus simple de ces moteurs repose sur un cylindre renfermant un fluide de travail, un piston, un déplaceur et un régénérateur (cf. Fig. I.11). Le déplaceur sert à mouvoir le fluide de travail vers chaque échangeur, alternativement chaud et froid. Le régénérateur est la grande innovation apportée par Robert Stirling car celui-ci permet d'absorber et de restituer la chaleur afin de ne pas réchauffer le piston devant rester froid et de ne pas refroidir le piston devant rester chaud. Il joue un rôle tampon et permet d'obtenir de meilleurs rendements mécaniques. Il existe une multitude de variantes de moteurs Stirling (type α , type β , type γ , Martini, Ringbom, moteur à piston et déplaceur libre, moteur à double effet, moteur Fluidyne, etc.) [GRA15]. Quelques sociétés proposent des moteurs Stirling à l'état commercial conçus pour des applications de micro cogénération (**Microgen, Qnergy, Sunmachine, WhisperGen, SOLO ou GenoaStirling**).

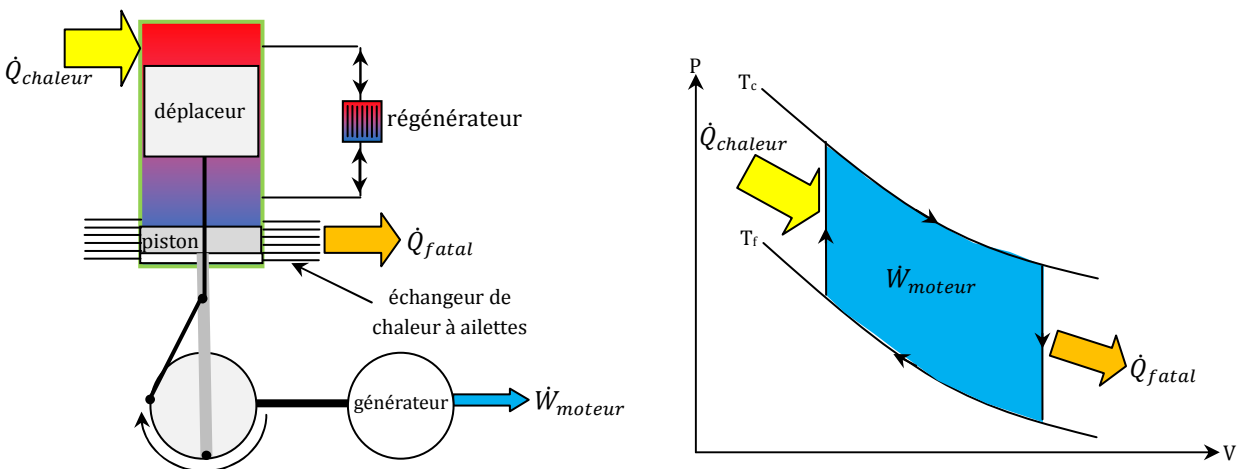


Fig. I.11 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Stirling et du fonctionnement d'un moteur de type β .

b. Les moteurs Ericsson (ME)

Le moteur Ericsson est un moteur qui produit de l'énergie mécanique par le mouvement alternatif de pistons issus de cycles de réchauffement/refroidissement d'un fluide de travail monophasique gazeux confiné dans deux enceintes de compression et de détente. Il fonctionne selon le cycle de Joule. A la différence du moteur Stirling, il possède des organes d'isolement (soupapes de contrôle) à l'échappement et à l'admission de ses cylindres de compression et de détente. Trois configurations de moteur Ericsson se distinguent : à cycle ouvert sans récupérateur (cf. Fig. I.12), à cycle ouvert avec récupérateur et à cycle fermé avec récupérateur et avec refroidisseur [TOU10]. Aucune solution commerciale de moteur Ericsson n'existe jusqu'à présent. Seules les sociétés **Assystem** associée au laboratoire **Femto-st** de Belfort (moteur à cylindrée variable) [DOU15] et **Enerbiom** associée au laboratoire **TEMPO** de Valenciennes [CRE13] travaillent sur le développement de moteurs de ce type en France.

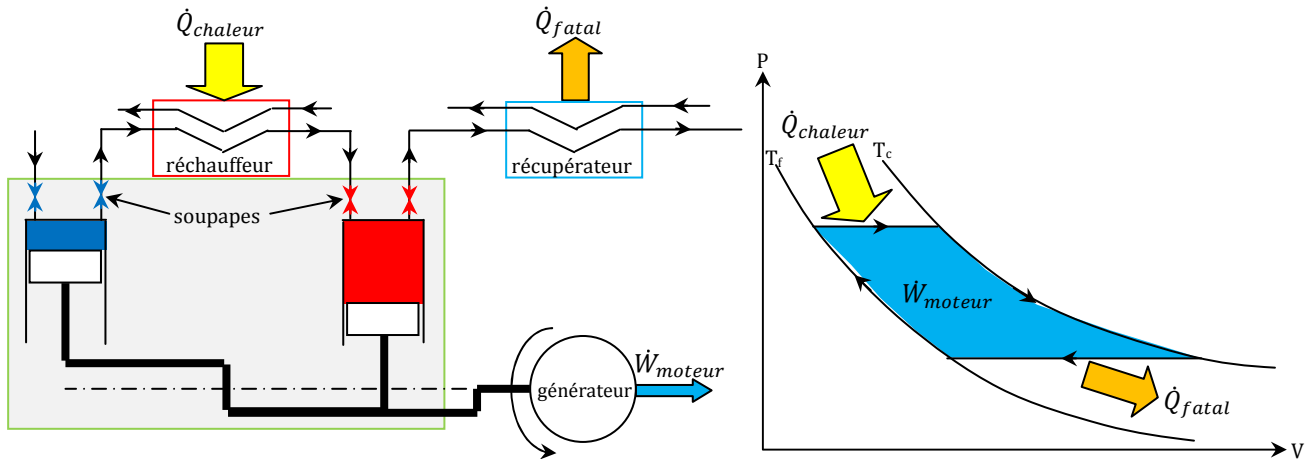


Fig. I.12 – Principe d'un cycle thermodynamique idéal d'Ericsson (ou de Joule) et du fonctionnement d'un moteur Ericsson à cycle ouvert avec réchauffeur (sans récupérateur intermédiaire).

I.5.2. La cogénération thermochimique : les piles à combustible

Une pile à combustible est une pile électrochimique où l'oxydation d'un combustible réducteur (principalement l'hydrogène) sur une électrode combinée à la réduction d'un oxydant (principalement l'air) sur l'autre électrode génère en courant électrique (cf. Eq. I.7 et Fig. I.13). La combustion de l'hydrogène produit de la vapeur d'eau par laquelle est récupérée la chaleur pour des applications de micro cogénération. L'hydrogène provient la plupart du temps du reformage (sec ou humide) ou de l'oxydation partielle du méthane. Cette technologie permet d'atteindre des rendements électriques très élevés jusqu'à 60 %. Cependant l'énergie consommée pendant la phase de reformage limite le rendement global à environ 90 %. Il existe une dizaine de technologies différentes mais deux émergent pour des applications de micro cogénération :

- les technologies à membrane d'échange de protons (PEMFC),
- les technologies à oxydes solides (SOFC) qui ont la particularité de fonctionner à très haute température (jusqu'à 1 000 °C).

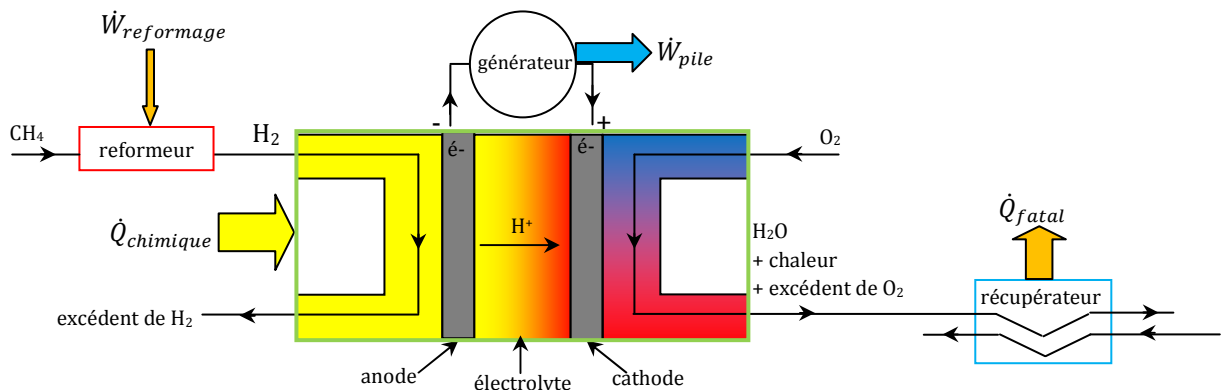
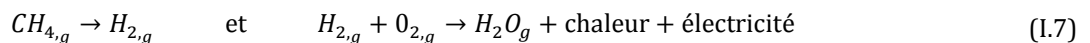


Fig. I.13 –Principe de fonctionnement d'une pile à combustible à hydrogène.

Différents systèmes commerciaux existent déjà sur le marché utilisant les deux technologies dites SOFC (Topsoe, De Dietrich, CFCL, JX, Ceres Power, Vaillant, Kyocera, Hexis, etc.) et PEMFC (Viessmann, Vaillant, IRD, Baxi Innotech, Elcore, Panasonic, JX, Toshiba, ClearEdge Power, etc.).

I.5.3. La cogénération photovoltaïque ou thermophotovoltaïque

I.5.3.1. Panneaux photovoltaïques basse température (PV-BT)

La cogénération photovoltaïque ou thermophotovoltaïque basse température consiste à refroidir un panneau photovoltaïque classique ou thermophotovoltaïque par sa face arrière à l'aide d'un fluide caloporteur (panneau solaire hybride). Un matériau thermophotovoltaïque est un matériau photovoltaïque optimisé pour convertir un rayonnement de type infrarouge (flamme, source de chaleur, *etc.*) alors qu'un panneau photovoltaïque convertit en majorité un rayonnement de type visible (solaire). Qui donne un des rares exemples de prototype thermophotovoltaïque [QIU14]. Le rendement électrique étant de l'ordre de 5 à 25 %, l'énergie restante est réfléchi ou convertie en chaleur. Le fluide va donc permettre à la fois de récupérer cette chaleur à des fins de chauffage, d'ECS ou de préchauffage d'air neuf pour la ventilation et d'augmenter les performances électriques car le rendement électrique est thermosensible. Il existe deux variantes (cf. Fig. I.14) :

- un panneau photovoltaïque classique équipé d'un échangeur thermique en face arrière (par tubes [ZON03] et [FRA07] ou par nappe [BLA10]),
- un panneau solaire thermique dont l'absorbeur est remplacé par un panneau photovoltaïque [FRA07].

Il est à noter qu'il est possible d'utiliser un refroidissement passif par convection pour une valorisation de préchauffage de ventilation par exemple : il s'agit toujours de cogénération.

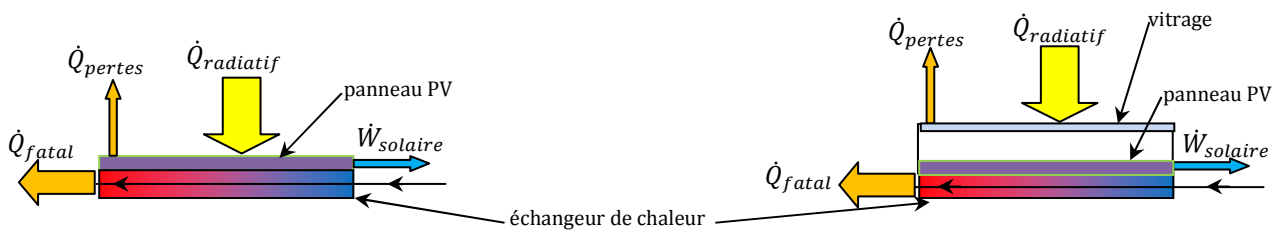


Fig. I.14 – Principe de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque ou thermophotovoltaïque hybride (à gauche) et thermique hybride (à droite).

I.5.3.2. Cellules photovoltaïques à concentration (CPV-HT)

La technologie solaire photovoltaïque à concentration consiste à concentrer un flux solaire à l'aide de dispositifs optiques (lentilles, miroirs de Fresnel, miroirs paraboliques, *etc.*) sur une cellule photovoltaïque dite multi-joints à haut rendement de conversion électrique : de 30 à 40 % voire jusqu'à 50 % à moyen terme [AIK12] (cf. Fig. I.15). Ces cellules étant onéreuses, le flux solaire est concentré de 2 à 1 500 fois en pratique sur une petite cellule pour maximiser sa production. Les densités de flux solaire concentré étant importantes, il est nécessaire de refroidir les cellules constamment et activement afin de maintenir des rendements de conversion élevés et de garantir la durabilité de la cellule et des matériaux. Cette chaleur fatale peut ainsi être valorisée pour des applications de dessalement, de climatisation à absorption, *etc.* Plusieurs industriels proposent des solutions à l'état commercial (**Soitec, Heliotrop, SoI3G, Pyron Solar, Sunrgi, Solar systems, etc.**).

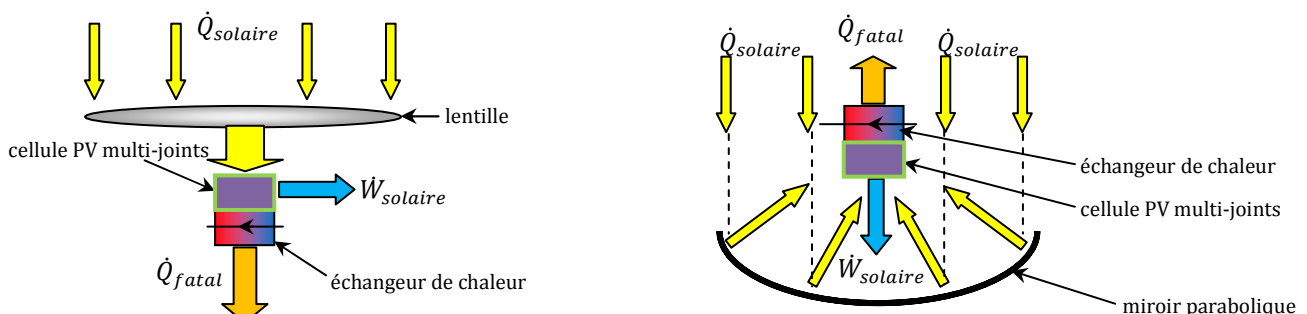


Fig. I.15 – Principe de fonctionnement d'un système solaire photovoltaïque à concentration à lentille convergente (à gauche) et à miroir parabolique (à droite).

I.5.4. La cogénération thermoélectrique : module Peltier ou thermopile

Un module thermoélectrique (MTE) exploite l'effet Seebeck : deux jonctions de deux matériaux conducteurs différents génèrent une différence de potentiel électrique lorsque celles-ci sont soumises à des températures différentes. Les thermocouples exploitent cet effet (l'effet réciproque est l'effet Peltier). En pratique, un module électrique est constitué de deux plaques dont l'une est en contact avec une source chaude (flamme, flux solaire, eau chaude, etc.) et l'autre avec un puits froid ce qui génère un courant électrique (cf. Fig. I.16).

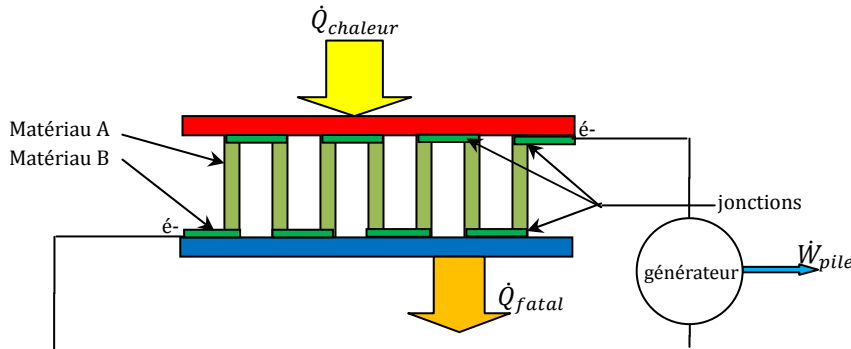


Fig. I.16 – Principe de fonctionnement d'un système thermoélectrique.

L'ordre de grandeur des rendements de conversions électriques va de 1 à 10 % au maximum pour des applications de micro cogénération [ALA14]. L'avantage principal réside dans sa simplicité de mise en œuvre (modules statiques) et son coût relativement faible. Le principal inconvénient est le faible rendement de conversion électrique. Cette technologie est utilisée en cogénération pour récupérer la chaleur de gaz d'échappement ou pour exploiter la chaleur d'un foyer de combustion (insert, cheminée).

I.5.5. La cogénération thermomagnétique

Un module thermomagnétique exploite le phénomène magnétocalorique de certains matériaux qui subissent un changement de température quasi-instantané sous l'action d'un champ magnétique externe au matériau. En jouant sur des cycles d'aimantation/désaimantation, il est possible de créer une pompe à chaleur et en utilisant une source chaude et un puits froid, de créer une machine thermique (moteur). Kitanovski *et al.* [KIT08] [KIT10] proposent ainsi d'utiliser ce procédé via une « roue magnétocalorique » pour produire de l'électricité (cf. Fig. I.17).

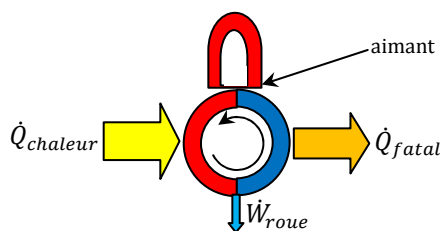


Fig. I.17 – Principe de fonctionnement d'un moteur rotatif magnétocalorique.

I.5.6. La cogénération thermoacoustique

Un générateur thermoacoustique (GTA) consiste à exploiter l'effet thermoacoustique produit dans un résonateur de grande amplitude pour générer de l'électricité. Cet effet convertit une onde acoustique en énergie thermique au sein d'un résonateur équipé d'un régénérateur (ou stack) et réciproquement. Le fluide va se détendre dans les « creux » de pression et va se comprimer dans les « pics ». En plaçant les échangeurs de manière judicieuse (espacés d'une demi-longueur d'onde) il est possible de générer des ondes acoustiques et de les convertir en électricité via un transducteur électroacoustique (microphone) ou un alternateur linéaire (piston) (cf. Fig. I.18).

Un cycle thermoacoustique est analogue au cycle thermodynamique de Stirling. L'absence de pièces mobiles ainsi que la possibilité d'une combustion externe en fait une technologie prometteuse. La société **Qnergy** a ainsi réussi en 2014 à produire 1 kW_{el} à l'aide d'un moteur Stirling thermoacoustique placé au foyer d'un miroir parabolique solaire [QNE15].

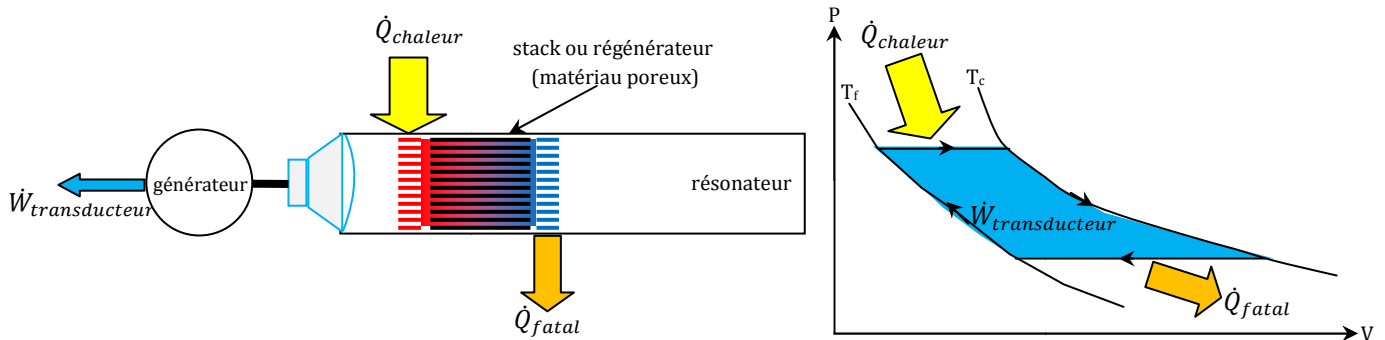


Fig. I.18 – Principe d'un cycle thermodynamique de Stirling et du fonctionnement d'un générateur thermoacoustique.

I.6. Bilan des technologies de micro cogénération

La figure I.19 présente un comparatif des différentes technologies de cogénération présentées précédemment en les classant selon leurs niveaux de puissance électrique et leurs rendements électriques. Les technologies présentes sur le laboratoire **Climatherm** de l'INSA de Strasbourg sont représentées également, à savoir : un moteur à combustion interne gaz, une pile à combustible gaz, un moteur Stirling gaz et un moteur à vapeur biomasse (cf. Chapitre V). Cette classification se base sur le travail important de bibliographie de Tauveron [TAU15] (1 100 références), de Bianchi [BIA12], sur l'ensemble des références citées ci-avant ainsi que sur les données techniques des constructeurs. Cette classification ne concerne que des installations existantes, des systèmes commerciaux ou des études expérimentales de prototypes de laboratoire.

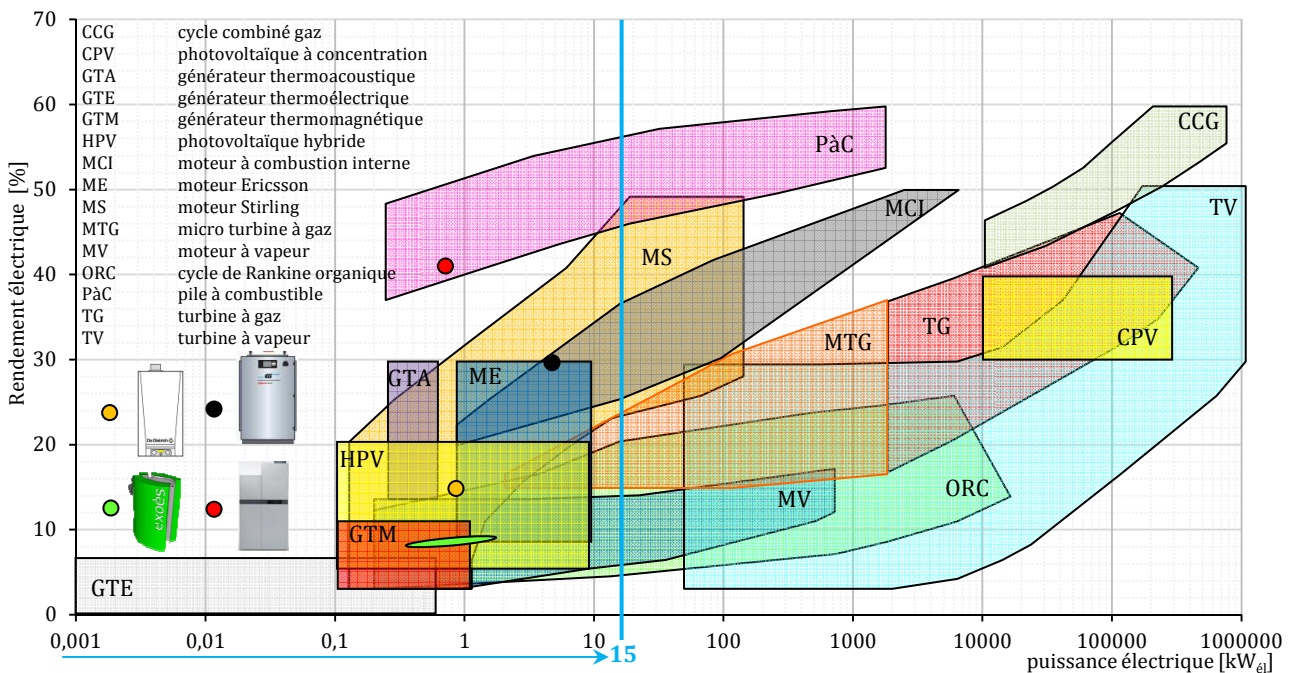


Fig. I.19 – Cartographie de performances électriques des différentes technologies de cogénération.

Cette représentation permet de mettre en évidence les technologies compatibles avec des applications de micro cogénération (puissance électrique inférieure à 15 kW_{él}) et montre l'effet d'échelle qui permet d'améliorer les rendements électriques d'une même technologie en augmentant ses dimensions. C'est tout l'enjeu de la micro cogénération : obtenir des rendements électriques élevés malgré des puissances nominales relativement faibles. Il ressort que les technologies de piles à combustible, de moteur Stirling et de moteur à combustion interne sont les technologies qui proposent les meilleures performances énergétiques avec des rendements allant de 25 % à 50 % pour une puissance cible de 1 kW_{él}. Les moteurs à vapeur et les moteurs ORC présentent des rendements limités de l'ordre de 10 à 15 % mais offrent des avantages d'ordre économique et technique (systèmes matures et bon marché).

I.7. Les autres types de cogénération ou polygénération

I.7.1. La cogénération froide

La cogénération froide consiste à produire de la force et indirectement de l'énergie frigorifique [FEI14] (cf. Fig. I.20).

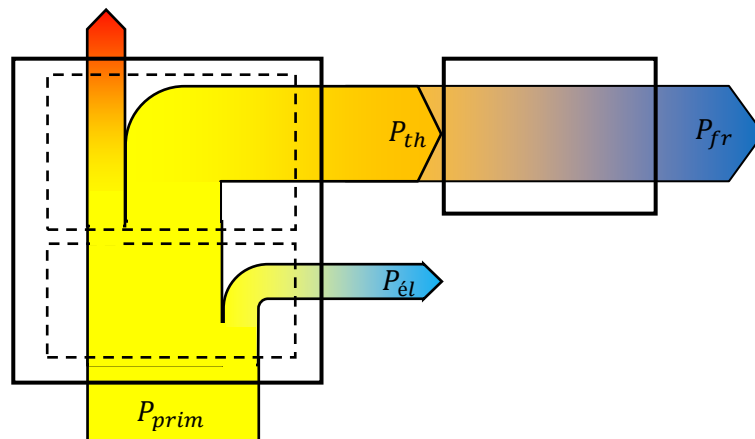


Fig. I.20 – Répartition des flux énergétiques dans le cas d'une cogénération froide.

La chaleur produite par les unités de micro cogénération est utilisée dans des machines à sorption (adsorption si solide, absorption si gaz) afin de produire de l'énergie frigorifique. Ces applications seront par exemple intéressantes dans des zones géographiques à climat chaud, dans l'industrie à besoins frigorifiques importants et constants (agroalimentaire, conservation) ou dans des réseaux de chaleur afin d'avoir un fonctionnement continu sur l'année : cogénération chaude pour le chauffage en hiver, et cogénération froide pour la climatisation en été. L'utilisation de la cogénération froide est aussi très pertinente à la fois pour refroidir les datacenters et pour les alimenter en électricité : ces deux besoins étant de plus très stables sur l'année. La cogénération permet également dans ce cas de garantir une sécurité d'approvisionnement par rapport au réseau.

I.7.2. La cogénération eau-électricité

La cogénération eau-électricité utilise la chaleur pour produire de l'eau douce (soit dessalement par distillation d'eau de mer, soit purification par distillation d'eau souillée). La chaleur alimente alors le processus de distillation en évaporant l'eau qui sera re-condensée ensuite. Ce processus peut aussi être décliné en tri-génération en n'exploitant qu'une partie de la chaleur pour la production d'eau potable : le restant étant utilisé pour couvrir des besoins thermiques (chauffage, ECS, process) ou frigorifiques (climatisation, conservation). Le projet **Micosol** porté par la société **Exoès** met par exemple en œuvre une cogénération solaire eau potable-électricité [EXO15] (cf. Fig. I.21).

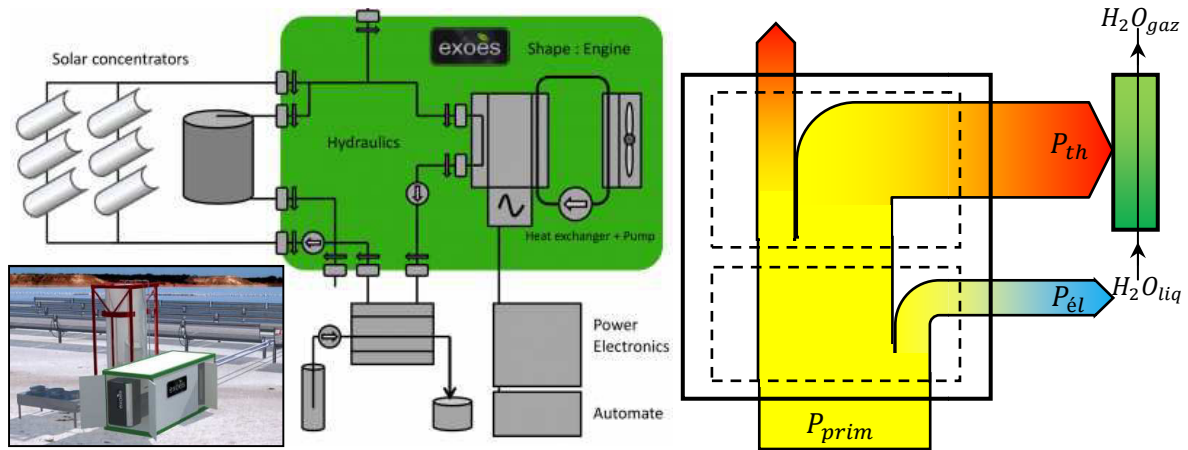


Fig. I.21 – Description du projet **Micosol** (à gauche) et répartition des flux (à droite).

I.7.3. La cogénération thermonumérique

La cogénération thermonumérique consiste à récupérer la chaleur générée dans les serveurs informatiques des datacenters pour le chauffage ou l'ECS de bâtiments adjacents ou pour alimenter un réseau de chaleur. Ces serveurs renferment des composants électroniques (processeurs, disques durs, RAM, cartes graphiques, cartes réseau) qui convertissent la majorité de l'électricité reçue en chaleur par effet Joule. Le flux primaire est électrique ici et génère la création, le stockage, le traitement ou le transport d'un flux d'informations numériques et de la chaleur par effet Joule (cf. Fig. I.22). Une application de micro cogénération numérique existe par la répartition de « radiateurs numériques » de faible puissance au sein même des logements d'habitation. Des serveurs reliés entre eux par fibre optique permettent de créer un datacenter virtuel et permettent de chauffer les bâtiments par dissipation de leur chaleur.

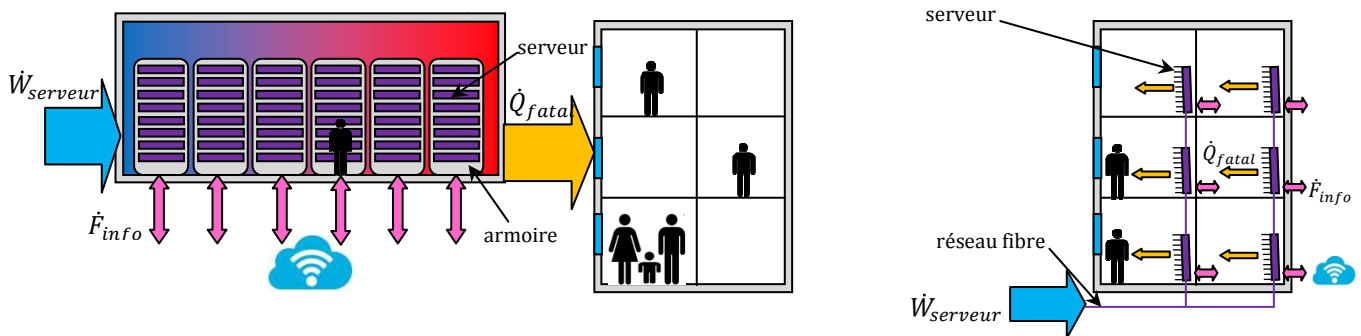


Fig. I.22 – Principe d'une cogénération numérique dans un datacenter (à gauche) et d'une micro cogénération numérique dans un immeuble d'habitation (à droite).

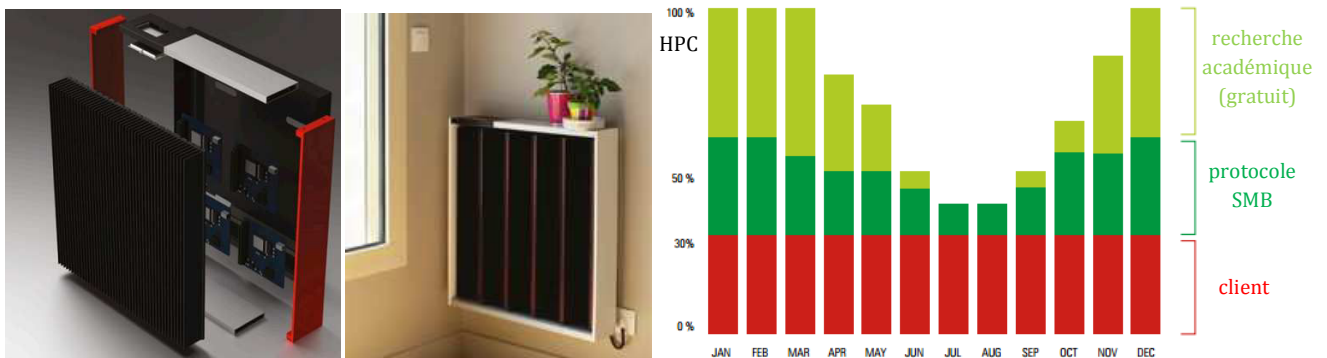


Fig. I.23 – Radiateur « numérique » de **Qarnot** et principe de régulation saisonnière [QAR15].

La régulation du système est réalisée en allouant plus ou moins d'activités numériques aux serveurs selon les besoins des logements. Par exemple, la société française **Qcarnot Computing** propose un modèle économique innovant de chauffage numérique [QAR15]. En hiver, les besoins de chaleur des bâtiments d'habitation sont couverts par l'octroi aux laboratoires académiques de hautes capacités de calculs (HPC)

I.7.4. La trigénération (chaleur – froid – électricité)

Le principe de cogénération peut être décliné pour produire à la fois de la chaleur et de l'énergie frigorifique en détournant une partie de la chaleur vers une machine à sorption (absorption ou adsorption). Il s'agit de trigénération [FEI14]. La trigénération peut également être employée de manière intermittente : produire soit uniquement de la chaleur (pour un réseau de chaleur en hiver par exemple), soit uniquement de l'énergie frigorifique (pour un réseau d'eau glacée en été par exemple). D'ailleurs, l'industrie automobile utilise une forme de trigénération depuis plusieurs décennies en utilisant directement une partie de l'énergie mécanique produite par le moteur à combustion interne pour alimenter un compresseur à des fins de climatisation sans utiliser le vecteur électrique. L'alternateur permettant d'alimenter les équipements en électricité. La figure I.24 donne un exemple de répartition des flux énergétiques d'un système de trigénération parmi la multitude de configurations possibles.

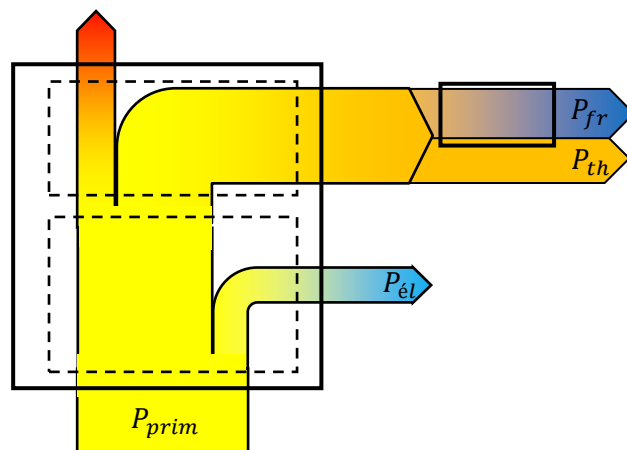


Fig. I.24 –Exemple de répartition des flux énergétiques dans le cas d'une trigénération.

I.7.5. La polygénération

Le terme générique de polygénération désigne une production énergétique multiple qui utilise, produit, associe différentes énergies et technologies. Il s'agit de systèmes hybrides ou combinés. Différentes combinaisons technologiques sont possibles, par exemple :

- un moteur à vapeur, une turbine à vapeur ou un moteur ORC en cascade d'une micro turbine (micro cycle combiné gaz),
- un moteur Stirling, Ericsson ou une turbine à gaz en cascade d'une pile à combustible SOFC fonctionnant à haute température (1 000 °C) afin d'obtenir des rendements électriques très élevés jusqu'à 70 % [GAY10][ROK14],
- un module thermophotovoltaïque dans un brûleur gaz alimentant un moteur ORC [DEP12],
- un module thermoélectrique dans un conduit de cheminée d'un micro cogénérateur gaz (turbines à gaz [YAZ15], Stirling, Ericsson, pile à combustible, etc.),
- un moteur ORC récupérant la chaleur fatale à basse température des fumées d'une turbine à gaz,
- etc.

Les différents flux mis en jeu sont : l'énergie mécanique, l'énergie électrique, l'énergie thermique, l'énergie frigorifique, l'eau salée, l'eau souillée, la vapeur, l'information, l'hydrogène ou l'air comprimé. La liste effectuée tente d'être la plus exhaustive possible. Cependant, il est à noter que la force ou l'électricité ainsi générée pourra n'être qu'un flux intermédiaire et pourra être utilisé pour obtenir *in fine* de l'air comprimé ou de l'hydrogène par exemple. Il est aussi possible d'envisager un système de trigénération en alimentant un compresseur de pompe à chaleur par l'électricité cogénérée par exemple. Il existe donc une grande diversité de technologies et de flux qui peuvent être mis en œuvre.

I.7.6. La micro génération ou nano cogénération

Il existe également des systèmes permettant de produire de la chaleur et de l'électricité à très basse puissance. Cette échelle de génération induit des puissances de l'ordre du Watt. Les applications relèvent le plus souvent de l'autonomie énergétique en itinérance ou en milieu isolé. La figure I.25 présente l'exemple d'un générateur de 2 W_{él} exploitant la chaleur d'un foyer de combustion atmosphérique pour alimenter un module thermoélectrique (effet Seebeck) [BIO15].

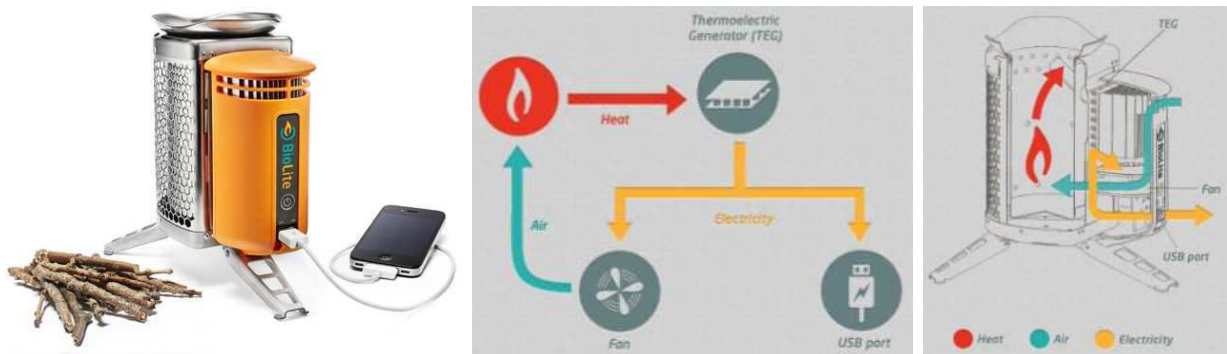


Fig. I.25 – Foyer de combustion couplé à un module Peltier pour des applications d'autonomie énergétique (chaleur/cuisson et électricité) en itinérance [BIO15].

I.8. Bilan du chapitre

La cogénération repose sur le principe simple et fondamental de récupération de chaleur et il est applicable à tous les combustibles, à toutes les technologies : du moteur thermoacoustique à la centrale nucléaire et à toutes les échelles : du mW_{él} au GW_{él}. La technologie de cogénération est donc née au même moment que les premiers prototypes de machines thermiques de James Watt (1784), Robert Stirling (1816) ou James Ericsson (1833) à la fin du XVIII^{ème} et au début du XIX^{ème} siècle. Il est intéressant de noter que certaines technologies pionnières à l'époque et abandonnées par la suite reviennent au goût du jour. C'est notamment le cas du moteur Ericsson, et dans une moindre mesure du moteur Stirling et du moteur à vapeur. En pratique, la micro cogénération, par son échelle, met donc en œuvre des technologies différentes par rapport à la petite, moyenne ou grosse cogénération. Ces technologies de micro cogénération se résument principalement au moteur Stirling, au moteur Ericsson, au moteur à vapeur, au moteur ORC, à la micro turbine, au moteur à combustion interne, à la pile à combustible, au générateur thermoacoustique ou au générateur thermomagnétique.

Aussi, du fait de son échelle et de l'opportunité d'autoconsommer localement sa production d'énergie, un micro cogénérateur présentera un rendement global élevé. En effet, à petite échelle, la récupération de chaleur est plus aisée car les niveaux de puissances thermiques permettent l'emploi d'échangeurs thermiques à haute efficacité et les pertes dans le réseau électrique ou le réseau de chaleur sont évitées. Il sera aussi plus facile par exemple de récupérer l'énergie latente des fumées de combustion par condensation.

Cependant, ce même effet d'échelle a tendance à diminuer les rendements électriques maximum. En effet, la miniaturisation de certaines technologies est délicate et les efforts de recherche et développements sont souvent coûteux par rapport aux puissances générées. En particulier, le moteur à combustion interne a bénéficié quant à lui d'une extraordinaire contribution scientifique et économique pour se développer à travers le monde dans l'industrie automobile jusqu'à atteindre un optimum aujourd'hui (rendement mécanique de l'ordre de 35 %) ; développement dont profite aujourd'hui les systèmes de micro cogénération. L'effet d'échelle fait également émerger ou remet au goût du jour d'autres technologies comme les moteurs Ericsson, les moteurs Stirling ou les moteurs à vapeur.

Enfin, il est à noter que les systèmes offrant les plus hauts rendements électriques sont aussi ceux qui présentent le plus faible rendement global. Cela s'explique par la complexité de certains systèmes qui dégrade leur performance globale. Par exemple les piles à combustible commerciales nécessitent la plupart du temps le reformage du gaz naturel : processus consommateur d'énergie en amont de la production électrique. Les moteurs à combustion interne présentent d'importantes pertes thermiques en raison des imbrûlés et de surfaces d'échanges importantes d'où la difficulté de réaliser une récupération de chaleur efficace. La figure I.26 corrèle les rendements globaux et électriques de systèmes de micro cogénération (< 10 kW_{él} ici) à l'état de prototype avancé ou de solutions commerciales et montre cette tendance de baisse du rendement global en fonction du rendement électrique et/ou de la complexité technologique.

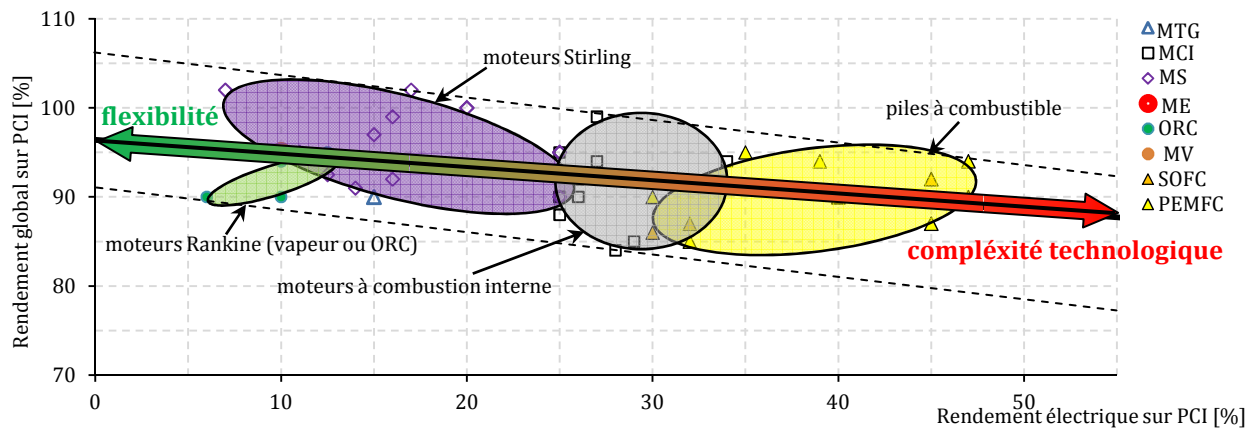


Fig. I.26 – Corrélation entre les rendements électriques et globaux de systèmes de micro cogénération.

Les moteurs Stirling et les moteurs à vapeur (technologies étudiées dans cette thèse) se distinguent selon plusieurs caractéristiques. Ces deux technologies sont d'abord très flexibles et souvent modulantes. En effet, à l'inverse de certaines technologies de piles à combustibles qui doivent fonctionner en continu, ces systèmes peuvent être démarrés ou arrêtés fréquemment et rapidement. Ensuite, elles permettent une récupération de chaleur très élevée (avec la récupération sur la condensation de la vapeur des fumées) et permettent l'emploi d'un combustible renouvelable (biogaz ou biomasse ici). Ces caractéristiques en font potentiellement des moyens de production électrique décentralisés, renouvelables et non intermittents (ou programmables). Cependant, au niveau énergétique, l'inconvénient majeur réside dans la limitation des rendements électriques maximum qui restent inférieurs à 20 % pour des puissances de l'ordre du kW_{él}. La détermination d'un modèle économique viable est requise pour ces solutions de manière à les intégrer à grande échelle et à long terme dans le mix énergétique français.

/// Chapitre II

Etat de l'art des études expérimentales, des modèles et des études numériques de systèmes de micro cogénération

« Les articles de fond ne remontent jamais à la surface. »

Boris Vian

II.1. Etat de l'art des études expérimentales de micro cogénérateurs

II.1.1. Typologie des études expérimentales

La littérature propose différents résultats d'études expérimentales de micro cogénérateurs que ce soit à l'état de prototypes ou de systèmes issus de préséries voire de solutions commerciales. Cet état de l'art recense les études expérimentales consacrées aux micro cogénérateurs biomasse et à moteur Stirling gaz : systèmes étudiés dans le cadre de ce travail de thèse. Quatre types d'essais se distinguent :

- Les essais in situ de prototypes dont le but est de tester et d'optimiser la conception d'un système. Ces bancs d'essais réalisés en laboratoire sont en général très complets et la métrologie peut y être très intrusive au sein même du bloc moteur par exemple (pression, température, *etc.*).
- Les essais in situ de système issus de préséries voire de systèmes commerciaux. Ces tests sont réalisés en laboratoire et la métrologie mise en place est majoritairement non-intrusive. La métrologie est placée en périphérie du système étudié de manière à réaliser des bilans ou des mesures sur les flux entrants et sortants du système (énergétiques, massiques, polluants). Leur but est de caractériser précisément les systèmes notamment aux niveaux de leurs performances énergétiques et environnementales ainsi que sur leur dynamique.
- Les tests terrains (« field tests » ou « trial tests ») qui consistent à tester un système dans son environnement physique réel (bâtiment d'habitation par exemple) avec une métrologie non-intrusive, restreinte et robuste mais mettant en œuvre des durées d'acquisition longues (plusieurs mois voire une année). L'instrumentation est en général moins précise mais la collecte de données est importante. Leur but est de valider le fonctionnement, les performances et la fiabilité de ces systèmes par rapport aux études et aux simulations. Cette étape précède généralement la phase de commercialisation à grande échelle de ces systèmes.
- Les tests normatifs visant à la certification des performances des systèmes. Ces tests imposent un protocole précis à suivre afin de pouvoir comparer de manière objective des appareils différents utilisant une même technologie.

Après la phase de conception, un système donné passe en général successivement par ces quatre types de tests avant sa commercialisation sur un marché. Ce cheminement permet l'optimisation, la confirmation des performances obtenues en laboratoire et l'évaluation de la fiabilité et de la durabilité des systèmes. L'ordre de grandeur de la durée d'un tel parcours est de 10 ans impliquant des ressources humaines et financières importantes.

II.1.2. Les essais de micro cogénérateurs

L'objectif principal de cette partie est d'identifier les essais effectués sur des technologies similaires aux deux systèmes étudiés dans le cadre de cette thèse, à savoir : un micro cogénérateur gaz à moteur Stirling et un micro cogénérateur biomasse. L'objectif secondaire est de dégager une méthodologie visant à caractériser expérimentalement les deux systèmes étudiés dans le cadre de cette thèse. En particulier, cet état de l'art cherche à identifier les difficultés rencontrées, les protocoles expérimentaux et le degré et la précision de l'instrumentation employée (métrologie).

II.1.2.1. Les essais de prototypes en laboratoire

Parmi les essais de prototypes en laboratoire, plusieurs travaux se distinguent. Podesser [POD99] a d'abord réalisé un banc d'essai pour tester et caractériser les performances énergétiques de son prototype de moteur Stirling de type α ($\eta_{el} = 20\%$) fonctionnant à partir de combustible biomasse (marc de café, déchets agricoles ou bois) mais aucune précision sur le banc d'essai n'est apportée.

Friedl *et al.* [FRI10] ont réalisé un prototype d'un foyer de combustion thermoélectrique à granulés de bois innovant pour le compte de l'entreprise **Bioenergy2020+**. L'objectif était de tester et de caractériser les performances énergétiques du système global et du système thermoélectrique seul en régime stationnaire. La métrologie et les protocoles ne sont pas précisés. Les auteurs aboutissent à des rendements électriques globaux de l'ordre de 2 % pour une puissance calorifique de 10 kW_{th}.

L'entreprise autrichienne **ÖkoFen** travaille depuis 2010 sur l'élaboration de deux prototypes de micro cogénérateurs à moteur Stirling. Ils cherchent à intégrer les moteurs Stirling commerciaux de **Microgen** [MIC15] et de **Qnergy** [QNE15-2] dans leurs chaudières à granulés de bois respectivement : **Pellematic Smart_e 0.6** [OKO15] et **ÖkoFen_e Projekt 5.0** [OKO15-2]. Le premier prototype cité (*cf.* Fig. II.1) a été testé entre 2010 et 2012 en laboratoire. Ces essais visaient à optimiser le transfert de chaleur entre le moteur Stirling et le brûleur et de mettre au point un système automatique de nettoyage de la tête du moteur Stirling ; l'encrassement par les fumées étant un problème majeur. Depuis fin 2014, le prototype **ÖkoFen_e 5.0** est en phase de conception et de test pour son développement technique, et pour des tests de durabilité. Aucune information sur le protocole de test n'est donnée.



Fig. II.1 – Vue en coupe du prototype **Pellematic Smart_e 0.6** [OKO15].

Crema *et al.* [CRE11] ont réalisé un prototype de micro cogénérateur couplant un générateur de chaleur à granulés de bois avec un moteur Stirling (*cf.* Fig. II.2). Celui-ci est de type **mRT-1k** (H_e à 14 bars) et a été préconçu par Organ [ORG87]. Il a été fabriqué par les auteurs et présente une puissance nominale de 1 kW_{él}. Un effort de conception a été réalisé sur l'échangeur de chaleur à micro-canaux pour optimiser l'échange entre les fumées et la tête chaude du moteur Stirling et maximiser les niveaux de températures effectifs. Leur banc d'essais met en œuvre une métrologie interne et externe avec des mesures de températures et de pression dans le but d'évaluer les performances thermiques et énergétiques de leur prototype.

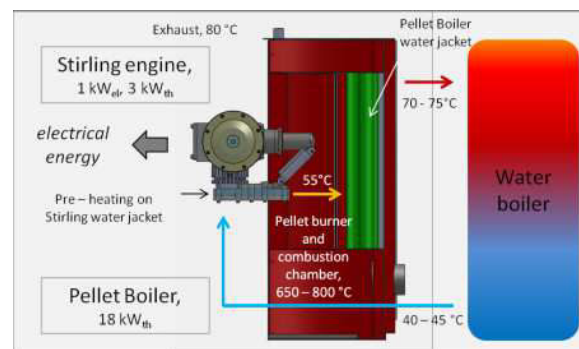


Fig. II.2 – Moteur Stirling mRT-1K (à gauche) et schéma de principe du prototype et du banc d'essai [CRE11].

Qiu *et al.* [QUI12] ont réalisé un prototype consistant à coupler un moteur ORC à une chaudière à granulés de bois de puissance thermique 50 kW_{th}. Ils étudient les performances énergétiques en régime stationnaire sur des tests d'1 à 2 h environ selon le banc d'essai décrit à la figure II.3. Ils mesurent principalement les températures par thermocouples et les niveaux de pression par transducteurs. Ils réalisent une étude paramétrique sur la charge de la pompe du fluide organique employée (HFE7000) de 65 à 100 %. En régime stationnaire, ils obtiennent une température maximale du fluide organique à l'entrée du moteur ORC de 118 °C, une puissance électrique maximale de 861 W_{él}, un rendement électrique maximum de 1,5 % et un rendement global maximal de 78 %. Ce banc est destiné à optimiser leur système énergétiquement ; ils comptent notamment l'améliorer en utilisant un alternateur et un détendeur mieux adaptés ainsi qu'un échangeur de chaleur permettant d'atteindre des températures supérieures à 180 °C.

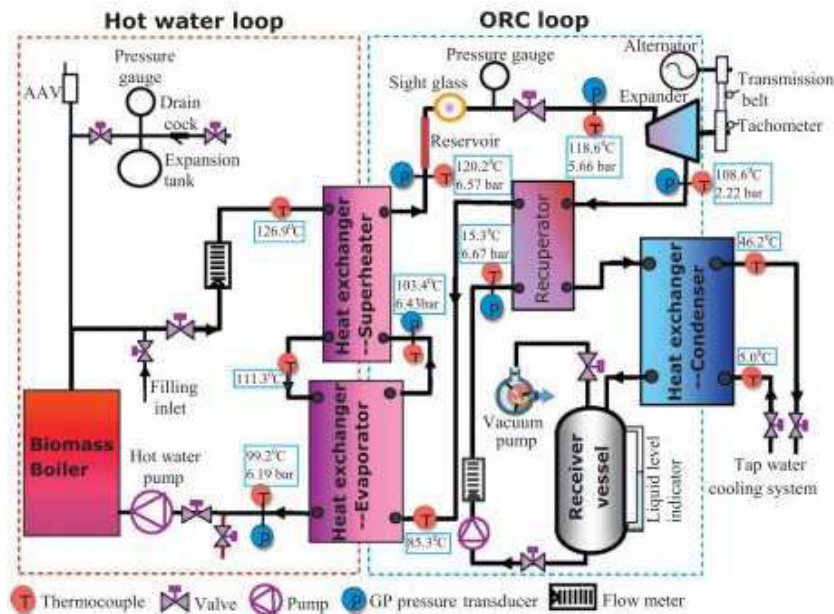


Fig. II.3 – Schéma de principe du banc d'essai et points de mesure [QIU12].

Cardozo *et al.* [CAR14] ont étudié expérimentalement un brûleur à granulés de bois de 20 kW_{th} connecté à un moteur Stirling de type γ de la marque **GenoaStirling** (cf. Fig. II.4). Ils ont réalisé des tests dynamiques en mesurant les puissances, les températures et les pressions toutes les 3 s. Ils ont comparé plusieurs types de granulés de bois (\varnothing 6 mm et \varnothing 8 mm) en termes des performances énergétiques et d'encrassement par imbrûlés sur la tête du moteur Stirling. Aussi, ils ont étudié l'impact de l'éloignement entre le brûleur biomasse et la tête du moteur Stirling qui est un élément de conception et de performance prépondérant. Enfin, ils ont étudié les phases instationnaires où ils constatent une baisse significative des performances énergétiques. En effet, l'échange thermique au niveau de la tête se dégrade au fil de l'encrassement progressif provoqué par la production de cendres pendant les phases de démarrage. Enfin, ils constatent la grande inertie de ces systèmes avec un temps de démarrage du moteur Stirling de 20 min et un temps d'atteinte du régime permanent de 3 h environ (cf. Chapitre IV).

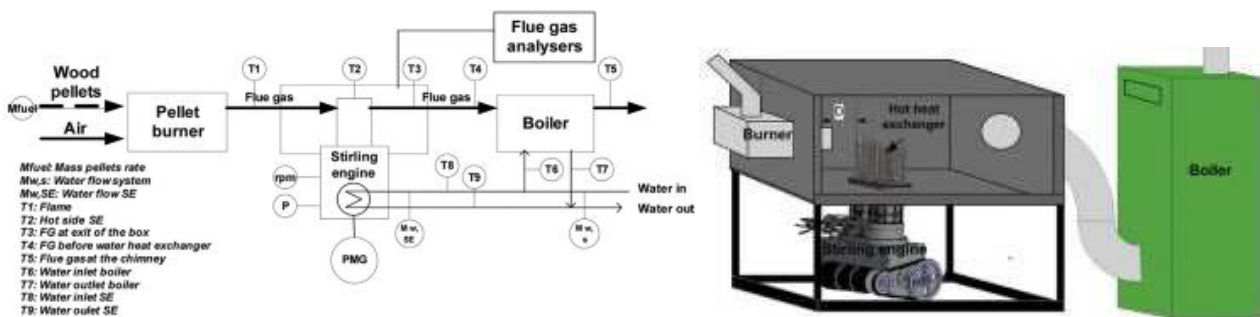


Fig. II.4 – Schéma de principe hydraulique et perspective du banc d'essai en 3D [CAR14].

Creyx *et al.* [CRE14] ont réalisé un banc d'essais pour permettre la caractérisation expérimentale séparée des composants d'un moteur Ericsson, puis avec un couplage progressif de chaque élément. Cette unité est composée d'une chaudière à granulés de bois, d'un moteur Ericsson à cycle de Joule ouvert et d'un échangeur gaz brûlés/air pressurisé (cf. Fig. II.5). Doubs *et al.* [DOU15-2] travaillent avec la société **Assystem** sur la conception d'un prototype original à effet Joule de moteur Ericsson à cylindrée variable de puissance électrique nominale 1 kW_{el} et de rendement électrique cible > 32 % (cf. Fig. II.5). A terme, ce système a vocation à utiliser un combustible biomasse. Un banc d'essai a été réalisé de manière à étudier les chambres de détente et de compression et à optimiser la conception du système [DOU15]. Les auteurs mettent notamment en œuvre des micro capteurs de température à temps de réponse rapide de manière à avoir des mesures dynamiques précises et fiables en régime instationnaire.

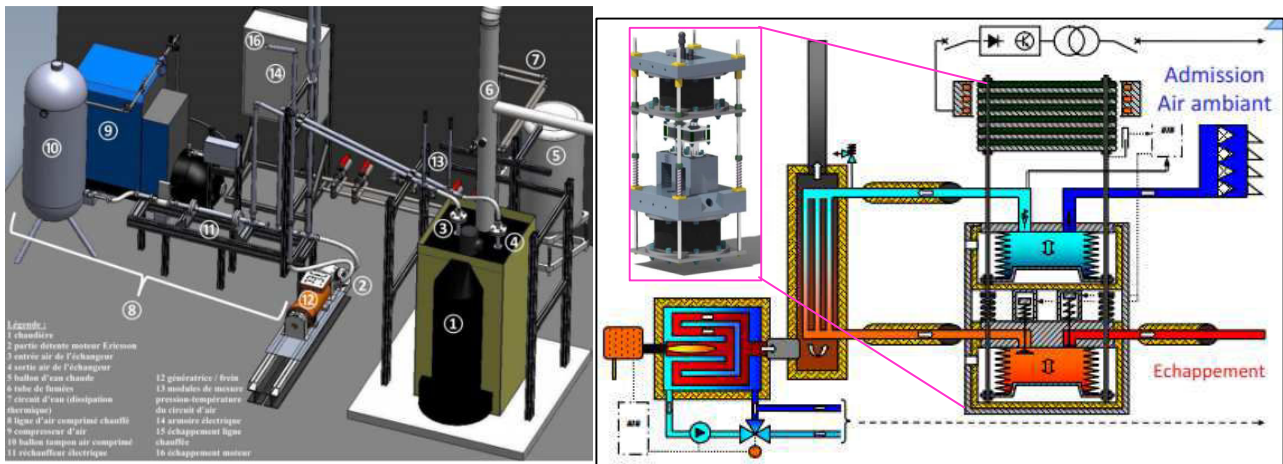


Fig. II.5 – Perspective du banc d'essais de Creyx [CRE15] (à gauche) et schéma de principe du moteur Ericsson biomasse d'Assystem (à droite).

II.1.2.2. Les essais de systèmes « préséries » ou commerciaux en laboratoire

Parmi les essais in-situ de systèmes « préséries » ou commerciaux, plusieurs travaux se distinguent. Bernd [BER08] a mis en place un banc d'essais pour la réalisation d'études expérimentales et de certification. Il a notamment testé deux systèmes Stirling gaz :

- le moteur **Solo 161** de type α à gaz ou à biomasse (modulant de 20 à 100 %),
- le moteur **Stirling Denmark SM5A** de type β à gaz (non modulant).

Le banc d'essai utilisé permet des études expérimentales dynamiques et une analyse des gaz de combustion (O_2 , CO_2 , CO , NO , NO_2 et imbrûlés). Le régime de températures d'entrée est variable de 40 à 75 °C (cf. Fig. II.6). Les mesures de température sont réalisées par des sondes PT100 et celles des débits massiques par des capteurs magnétiques inductifs avec un pas de temps de 1s. Bernd n'a réalisé que des essais en régime stationnaire et montre la dépendance des performances des moteurs Stirling aux températures d'entrée. A l'inverse, il montre que les moteurs à combustion interne y sont moins voire non sensibles (rendement électrique constant). Pour les moteurs Stirling, ces variations de performance s'expliquent par la diminution de l'écart de température entre la source chaude et le puits froid qui réduit le rendement de Carnot (celui-ci ne s'applique pas aux moteurs à combustion interne). Enfin, la variation du rendement global des moteurs Stirling s'explique également par la diminution de la récupération de chaleur par condensation des fumées lorsque sa température est trop élevée (cf. Chapitre III).

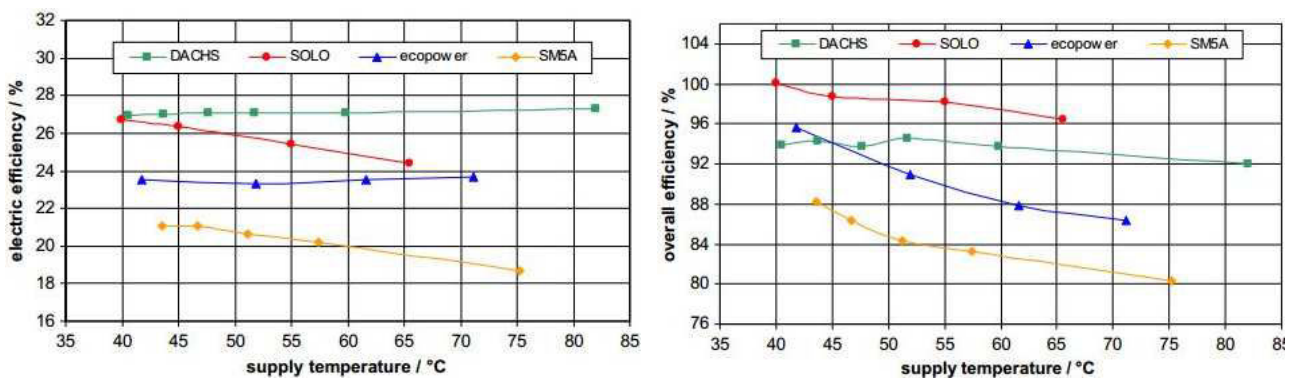


Fig. II.6 – Résultats d'essais en régime stationnaire de moteurs à combustion interne et Stirling [BER08].

Plus récemment, Bernd [BER14] a réalisé des essais instationnaires en respectant la norme allemande **DIN 4709** [DIN11] mise en œuvre depuis 2011 pour l'évaluation des micro cogénérateurs d'une puissance thermique inférieure à 70 kW_{th}. Cette norme intègre un ballon tampon de 300 l et considère un essai de 24 h composé de cycles dynamiques (démarrage, régime stationnaire et arrêt) (cf. Fig. II.7). Elle permet de définir des rendements saisonniers intégrant les instationnarités des systèmes. Bernd l'a appliquée à deux moteurs à combustion interne et au moteur Stirling gaz **WhisperGen** (cf. Fig. II.7) en imposant la température d'entrée à 30 °C. Par rapport à des essais en régime stationnaire, il obtient des rendements électriques inférieurs de 0,5 % (9,5 % au lieu de 10 %), des rendements thermiques et globaux inférieurs de 3 %. Il conclut que la norme employée est mal adaptée à cette technologie en raison d'écarts trop faibles avec le régime stationnaire ce qui ne justifie pas la complexité de mise en œuvre, notamment au niveau du profil de charge thermique. Il propose des améliorations pour mieux intégrer les instationnarités.

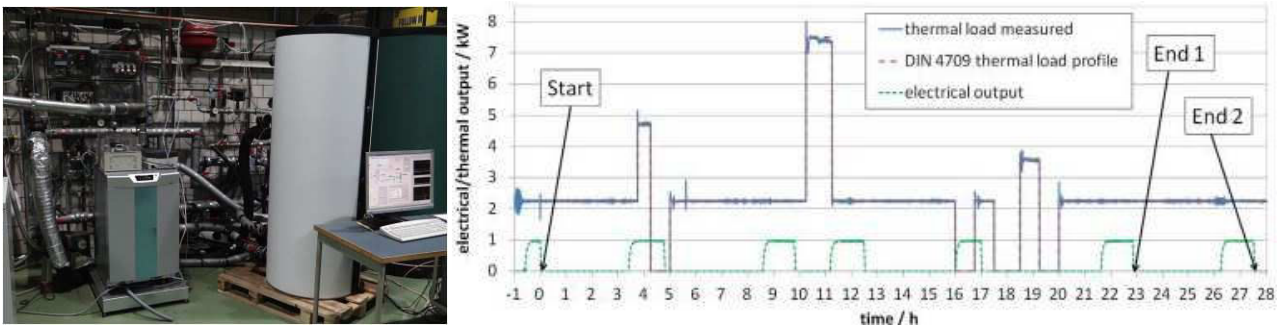


Fig. II.7 – Banc d'essai réalisé selon la DIN 4709:2011 et cycle d'essais proposé par la norme DIN 4709 et appliqué au micro cogénérateur **WhisperGen** [BER14].

Mahkamov *et al.* [VEI09][ALE11] ont caractérisé les performances du moteur Stirling gaz **WhisperGen Mk Vb** lors de tests dynamiques en laboratoire avec un pas de temps de 1 minute (cf. Fig. II.8). Le banc d'essai intègre un ballon pour l'ECS de 150 l et une vanne trois voies. La métrologie se limite à la mesure du débit d'eau de refroidissement et aux températures d'eau, aux températures internes du moteur et à la température des fumées sans précisions sur les capteurs. Leur objectif est d'évaluer les performances énergétiques en régimes stationnaire et instationnaire pour calculer les gains énergétiques et économiques annuels que ces systèmes procurent par rapport à un système de référence basé sur un générateur de chaleur gaz.

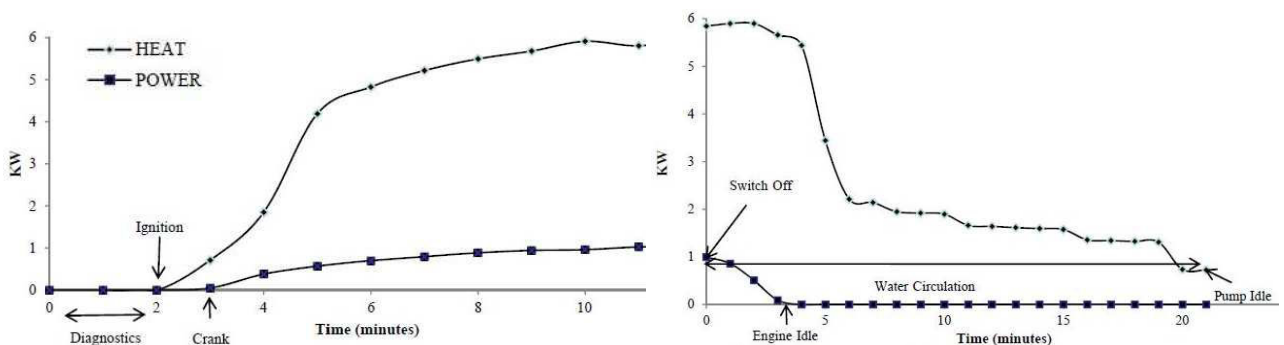


Fig. II.8 – Résultats de tests in situ du moteur **WhisperGen** [ALE11].

Thiers *et al.* [THI10] proposent une étude expérimentale in situ d'un micro cogénérateur biomasse à moteur Stirling de type α : la **Sunmachine Pellet** (cf. Fig. II.9). Ils en déterminent les puissances thermiques et électriques en régime stationnaire ainsi que les évolutions des températures dans la chambre de combustion. La métrologie mise en place est basée sur des thermocouples de type K pour la température, sur une balance numérique pour la masse de combustible et sur un débitmètre magnétique pour l'eau de refroidissement. Ils obtiennent des rendements maximum faibles ($\eta_{el} = 13,3 \%$, $\eta_{th} = 53,5 \%$ et $\eta_g = 66,8 \%$) éloignés des spécifications du constructeur ($\eta_{el} = 25 \%$, $\eta_{th} = 65 \%$ et $\eta_g = 90 \%$) en raison notamment des incertitudes de mesures et surtout de la grande incertitude liée à la mesure de la puissance combustible. En effet, celle-ci est grossièrement évaluée ; les auteurs pointant la difficulté d'évaluer de manière précise cette grandeur.

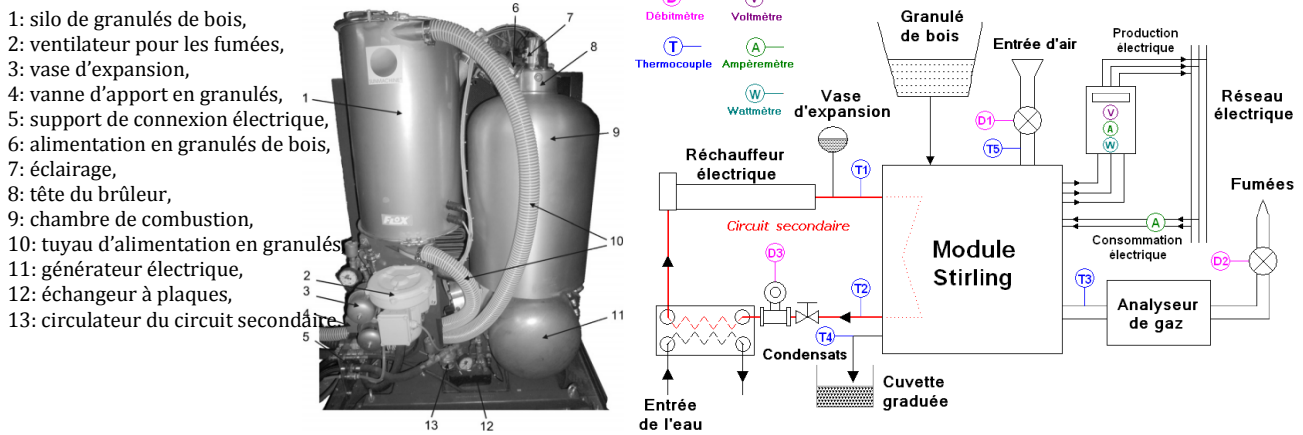


Fig. II.9 – La **Sunmachine Pellet** et schéma de principe du banc d'essai [THI10].

Lombardi *et al.* [LOM10] ont réalisé des études expérimentales en laboratoire sur un moteur Stirling gaz de manière à valider leur modèle numérique (cf. §II.2.2). Ils réalisent des essais en suivant un plan d'expérience basé sur les préconisations de l'Annexe 42 [BEA07] qui permet de tester un système dans toutes les configurations possibles de fonctionnement réel:

- variations de la température d'eau de refroidissement d'entrée de 30 à 70 °C,
- variation du débit-masse d'eau de refroidissement de 50 à 200 % du débit nominal (de 3 à 9,5 kg.s⁻¹ ici),
- tests en régime stationnaire d'au moins 30 min,
- tests en régime instationnaire (démarrage, régime stationnaire et arrêt) avec :
 - démarrage à froid à température et débit constant,
 - démarrage à froid avec rampe de température (de 25 à 70 °C) et débit constant,
 - démarrage à chaud,
 - répétition de démarrages (5 démarrages en 1h15).

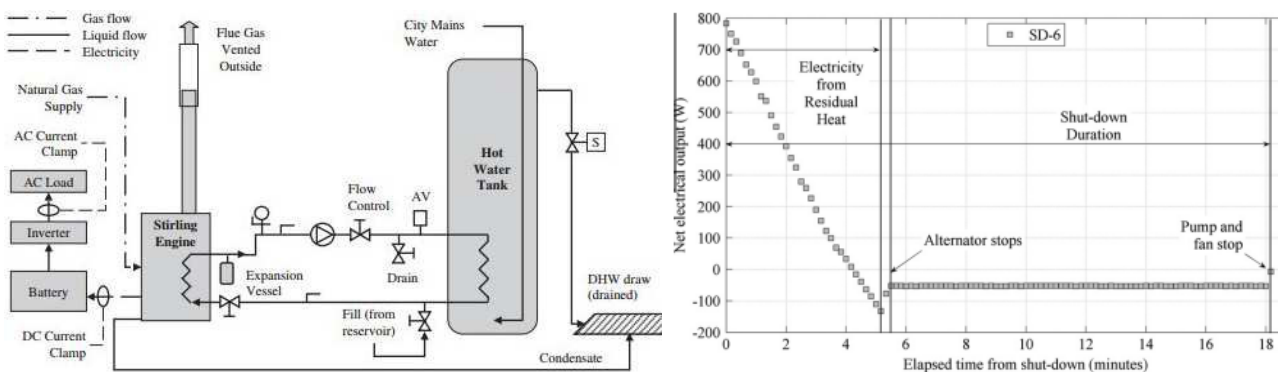


Fig. II.10 – Schéma de principe du banc d'essai et échantillon de résultats expérimentaux [LOM10].

Les auteurs décrivent en détail la métrologie mise en œuvre (cf. Tab. II.1 et Fig. II.10) :

Tab. II.1 – Métrologie employée par Lombardi *et al.* [LOM10].

Grandeur	Capteur	Incertitude
Puissance électrique	-	1 %
Débit -masse de gaz	Fil chaud	1 %
Débit -volume d'eau	Débitmètres à roue à aubes	1,5 %
Température de surface	Thermocouple type K	2,2 °C ou 0,75 %
Température d'eau	Thermocouple type K	1 °C ou 0,75 %
Température de fumées	Thermocouple type T	2,2 °C ou 0,75 %
Composition des fumées	Analyseur	1 %

Roselli *et al.* [ROS11] ont étudié les performances de six micro cogénérateurs dont trois moteurs Stirling : le moteur **Solo 161** à gaz ou à biomasse (modulant de 20 à 100 %), le moteur **WhisperGen** à gaz (non modulant) et le moteur **Sunmachine Pellet** à granulés de bois (non modulant ici). Divers essais ont été réalisés en régime stationnaire afin d'évaluer les performances énergétiques et l'influence de la modulation de la puissance électrique. Les auteurs ne donnent aucune information sur la métrologie ou les protocoles employés. La Fig. II.11 donne un échantillon des résultats obtenus.

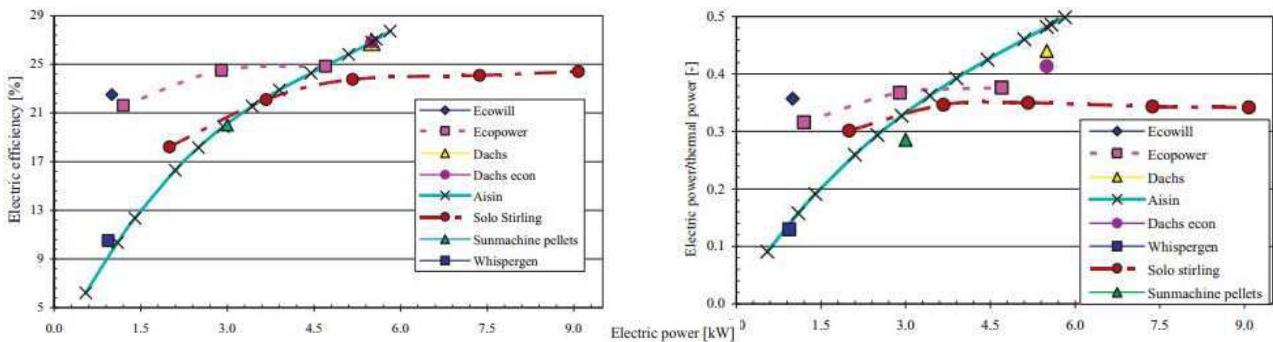


Fig. II.11 – Résultats d'essais en régime stationnaire sur des moteurs à combustion interne et Stirling [ROS11].

Rogdakis *et al.* [ROG12] ont réalisé des essais in situ en régime stationnaire du moteur Stirling à gaz **SOLO V161**. Ils évaluent les puissances thermique et électrique à l'aide d'une métrologie restreinte et non détaillée (analyseur de gaz, thermomètre, débitmètre analogique de gaz, anémomètre et capteurs internes propres au moteur). Ils réalisent une étude paramétrique sur la pression du gaz de travail (hélium de 30 à 130 bars) et comparent les résultats numériques aux résultats expérimentaux en termes de puissances thermique et électrique, de rendements et de ratio caractéristique de puissance. Ils obtiennent des résultats en fonction de la charge de 22 à 100% (cf. Fig. II.14 page 55) sur les différentes puissances et les rendements.

Valenti *et al.* [VAL15] ont réalisé des essais stationnaires in situ d'un micro cogénérateur à moteur Stirling commercial non précisé. L'instrumentation employée est intrusive au moteur dans le but de comparer et valider un modèle physique de micro cogénérateur (cf. §II.2.2). Des mesures expérimentales aux bornes du système permettent de réaliser les bilans de masse et d'énergie. Des mesures internes sur les conduites d'eau et d'échappement permettent de valider le modèle numérique. Les auteurs précisent que le banc d'essai est spécifique aux micro cogénérateurs à gaz (moteurs Stirling et piles à combustibles) [CAM14]. La métrologie employée est très précise et est donnée au tableau II.2 (cf. points de mesure sur la Fig. II.12). Ils réalisent d'abord des études paramétriques sur la température d'eau de refroidissement d'entrées (30, 50 et 70 °C) en maintenant le débit-masse d'eau à sa valeur nominale (0,194 kg.s⁻¹). Aussi, ils étudient l'influence de la pression du fluide de travail (N₂ de 9 à 24 bars) (cf. Fig. II.12). Ils obtiennent un rendement électrique net mesuré de l'unité de cogénération de 9,6 % sur PCS (pour un rendement simulé de 16,6 % sur PCS) et un rendement global maximum de 94,5 % sur PCS. Enfin, ils soulignent la dépendance des performances à la température de l'eau de refroidissement (dépendance plus marquée dans le modèle numérique).

Tab. II.2 – Métrologie employée par Valenti *et al.* [VAL15].

Grandeur	Capteur	Incertitude
Puissance électrique	Wattmètre (Fluke Norma 4000)	0,1 %
Débit-masse de gaz	Fil chaud	1 %
Débit -volume d'eau	Débitmètres à effet Coriolis	0,1 %
Température d'eau	PT100 4 fils	?
Température de fumées	PT100 4 fils	?
Composition des fumées	Capteurs infrarouge et électrochimiques (TESTO 360)	?

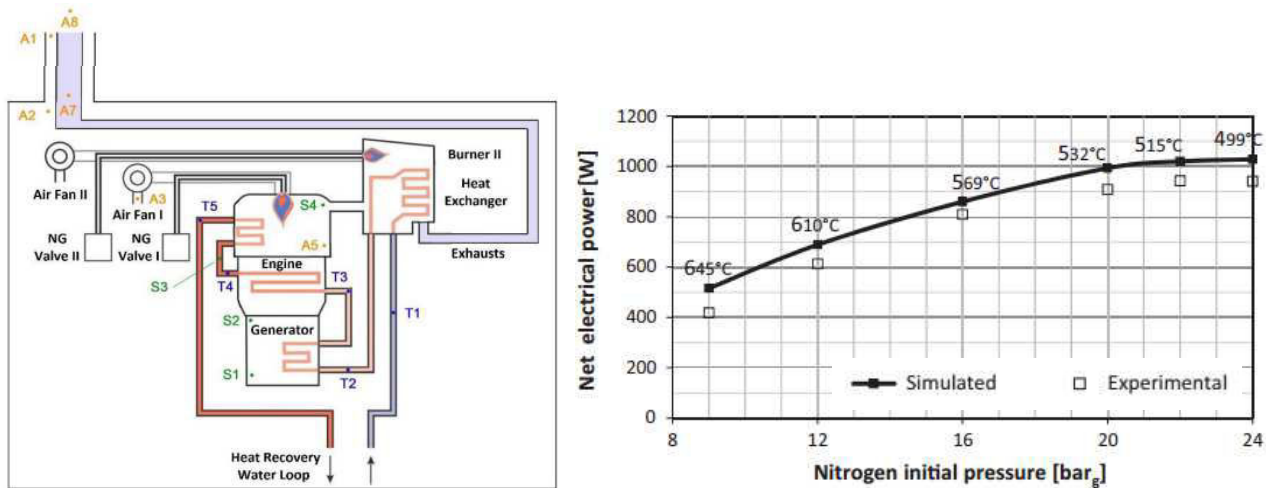


Fig. II.12 – Points de mesures sur le moteur Stirling et résultats numériques et expérimentaux [VAL15].

II.1.2.3. Les field tests de systèmes « préséries » ou commerciaux

Parmi les field tests de systèmes « préséries » ou commerciaux, plusieurs travaux se distinguent. Entchev *et al.* [ENT04] ont testé pendant deux saisons (hiver et printemps) un moteur Stirling **WhisperGen** couplé à un bâtiment test. Ce bâtiment du centre canadien des technologies résidentielles du bâtiment (CCTR) à Ottawa est instrumenté et les charges électriques y sont simulées à l'aide de résistances électriques. Ce micro cogénérateur a une puissance électrique nominale de 736 W_{él} pour une puissance thermique de 6 500 W_{th} et est associé à un ballon de stockage thermique monté en série du micro cogénérateur. Le banc d'essai n'est pas détaillé. L'objectif des essais est d'évaluer les performances énergétiques saisonnières de ce système dans le contexte canadien. Les auteurs ont réalisé 39 essais dynamiques avec des conditions limites et initiales différentes (non précisées).

Le programme britannique **Carbon Trust** [CAR07] [CAR11] propose une méthodologie pour réaliser des field tests détaillés de micro cogénérateurs. Ce programme a instrumenté 87 installations de micro cogénération sur différents sites à travers le Royaume-Uni. Parmi ces sites, 72 sont des installations résidentielles et 15 sont dans le secteur tertiaire. L'enjeu est d'évaluer la variation saisonnière des consommations et des performances des micro cogénérateurs sur chaque site sur au moins une année. Les unités testées se composent de dix systèmes à gaz différents se répartissant en trois technologies : moteur à combustion interne, pile à combustible PEMFC et moteurs Stirling. Les bâtiments résidentiels sont essentiellement équipés de moteurs Stirling (**WhisperGen Mk4, Mk5** ou **Microgen**), la majorité des systèmes installés étant les systèmes **WhisperGen**. Le protocole de mesure consiste à acquérir les différents paramètres au pas de temps de 5 minutes (*cf.* Fig. II.13). Ils déterminent notamment :

- des bilans énergétiques mensuels et annuels (énergie, rendements, autoconsommation, autoproduction (de 40 à 55 %)),
- les gains en réduction d'émission de CO₂ en comparaison avec une situation de référence (générateur thermique gaz à condensation et réseau électrique). Ils montrent notamment qu'une mauvaise mise en œuvre et un mauvais rendement global peut conduire à des hausses des émissions de CO₂ comparé au système de référence,
- l'impact des temps de cycles et des courts cycles sur les rendements (cf. Chapitre III),
- les gains en termes de coûts d'exploitation.

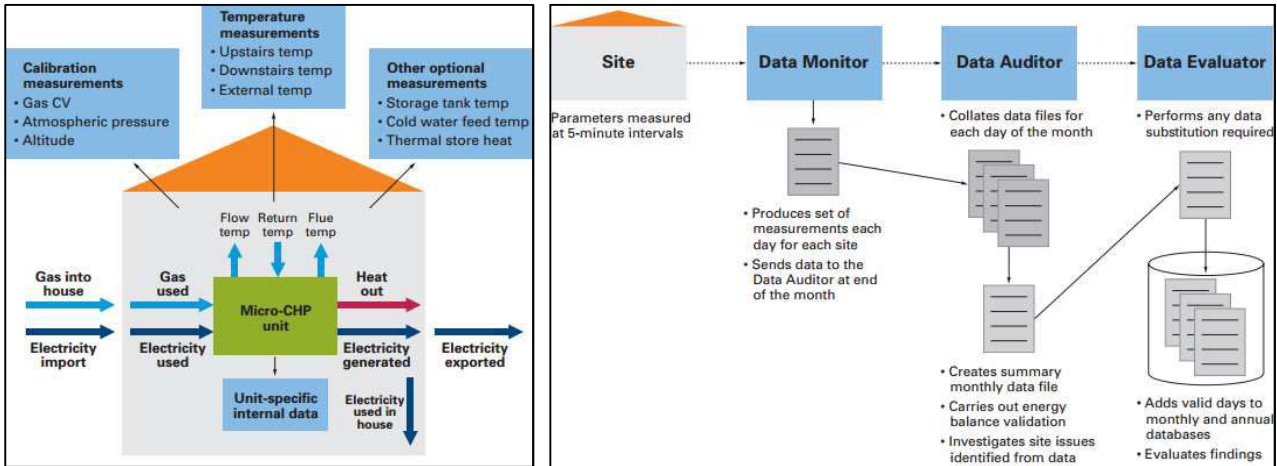


Fig. II.13 – Schéma du protocole d'essai (à gauche) et de traitement des données (à droite) [CAR07].

Kuhn *et al.* [KUH08] ont réalisé une étude bibliographique des field tests réalisés sur des moteurs Stirling en Allemagne, en France, aux Pays-Bas et au Royaume Unis. Ils citent un field test réalisé à Berlin sur le micro cogénérateur à moteur Stirling gaz **SOLO 161** de 2005 à 2008 (cf. Fig. II.14) et un autre réalisé de 2007 à 2009 sur le micro cogénérateur à moteur Stirling gaz **WhisperGen**. L'objectif était d'évaluer le fonctionnement en termes de fiabilité et de performances énergétiques en conditions réelles et variables (notamment en termes de régimes de température et d'instationnarités). Les performances en régime stationnaire du moteur Stirling **SOLO** sont données selon les travaux de Kuhn et comparées à celles de Rogdakis [ROG12] en fonction de la température d'entrée de l'eau de refroidissement.

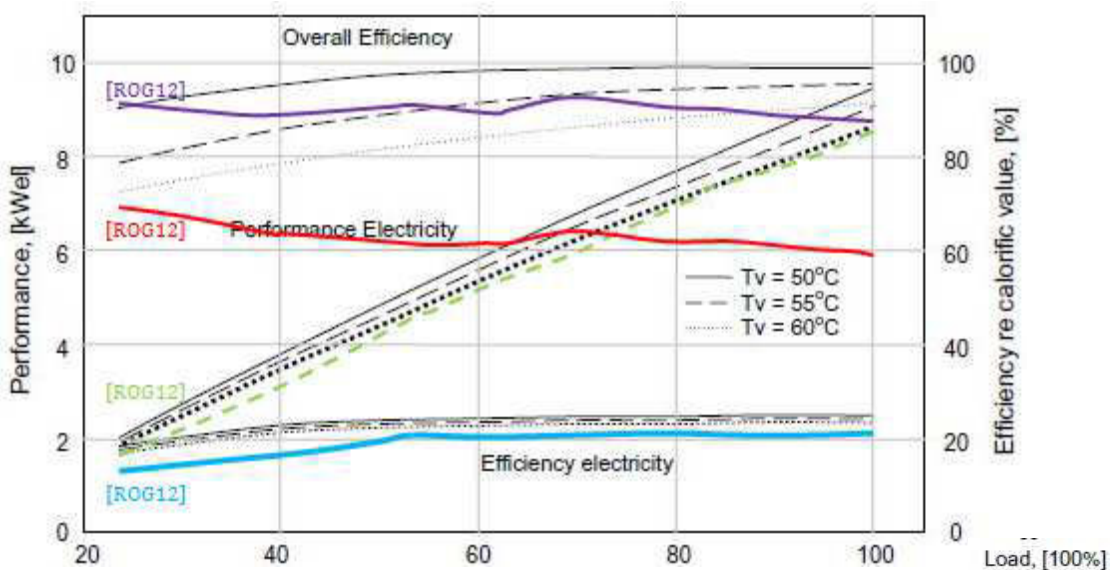


Fig. II.14 – Résultats expérimentaux stationnaires du micro cogénérateur SOLO 161 [KUH08] [ROG12].

Conroy *et al.* [CON14] ont exploité les données d'un field test mené sur un moteur Stirling **WhisperGen Mk4** par le programme **Carbon Trust** [CAR07] dont la métrologie n'a pas été précisée. Ce field test concerne une maison individuelle jumelée de type F4 en Irlande du Nord. Une première campagne de mesure a été menée avec un pas de temps de 30 min, mais ce pas de temps trop grand s'est avéré incompatible avec une analyse fine de la dynamique des systèmes notamment pendant les phases de démarrage et d'arrêt. Une deuxième campagne de mesure au pas de temps 5 min a permis de caractériser précisément les performances de ce micro cogénérateur en régimes stationnaire et instationnaire et principalement pendant les 25-65 premières minutes (*cf.* Fig. II.15). Ces tests ont permis d'évaluer l'impact d'un fonctionnement réel et l'effet saisonnier sur les performances du micro cogénérateur. Les auteurs obtiennent des rendements moyens mensuels de 6,1 % (juin et juillet 2004) à 9,1 % (décembre 2004) pour un rendement nominal en régime permanent de 9,5 %.

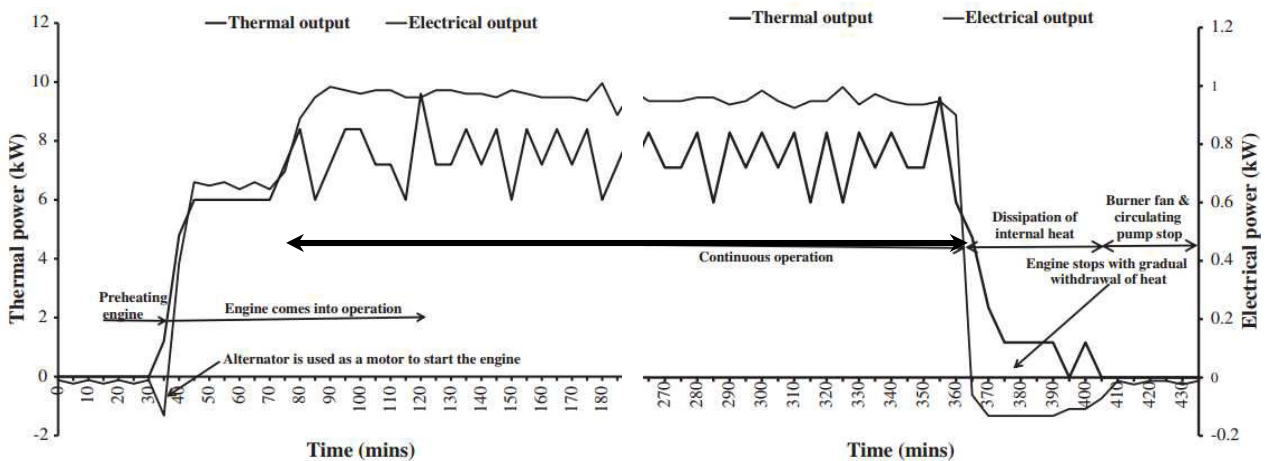


Fig. II.15 – Résultats de field tests du moteur **WhisperGen IV** [CON14].

En 2008 et 2009, **ENGIE** (ex **GDF**) a réalisé des field tests sur un parc de 40 micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling **Hybris Power** de **De Dietrich Thermique** installés dans des bâtiments d'habitation de la région Rhône-Alpes. Les bâtiments sont instrumentés au pas de temps minute au niveau de la mesure de l'énergie électrique (produite, importée et exportée), de la consommation de gaz, de la température ambiante, de la température du ballon d'ECS et de la consommation en ECS (en termes de volumes de puisage) (*cf.* Fig. II.16). Vuillecard *et al.* [VUI11] ont traité ces données agrégées pour étudier l'interaction des micro cogénérateurs avec les bâtiments et le réseau électrique. Ils aboutissent notamment à un taux d'autoproduction moyen de 53 % et à une réduction de la pointe électrique d'injection maximum de 17 %.

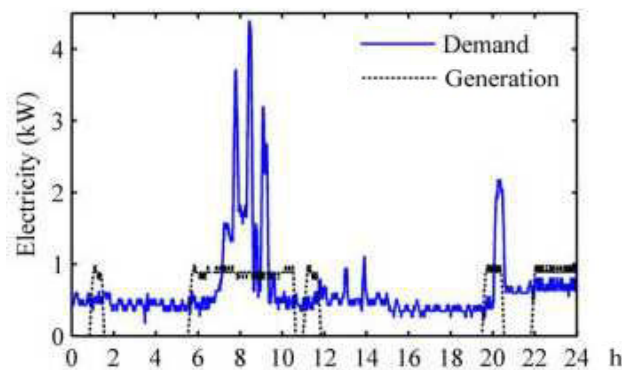


Fig. II.16 – Mesures de consommations et de productions électriques [VUI11].

De Dietrich et GrDF [DED12] [MUL13] ont réalisé à partir de 2010 un field test portant sur une centaine de micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling **Hybris Power**. Six sites ont fait l'objet d'une instrumentation détaillée par le laboratoire **CRIGEN** et 18 sites par le **COSTIC** [COS15] (dont 17 maisons individuelles et un logement collectif) sur la période 2011-2014. L'objectif est d'évaluer le fonctionnement et les performances saisonnières réels de ces systèmes en termes de rendements thermiques, d'autoproduction, d'autoconsommation, de couverture des besoins électriques et de réduction de la pointe électrique d'appel sur le réseau. Ils aboutissent notamment à :

- des rendements électriques annuels de 8,3 à 12,8 % pour un rendement nominal de 14 %,
- des taux d'autoconsommation électrique annuels de 29 à 97 % avec une moyenne à 59 %,
- des taux de couverture électrique de 2,5 à 84 % avec une moyenne à 30 %.

ÖkoFen [OKO15] a commencé à réaliser des field tests en Autriche fin 2012 (encore en cours en 2015) sur son micro cogénérateur à moteur Stirling et à granulés de bois **Pellematic smart_e 0.6** (cf. Fig. II.17) sans décrire la métrologie ni les protocoles mis en place. Ils obtiennent dans une configuration favorable des taux d'autoconsommation électrique de 80 % et des taux de couverture des besoins électriques de 70 %. Les premiers field tests du second système en projet (**ÖkoFen_e 5.0**) sont prévus pour 2016 [OKO15-2].

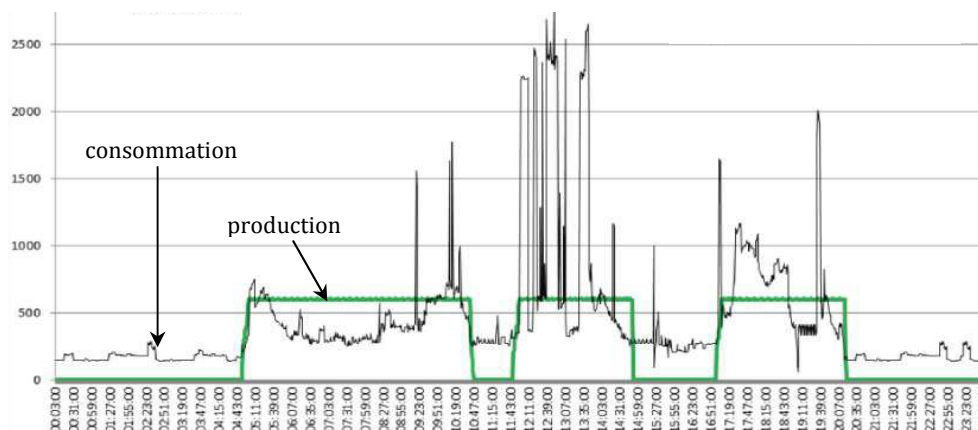


Fig. II.17 - Résultats de field tests du micro cogénérateur **Pellematic Smart_e 0.6** [OKO15].

II.1.2.4. Les essais normatifs

Différentes normes sont mises en place au niveau international pour la certification des systèmes commerciaux à destination des marchés nationaux ou internationaux. Angrisani [ANG14] et Sasso *et al.* [SAS14] ont récemment établi un état de l'art des normes existantes dans le cadre des travaux de l'annexe 54 [IEA14] sur l'intégration des systèmes de micro génération dans les bâtiments. Ils relèvent six normes existantes ou en cours d'élaboration.

D'abord, aux **Etats Unis**, l'ASHRAE propose la norme SPC 204 : *Method of Test for Rating Micro Combined Heat and Power Devices* (révisée en 2010) [ASH10]. Elle fournit une méthode d'essai pour déterminer les performances électriques (rendement électrique net) et thermique de micro cogénérateurs. La norme spécifie le matériel et la métrologie requis, les protocoles d'essais et les règles de calculs.

Le **Royaume Uni** possède une norme d'essais depuis 2008: Publicly Available Specification 67 (PAS 67): *Laboratory tests to determine the heating and electrical performance of heat-led micro-cogeneration packages primarily intended for heating dwellings* [BSI13]. Elle propose de mesurer les performances énergétiques des micro cogénérateurs régulés sur le suivi des besoins thermiques sous plusieurs conditions de charges thermiques. Elle définit les conditions d'essais, les règles de calculs et la métrologie nécessaires (avec les incertitudes limites) en définissant trois configurations (chauffage seul, production de chauffage et d'ECS instantanée, production de chauffage et d'ECS accumulée). La norme propose une extrapolation annuelle des résultats sur les émissions de CO₂ par une méthode de calcul basée sur des ratios d'émission en kg_{CO2}/kWh_{th}.

En **Italie**, une proposition de norme est en cours: UNI E0204A073 : *Micro cogeneration devices fuelled by gaseous or liquid fuels – Ex-ante measurement of energy performance* [IEA14]. Cette proposition de norme concerne les micro cogénérateurs d'une puissance électrique inférieure à 50 kW_{el} et régulés sur le suivi de la demande thermique. La norme propose des tests en régimes stationnaire (au moins 1 h) et instationnaire selon des profils de charge thermique définis pour trois jours types (mi saison, été et hiver) au pas de temps horaire. Une extrapolation annuelle est réalisée en utilisant des facteurs multiplicatifs pour chaque jour type selon la zone climatique. La norme définit les conditions d'essais : températures, pression, régime de température de chauffage de 50/30°C à 75/60 °C, débit de l'eau de refroidissement, *etc.* Enfin, elle fournit les règles de calculs et la métrologie à mettre en place avec les incertitudes limites (les calculs énergétiques sont basés sur le PCS du combustible).

L'**Allemagne** a mis en place depuis 2011 une norme spécifique aux micro cogénérateurs : DIN 4709 (2011-11) [DIN11] : *Determination Of The Standard Efficiency Factor For Micro-CHP-appliances Of Nominal Heat Input Not Exceeding 70 kW_{el}*. Celle-ci propose un protocole d'essai dynamique basé sur un profil de charge défini sur 24 h (*cf.* Fig. II.7 page 51). Le protocole permet d'obtenir des mesures réalistes intégrant les effets des cycles, les pertes thermiques du stockage et les effets de la régulation (variation de la température de l'eau de refroidissement selon la charge thermique). Cette norme spécifie les conditions de références (pression, température, protection à l'ensoleillement) ainsi que la métrologie et les incertitudes limites.

Le **Japon** possède des normes d'essais industrielles sur les micro cogénérateurs gaz : JIS B8122 : *Test Methods for Measuring Performance of Cogeneration Units* [JIS09]. Celle-ci met en œuvre des essais instationnaires (démarrage) et stationnaires (au moins 3 h) avec variation de charge ainsi que des protocoles de mesure des émissions de polluants.

L'**Europe** a mis en place une norme à partir de 2008 sur les piles à combustible ; norme qu'elle a modifiée en 2011 pour intégrer les moteurs Stirling et les moteurs à combustion interne : EN 50465: *Gas appliances – Combined heat and power appliance of nominal heat input inferior or equal to 70 kW_{el}* [ECS15]. Elle donne le protocole d'essais et la métrologie (avec les incertitudes limites) à mettre en place pour des essais en régime stationnaire. La norme distingue deux régimes de températures de chauffage : 50/30 °C pour les systèmes à condensation et 80/60 °C pour les systèmes sans condensation. Enfin, elle donne une règle de calcul pour la détermination du rendement global nominal calculé sur le PCI du gaz et qui doit dépasser 80 %. Le rendement électrique calculé est le rendement net par soustraction des consommations des auxiliaires électriques.

II.1.2.5. Bilan sur les protocoles d'essais

Différents travaux relatifs à des essais de micro cogénérateurs biomasse ou à moteur Stirling gaz ont été recensés et analysés (*cf.* Tab. II.3). Il en ressort que les essais en laboratoires de prototypes sont principalement réalisés en régime stationnaire et servent à leur conception et à leur développement. Parmi les sept essais en laboratoire de systèmes préséries ou commerciaux, seuls trois prennent en compte les phases instationnaires et une seule prend en compte les effets combinés de la température et du débit-masse de l'eau de refroidissement [LOM10]. Ces derniers proposent un protocole complet pour la caractérisation complète en régime stationnaire et instationnaire.

Les field tests sont en majorité instationnaires leur but étant d'évaluer l'impact d'un fonctionnement réel composé de phases de démarrage et d'arrêt. Cependant, le pas de temps de mesure est souvent important en raison du grand nombre de points et la métrologie mise en place est souvent limitée et peu précise. De plus, les bilans énergétiques effectués se résument principalement aux productions électriques, thermiques et aux consommations de combustible sans prendre en compte les émissions de polluants par exemple. Néanmoins, ces bilans annuels pourront servir de référence pour valider un outil de simulation de micro cogénérateurs. Il ressort également de ces field tests que les instationnarités et les conditions aux limites influent fortement sur les performances des technologies Stirling à gaz étant donné la sensibilité du rendement thermodynamique aux niveaux de température.

Par rapport aux deux micro cogénérateurs étudiés dans le cadre de cette thèse, il ressort d'abord qu'aucun de ces deux systèmes n'a été étudié auparavant pour des essais en laboratoire. Ensuite, le pas de temps de mesure doit être adapté à la dynamique des systèmes : quelques secondes en pratique (maximum 1 minute). Pour le micro cogénérateur gaz à moteur Stirling en particulier, l'état de l'art montre qu'une attention particulière doit être portée aux conditions aux limites sur le débit-masse et sur les températures de l'eau de refroidissement ainsi que sur les phases instationnaires. Ces aspects ont très peu été étudiés en pratique. Pour le micro cogénérateur biomasse à moteur à vapeur, en plus de ces deux derniers points, l'état de l'art montre qu'une attention particulière doit être portée au dispositif d'évaluation du débit-masse de combustible ainsi qu'à l'évaluation des polluants (cendres notamment) et aux aspects d'encrassement.

Les protocoles d'essais mis en place dans le cadre de cette thèse intègrent ces différentes préconisations et s'inspirent des études les plus complètes et détaillées en termes d'instrumentation (métrologie, points de mesures, incertitudes) et de plans d'expérience (*cf.* Tab. II.3). Ces nouveaux essais dynamiques permettront d'enrichir l'état de l'art sur les études expérimentales de micro cogénérateurs biomasse et les micro cogénérateurs à moteur Stirling gaz. En particulier, l'étude des phases instationnaires, l'impact des conditions initiales et des conditions aux limites (taux de charge, température et débit-masse) et l'instrumentation précise du débit-masse de combustible constitueront des apports significatifs.

Tab. II.3 – Synthèse des études expérimentales de micro cogénérateurs biomasse ou à moteur Stirling gaz.

Publi. ¹	Zone ²	Type ³	Techno. ⁴	Combustible	Appareil	Fabricant	Pas	Durée	Dyn. ⁵	Paramètres étudiés ⁶	Capteur de température ⁷	Capteur débit	Analyse des fumées	Détail ⁸
[POD99]	AUT	proto	MS- α	biomasse	-	Phillips	-	-	S	-	-	-	-	-
[FRI10]	AUT	proto	GTE	biomasse	-	Bionergy2020+	-	-	-	-	-	-	-	-
[CRE11]	ITA	proto	MS-mRT-1k	biomasse	mRT-1k	FBK	-	-	-	-	-	-	-	-
[QIU12]	RU	proto	ORC	biomasse	prototype	-	-	-	S	-	TC- ?	-	-	+
[CAR14]	SUE	proto	MS- α	biomasse	Genoa01	GenoaStirling	3 s	-	I	-	TC-K	Coriolis	T, O ₂ , CO, NO _x et cendres	++
[CRE14]	FRA	proto	ME	biomasse	-	Enerbiom-TEMPO	-	-	-	-	-	-	-	-
[DOU15]	FRA	proto	ME	biomasse	Indeho	Assystem-FEMTO	-	-	-	-	-	-	-	-
[OKO15]	AUT	proto	MS-PLL	biomasse	PE Smart_e 0.6 ÖkoFen_e 5.0	ÖkoFen	-	-	-	-	-	-	-	-
[ENT04]	CAN	labo	MS- α	gaz	Mk	WhisperGen	<15 min	24 h	I	T*	-	-	-	-
[BER08]	ALL	labo	MS- α	gaz	161	SOLO	1 s	-	S	T+C	PT100	magnétique inductif	O ₂ , CO, NO _x et imbrûlés	++
[THI10]	FRA	labo	MS- β	biogaz	SM5A	Stirling Denmark	-	-	I	T	TC- ?	-	O ₂ , CO, NO _x	+
[LOM10]	ITA	labo	MS- α	biomasse	Pellet	Sunmachine	-	-	I	T (30-70 °C) q(50-200%)	TC-T	pales	T, O ₂ , CO et NO _x (Horiba PG250)	+++
[ROS11]	ITA	labo	MS- α	gaz	161	SOLO	-	-	S	C	-	-	-	+
[ROG12]	GRE	labo	MS- α	biomasse	Mk	WhisperGen	-	-	S	C	-	-	T	+
[BER14]	ALL	labo	MS- α	gaz	161	SOLO	-	-	S	C	-	-	O ₂ , CO O ₂ , CO, NO _x et imbrûlés	++
[VAL15]	ITA	labo	MS- α	gaz	Mk	WhisperGen	1 s	24 h	I	T (30-70 °C) q(0,194 kg/s) P(9-24 bars)	PT100	magnétique inductif	T, O ₂ , CO, NO _x et SO ₂ (TESTO 360)	+++
[CAR07]	RU	field test	MS- α	gaz	Mk	WhisperGen	5 min	1 an (04-05)	I	T*	-	-	T (-)	++
[KUH08]	ALL FRA-PB	field test	MS- α	gaz	161	SOLO	-	2006-08	I	T*	-	-	-	-
[ALE11]	CAN	field test	MS- α	gaz	Mk	WhisperGen	1 min	2007-09	S	-	-	-	T, O ₂ , CO	+
[VUI11]	FRA	field test	MS- α	gaz	Mk	WhisperGen	1 min	2001-03	I	T*	-	-	T (-)	+
[CON14]	IRL	field test	MS-PLL	gaz	Hybris Power	De Dietrich	1 min	1 an (07-08)	I	T*	-	-	-	-
[CON14]	IRL	field test	MS- α	gaz	Mk	WhisperGen	5 min	1 an (04-05)	T	-	-	-	-	-
[COS15 [DED12]	FRA	field test	MS-PLL	gaz	Hybris Power Ecogen	De Dietrich Baxi	1 min	1 an (11-14)	I	T*	-	-	-	-
[OKO15]	AUT	field tests	MS-PLL	biomasse	PE Smart_e 0.6	ÖkoFen	-	-	-	-	-	-	-	-

¹ Publication

² ALL : Allemagne, AUT : Autriche, CAN : Canada, FRA : France, GRE : Grèce, IRL : Irlande, ITA : Italie, PB : Pays-Bas, RU : Royaume Uni, SUE : Suède

³ proto : tests de prototypes en laboratoires, labo : tests de systèmes commerciaux ou « préséries » en laboratoire, field tests : tests terrains

⁴ Technologie : GTE : Générateur thermoélectrique, MS : moteur Stirling, ORC : moteur Rankine à fluide organique (Organic Rankine Cycle), PLL : piston libre linéaire, α : type α , β : type β , γ : type γ

⁵ Dynamique : I : instationnaire, S : stationnaire,

⁶ C : taux de charge, P : pression du fluide de travail, q : débit de l'eau de chauffage/refroidissement du moteur, T : température de l'eau de refroidissement d'entrée dans le moteur, T* : la température est variable et dépend de la régulation mise en place (loi d'eau par exemple)

⁷ PT : thermo résistance de platine, TC-X : thermocouple de type X

⁸ - : présentation sommaire du banc, + : banc légèrement détaillé techniquement, ++ : banc détaillé techniquement, +++ : banc très détaillé techniquement (reproductible)

II.2. Etat de l'art des modèles de micro cogénération

II.2.1. Typologies de modélisation

Les travaux de l'Annexe 42 de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA Annex 42) [BEA07] dressent un état de l'art des approches de modélisation employées pour des applications de micro cogénération.

Il existe d'abord l'approche **empirique** qui consiste à s'affranchir des phénomènes physiques et des lois théoriques mis en jeu. Cette approche utilise des modèles mathématiques se basant sur des résultats expérimentaux. Il s'agit le plus souvent de régressions ou des courbes de tendance. Par exemple, un phénomène dynamique pourra être modélisé à l'aide d'un polynôme fonction du temps. Les modèles empiriques sont assimilables à des modèles dits « boîtes noires » non déterministes. Ensuite, existe l'approche **semi-physique** (et/ou semi-empirique) qui consiste à modéliser un phénomène physique par une approche empirique mais utilisant une base théorique restreinte. Par exemple, la plupart des corrélations de convection sont des modélisations semi-physiques issues d'essais expérimentaux basés sur des nombres adimensionnels. Ces nombres sont issus de la théorie de la mécanique des fluides ou des transferts thermiques (Reynolds, Prandtl, Biot, *etc.*). Ces modèles sont couramment dénommés : modèles « boîtes grises ». Enfin, existe l'approche pleinement **physique** qui consiste à utiliser les lois théoriques d'un domaine donné et d'en dégager un formalisme. Cette approche modélise analytiquement ou numériquement un système. Par exemple, les applications de micro cogénération requièrent des lois théoriques issues de la thermodynamique (machines thermiques), des transferts thermiques (échangeurs de chaleur) et de la chimie (combustion, oxydoréduction). Ces modèles sont couramment dénommés : modèles « boîtes blanche ».

Les modélisations empiriques sont restreintes au domaine d'étude étudié expérimentalement et sont de fait peu généralisables. De plus, ces modèles manquent de précision même s'ils mobilisent peu de ressources de calculs. L'approche pleinement physique a l'avantage d'être généralisable mais a l'inconvénient d'être lourde en termes de données d'entrées et en temps de calcul. Un modèle semi-physique sera plus flexible et pourra intégrer en partie des modélisations pleinement physiques sur les grandeurs d'intérêt. Ces modèles offrent un bon compromis entre la précision, le temps de calcul et leur généralité.

II.2.2. Modélisation de systèmes de micro cogénération

La bibliographie est relativement foisonnante sur la modélisation de systèmes de micro cogénération. Cette partie en présente un état de l'art en se restreignant aux technologies intervenant dans cette thèse, à savoir les moteurs Stirling voire Ericsson gaz et les micro cogénérateurs biomasse. Le combustible biomasse étant peu étudié pour des applications de micro cogénération, l'état de l'art ne présentera pas de restriction sur la technologie employée au contraire des micro cogénérateurs gaz. L'objectif est d'identifier la stratégie de modélisation de chaque auteur et d'en extraire les points forts et faibles.

II.2.2.1. Les modèles empiriques

Seulement trois modèles empiriques de type « boîtes noires » ont été recensés. Il s'agit de modèles de données basés sur des résultats expérimentaux. D'abord, Thiers *et al.* [THI10] proposent un modèle quasi-statique d'un micro-cogénérateur biomasse à moteur Stirling. Ce modèle est basé sur des corrélations expérimentales (*cf.* Eq. II.1 et II.2) issues du prototype **Sunmachine Pellet** (*cf.* Fig. II.8 page 51) :

$$P_{\acute{e}l}(T_{cw,in}) = \min(1380; 1600 - 6,5 T_{cw,i}) \quad (\text{II.1})$$

$$\dot{Q}_{th}(T_{cw,in}) = \min(5400; 5850 - 17 T_{cw,i}) \quad (\text{II.2})$$

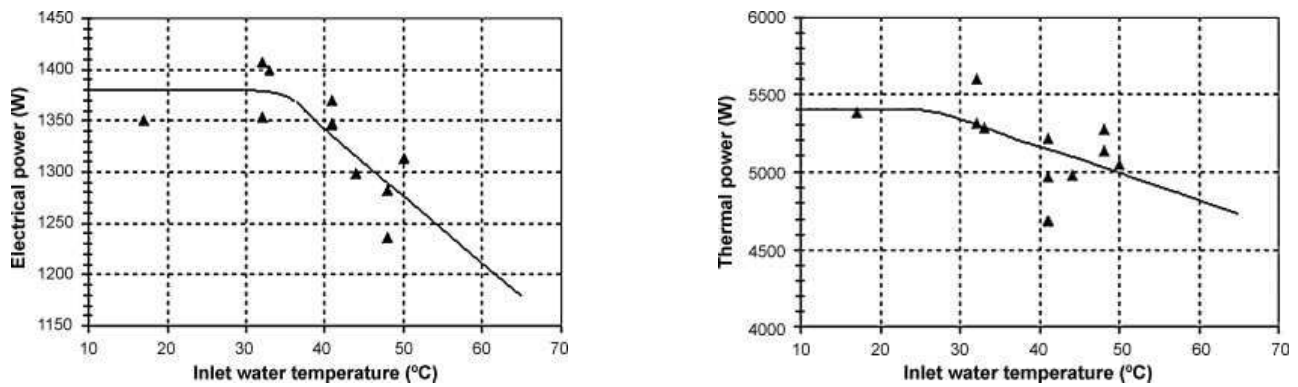


Fig. II.18 – Résultats expérimentaux et régressions linéaires sur la **Sunmachine Pellet** [THI10].

Mahkamov *et al.* [VEI09] [ALE11] ont modélisé empiriquement les performances du moteur Stirling gaz **WhisperGen Mk Vb** sur la base d’essais réalisés en laboratoire au pas de temps 1 minute (cf. Fig. II.9 page 52). Les auteurs ont programmé ce modèle dans l’environnement **Energy+**.

Conroy *et al.* [CON13] ont établi un modèle dynamique de données totalement empirique sur la base de field tests du micro cogénérateur gaz à moteur Stirling Mk 4 de **WhisperGen** (cf. § II.1.2.3). Le modèle distingue les phases de démarrage, de régime stationnaire et d’arrêt. Aucune étude paramétrique sur les températures de retour ni sur le débit n’a été menée. Le modèle développé sous **Matlab Simulink** se limite au calcul des puissances électrique et thermique en sortie du micro cogénérateur en fonction du temps et de la durée d’arrêt séparant deux cycles de fonctionnement. Le débit du combustible et les différents rendements ne sont pas accessibles ainsi que les émissions de polluants (cf. Fig. II.19). Ce modèle est simple et permet d’être facilement couplé à une STD de bâtiment cependant il est difficilement adaptable à d’autres micro cogénérateurs.

Duration	Equation	R ²	Duration	Equation	R ²
<i>Less than 1 h</i>			<i>Less than 1 h</i>		
0–10 min	$P_e = 0.0036t^2 + 0.0216t$	1.00	0–10 min	$P_{th} = -0.0096t^2 + 0.6168t$	1.00
15–35 min	$P_e = -0.00036t^2 + 0.0276t + 0.456$	1.00	15–30 min	$P_{th} = 0.00024t^3 - 0.024t^2 + 0.6984t + 0.102$	0.91
<i>1–2 h</i>			<i>1–2 h</i>		
0–10 min	$P_e = 0.0636t - 0.00024$	1.00	0–5 min	$P_{th} = 0.098168t$	1.00
15–30 min	$P_e = 0.00024t^2 - 0.0096t + 0.7308$	0.74	10–45 min	$P_{th} = -0.0504t + 4.8996$	0.83
35–45 min	$P_e = 0.0108t + 0.486$	0.86	<i>2–4 h</i>		
<i>2–4 h</i>			0–5 min	$P_{th} = 0.984t$	1.00
0–10 min	$P_e = 0.0048t^2 + 0.012t$	1.00	10–65 min	$P_{th} = 0.0444t + 4.896$	0.90
15–30 min	$P_e = -0.000036t^2 - .0006t + 0.642$	0.83	<i>Above 4 h</i>		
35–50 min	$P_e = -0.00084t^2 + 0.0912t - 1.4424$	0.99	0–10 min	$P_{th} = 0.5196t$	1.00
<i>Above 4 h</i>			15–65 min	$P_{th} = 0.0408t + 4.9692$	0.79
0–10 minutes	$P_e = 0.0024t^2 + 0.036t$	1.00	<i>Shutdown</i>		
15–30 min	$P_e = 0.00012t^2 - 0.0072t + 0.7272$	0.85	5–20 min	$P_{th} = -0.0006t^3 + 0.0408t^2 - 0.9108t + 8.3328$	0.99
35–55 min	$P_e = -0.00072t^2 + 0.0792t - 0.12744$	1.00	25 min	$P_{th} = -0.006t^2 + 0.2064t - 0.2544$	0.93
			30–35 min	$P_{th} = -0.2328t + 8.1672$	1.00

Fig. II.19 – Corrélations temporelles du micro cogénérateur **WhisperGen** [CON13].

II.2.2.2. Les modèles semi-physiques

Beausoleil-Morrison *et al.* [BEA07] et Ferguson [FER09] ont réalisé un état de l’art exhaustif sur les modèles numériques de micro cogénération dédiés aux bâtiments au travers des travaux de l’Annexe 42 de l’AIE. Sur cette base bibliographique, ils développent avec Ferguson un modèle instationnaire et semi-physique basé sur une « carte de performance ». Le détail du modèle de l’Annexe 42 de l’AIE est donné à l’Annexe A. Synthétiquement, la partie « physique » du modèle discrétise le micro cogénérateur en trois volumes de contrôle sur lesquels sont réalisés des bilans d’enthalpie. Ces volumes sont caractérisés par des masses thermiques et des coefficients d’échange. La partie « semi-physique » modélise les rendements thermique et électrique à charge partielle par des corrélations à trois variables et 27 coefficients chacun (cf. annexe A) :

$$\eta_{el} = f(\dot{m}_{cw}, T_{cw,i}, P_{net,ss}) \quad (II.3)$$

$$\eta_{th} = f(\dot{m}_{cw}, T_{cw,i}, P_{net,ss}) \quad (II.4)$$

Les auteurs proposent une procédure d'optimisation pour identifier ces 54 paramètres. Ceux-ci doivent être fixés de telle manière que l'écart entre les grandeurs mesurées expérimentalement et le modèle soit minimisé. L'inconvénient majeur de ce modèle réside dans cette procédure d'optimisation qui est lourde, qui manque de sens physique et qui ne garantit pas l'unicité de la solution. Pour pallier ce manque de sens physique tout en limitant les essais de calibration, Lombardi *et al.* [LOM10] ont repris ce modèle et lui ont appliqué une méthode de « différences linéaires ». Celle-ci est basée sur des corrélations plus simples et des paramètres de référence. Ces références sont issues d'études expérimentales nécessitant un nombre de données restreint. Les auteurs définissent ainsi les rendements thermique et électrique à partir des valeurs de référence pour la puissance électrique, la température et le débit masse de l'eau de refroidissement (*cf.* Eq. II.5 et II.6). Enfin, les auteurs précisent qu'ils obtiennent une précision équivalente au modèle initial.

$$\eta_{el} = \alpha_0 + \alpha_1(P_{net,ss} - P_{net,ss,réf}) + \alpha_2(T_{cw,i} - T_{cw,i,réf}) + \alpha_3(\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw,réf}) \quad (II.5)$$

$$\eta_{th} = \beta_0 + \beta_1(P_{net,ss} - P_{net,ss,réf}) + \beta_2(T_{cw,i} - T_{cw,i,réf}) + \beta_3(\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw,réf}) \quad (II.6)$$

II.2.2.3. Les modèles physiques

De nombreux modèles numériques pleinement physiques de micro cogénérateurs à moteur Sirling gaz ou de micro cogénérateurs biomasse ont été développés. Par exemple, Schwendig *et al.* [SCH96] ont ainsi modélisé le cycle global de Stirling puis Kongtragool et Wongwises [KON03] y ont introduit l'impact des volumes morts. Organ [ORG87] a programmé probablement le premier un code CFD d'un moteur Stirling et Mahkamov [MAH06] a quant à lui développé un code CFD d'un moteur Stirling biomasse. Ces modèles ont originellement été développés pour la compréhension et l'évaluation des phénomènes internes voire pour l'optimisation de la conception de moteur. Cependant ces modèles n'ont pas été élaborés dans le but d'étudier le couplage avec des bâtiments dans des simulations annuelles.

Parmi les modèles compatibles avec des simulations annuelles, Urieli et Berchowitz [URI84] proposent un modèle thermodynamique simplifié adiabatique dans le but d'établir un compromis entre la précision et le temps de calculs. Ce modèle a été repris par Rogdakis *et al.* [ROG12] pour l'analyse du moteur Stirling **Solo V161** et par Valenti *et al.* [VAL15] pour une application de micro cogénération gaz. Ces derniers utilisent le modèle adiabatique et isotherme (chambres de compression et de détente adiabatiques et isothermes) à 5 volumes de contrôle (*cf.* Fig. II.20) qu'ils comparent à des mesures expérimentales (*cf.* § II.1.2.2).

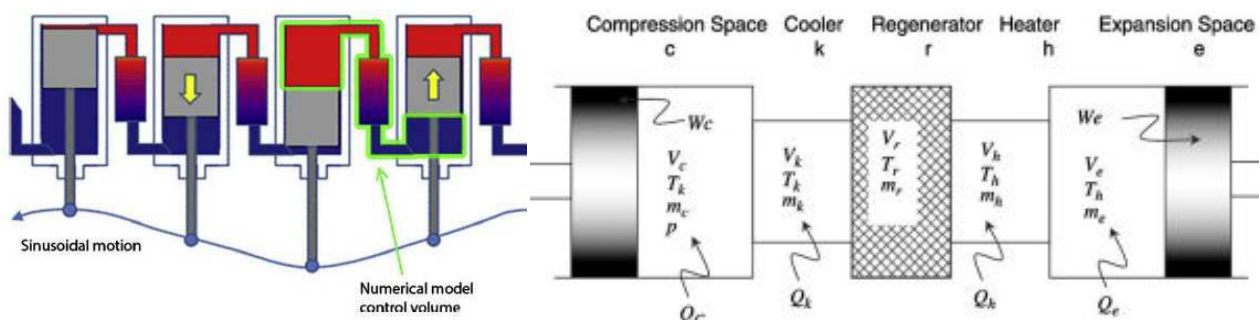


Fig. II.20 – Représentation du volume de contrôle étudié (à gauche) et du modèle adopté (à droite) d'un moteur Stirling par la méthode d'Urieli [VAL15].

Liu *et al.* [LIU11] ont développé un modèle numérique thermodynamique dans l'outil de simulation EES pour simuler un micro cogénérateur biomasse ORC. Le modèle est statique et utilise les diagrammes enthalpiques de type $T-s$ de trois fluides organiques dont les potentiels de réchauffement climatiques sont nuls (HFE100, HFE700 et n-pentane). Une étude paramétrique est réalisée sur la nature du fluide, les ratios de pression et de température pour évaluer les rendements électriques et globaux attendus. Dans le cas le plus favorable, ils aboutissent à des rendements électriques potentiels de 7,5 % pour une puissance de 1 500 W_{el} et à 13,5 % pour une puissance de 2 710 W_{el} . Le rendement global est de l'ordre de 80 % et les performances dépendent de manière prépondérante du niveau de température du brûleur.

Alanne *et al.* [ALA12] ont développé un modèle numérique thermodynamique instationnaire d'un moteur rotatif à vapeur de type Rankine. Ils y intègrent les pressions de travail, les efficacités isentropiques de détente et de compression et les volumes de détente. Alanne *et al.* [ALA14] ont également étudié la possibilité d'intégrer un module thermoélectrique au cœur d'un foyer de combustion de biomasse. Les auteurs soulignent l'intérêt des modules thermoélectriques statiques évitant toute pièce mobile et limitant la maintenance. Le modèle numérique stationnaire aboutit à un rendement électrique théorique de près de 9 %.

Récemment, Creyx *et al.* [CRE13] ont développé un modèle numérique thermodynamique stationnaire d'un moteur Ericsson couplé à une chaudière biomasse pour des applications d'optimisation de conception sur les pressions et sur les températures de travail. Lontsi *et al.* [LON13] ont développé un modèle thermodynamique instationnaire au pas de temps de $2 \cdot 10^{-3}$ s d'un moteur Ericsson alternatif à cycle de Joule pour des applications de micro cogénération compatible avec des combustibles renouvelables et notamment la biomasse. Angrisani *et al.* [ANG13] ont réalisé un modèle numérique physique en régime stationnaire d'un moteur Stirling. La tête du moteur (source chaude) est chauffée par une chambre de combustion à lit fluidisé et par l'énergie solaire qui est concentrée sur le foyer de combustion à l'aide de miroirs paraboliques (*cf.* Fig. II.21). La puissance électrique nominale est de 1 kW_{el} . Le modèle numérique du lit fluidisé est basé sur des bilans enthalpiques simplifiés. Le moteur Stirling est modélisé de manière thermodynamique « en dimension et en temps finis » sur la base des travaux de Yaqi *et al.* [YAQ11] et de Kaushik et Kumar [KAU00]. Ce modèle requiert les niveaux de température et de pression des chambres chaude et froide ainsi que des données relatives au fluide de travail (capacité thermique massique, masse molaire, taux de compression), au régénérateur (efficacité) et aux échanges de chaleur (surface d'échanges et coefficients d'échange). Ils réalisent une étude paramétrique sur la température de lit fluidisé et calculent des rendements électriques de 10 à 20 %.

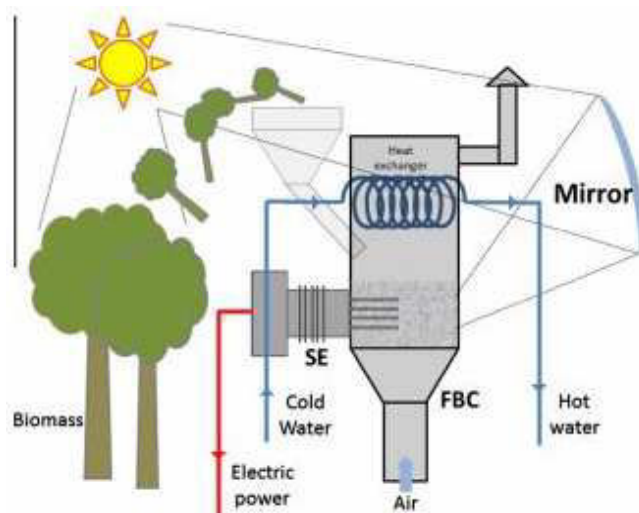










Fig. II.21 –Principe du système de moteur Stirling hybride (biomasse + solaire) [ANG13].

II.2.2.4. Bilan sur les modèles

Différentes typologies de modèles numériques sont proposées dans la littérature et répondent à des besoins différents : conception, calculs de performance, STD de bâtiments, etc.

L'état de l'art des modèles de micro cogénération montre que l'approche pleinement physique (CFD ou thermodynamique) ne convient pas pour des STD annuelles (STDA) notamment en raison des pas de temps requis trop faibles (inférieure à 1 s) et du nombre de paramètre requis trop important. Aussi, ce sont des modèles difficilement généralisables. A l'inverse, la spécificité ou la simplicité de certains modèles sont également incompatibles avec l'objectif de précision requis dans le cadre d'études du couplage de solutions de micro cogénération avec les bâtiments. Les modèles empiriques manquent de précision et de flexibilité notamment au niveau de la régulation : l'impact des températures de l'eau de refroidissement et des phases instationnaires doit être pris en compte dans les STDA pour obtenir des résultats numériques fiables et réalistes. Les modèles semi-physiques s'avèrent être les plus adaptés à des STDA de micro cogénérateurs avec les bâtiments d'habitation. Ils permettent de prendre en compte les phases instationnaires de manière simplifiée et précise et permettent d'intégrer l'influence des paramètres tels que la température de l'eau de refroidissement, le débit de l'eau de refroidissement ou le taux de charge sur les performances énergétiques. De plus, ils impliquent des pas de temps de simulation de l'ordre de la minute, compatibles avec des STD annuelles. Le tableau II.4 fait la synthèse de tous les modèles précédemment identifiés :

Tab. II.4 – Synthèse des modèles de micro cogénérateurs biomasse ou à moteur Stirling gaz.

Type	Publi.	Techno.	Combustible	Logiciel	Dynamique	Pas	Précision	Généricité	Compatibilité STDA
Empirique	[THI10]	MS	biomasse	 1	stationnaire	60 min	+	+	+++
	[ALE11]	MS	gaz	 2	instationnaire	1 min	++	+	+++
	[CON13]	MS	gaz	 3	instationnaire	5 min	++	+	+++
Semi-physique	[BEA07]	MS MCI PC	gaz biomasse	 4  5  6	instationnaire	>1 min	+++	+++	+++
	[LOM10]	MS	gaz	ES-r 7	instationnaire	?	+++	+++	+++
	[LIU11]	ORC	biomasse	 ?	stationnaire	?	++	+	++
Physique	[ALA12]	MV	biomasse	?	instationnaire	?	++	+	++
	[ROG12]	MS	gaz	?	stationnaire	0,1 ms	+++	+	+
	[ANG13]	MS	biomasse+so laire	?	stationnaire	?	++	+	+
	[CRE13]	ME	biomasse	?	stationnaire	?	+++	+	+
	[LON13]	ME	biomasse - gaz	 ?	instationnaire	2 ms	+++	+	+
	[ALA14]	GTE	biomasse	?	stationnaire	?	++	+	+
	[VAL15]	MS	gaz	?	stationnaire	?	+++	+	+

1 <http://www.izuba.fr/logiciel/pleiadescomfie>

2 <http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/>

3 <http://fr.mathworks.com/products/matlab/>

4 <http://www.fchart.com/ees/>

5 <http://www.trnsys.com/>

6 <http://www.equa.se/en/ida-ice>

7 <http://www.esru.strath.ac.uk/Programs/ESP-r.htm>

Au niveau des environnements numériques, six outils de simulation compatibles avec une simulation annuelle de micro cogénérateurs ont été recensés:

- **TRNSYS** : développé par l'Université du **Wisconsin-Madison** et co-développé par **Transolar GmbH**,
- **EES (Engineering Equation Solver)** : développé par l'Université du **Wisconsin-Madison**,
- **IDA-ICE** : développé par le **Royal Institute of Technology in Stockholm (KTH) & Helsinki University of Technology**,
- **Energy+(ex DOE)** : développé par l'**US Department of energy**,
- **Esp-r** : développé par l'**Energy Systems Research Unit (ESRU), University of Strathclyde**,
- **Matlab Simulink** : développé par la société **MathWorks**,
- **Pléiades-COMFIE** : développé par les **Mines ParisTech** et repris par la société **IZUBA**.

Un des objectifs de ce travail de thèse est de simuler le comportement physique de micro cogénérateurs (gaz et biomasse) sur la base de données expérimentales (*cf.* Chapitres III et IV). L'état de l'art fait ressortir sept critères à remplir pour la conception d'un modèle numérique compatible avec des STDA :

- **simplicité d'usage** : le nombre d'entrées (inputs) doit être limité,
- **simplicité de paramétrage** : les paramètres doivent être facilement accessibles par des études expérimentales peu intrusives,
- **instationnarités** : le modèle doit être dynamique avec la prise en compte des phases de démarrage, de modulation et d'arrêt,
- **précision** : le modèle doit simuler le système de manière réaliste et précise (influence de la température, du débit, de la charge, *etc.*),
- **pas de temps compatible avec une STDA** : le modèle doit fournir des bilans annuels, il doit donc être précis mais ne doit pas consommer trop de ressources informatiques (temps de calcul). Le pas de temps de simulation doit donc être équivalent aux pas de temps de STDA (quelques minutes au minimum),
- **adaptabilité** : le modèle se veut adaptable à d'autres micro cogénérateurs et d'autres combustibles,
- **reproductibilité** : la description du modèle fourni doit permettre une reproduction totale dans d'autres environnements numériques de simulation.

II.3. Etat de l'art des études théoriques des micro cogénérateurs couplés aux bâtiments d'habitation

Différentes études ont été développées sur l'analyse énergétique, environnementale, économique voire exergetique de systèmes de micro cogénération couplés aux bâtiments d'habitation. Un état de l'art des études récentes est dressé dans cette partie en se focalisant uniquement sur les travaux intégrant des moteurs Stirling gaz ou des micro cogénérateurs biomasse. Cet état de l'art écarte par exemple les études qui traitent des piles à combustible (études très foisonnantes ces dernières années), étant donnée la grande différence en termes de technologie et de fonctionnement ou les études exergetiques qui sortent du cadre de cette thèse. L'objectif est d'identifier le contexte d'étude, les outils de simulation employés, le niveau de détail de modélisation, les hypothèses prises, les indicateurs de performance mis en place, les verrous rencontrés, les principaux résultats ainsi que les apports originaux. Les études sont présentées dans un ordre chronologique et une synthèse sera réalisée au tableau II.5.

II.3.1. Etudes sur la micro cogénération Stirling gaz

Hawkes et Leach [HAW05] proposent une plateforme numérique **CODEGen** (Cost Optimisation of Decentralised Energy Generation) au pas de temps 5 min pour optimiser les gains économiques de systèmes Stirling gaz dans le contexte britannique. En particulier, cette étude montre l'impact du choix du pas de temps de simulation sur les performances de micro cogénérateurs (*cf.* Chapitre VI). Ils préconisent un pas de temps maximum de 5 min pour obtenir des résultats précis et réalistes. Hawkes et Leach [HAW07] ont ensuite mené une étude énergétique et économique sur un système Stirling gaz de 2 kW_{él.}. En particulier, ils ont comparé trois stratégies de régulation consistant à suivre la demande thermique, la demande en électricité ou à minimiser en temps réel les coûts d'exploitation. Ils concluent que la première stratégie procure les plus grandes réductions d'émissions de GES et obtiennent des taux d'autoproduction de l'ordre de 60 %.

Boait *et al.* [BOA06] ont repris les données expérimentales des field tests réalisés dans le cadre du programme Carbon Trust [CAR11]. Sur cette base, ils réalisent une étude énergéico-économique sur le moteur Stirling **Whispergen** au pas de temps 5 min dans le contexte britannique. Les auteurs obtiennent de manière optimiste des temps de retour sur investissement (TRI) de 3 à 6 ans et des taux d'autoconsommation de l'ordre de 50 à 60 %.

De Paepe *et al.* [DEP06] ont réalisé une étude énergétique, environnementale et économique sur deux moteurs Stirling (**Solo v161** et **Whispergen**) dans le contexte belge. Ils distinguent trois cas de référence en termes de facteur d'énergie primaire et de facteurs d'émission de la production électrique centralisée (CCCG, centrale thermique fossile et mix moyen belge). Les auteurs aboutissent à des taux d'autoconsommation de l'ordre de 10 %, des économies d'énergie primaire de 9 à 14 % (**WhisperGen**) et de 27 à 40 % (**SOLO**), des réductions d'émission de CO₂ de 4 à 16 % (**WhisperGen**) et de 12 à 48 % (**SOLO**) et des réductions de coûts d'exploitation de 250 (**WhisperGen**) à 300 €/an (**SOLO**).

Peacock et Newborough [PEA05] ont réalisé diverses études énergétiques, environnementales et économiques dans le cadre du programme **Carbon Trust** [CAR07][CAR11]. En utilisant des données expérimentales au pas de temps 1 minute sur les besoins énergétiques, ils ont étudié sous **Excel** un moteur Stirling à gaz. Les auteurs atteignent des taux d'autoproduction journaliers de 3 à 73 % selon la saison et la stratégie de régulation. Les gains environnementaux et économiques annuels maximum s'élèvent respectivement à 9 % et 127 € par rapport à la solution de référence (générateur thermique gaz). Les auteurs ont ensuite repris ce code de calcul et ces hypothèses pour étudier l'impact de la pénétration de cette technologie sur un quartier constitué par 13 logements d'habitation [PEA06]. Ils y évaluent des taux d'autoproduction annuels jusqu'à 25 %. Ils y soulignent une grande variation saisonnière avec des taux mensuels s'échelonnant de 10 à 39 %. Enfin, les auteurs montrent qu'une pénétration limitée à 50 %

n'induit pas de forts flux exportés sur le réseau au-delà du micro quartier considéré. Aussi, un déploiement à 100 % permet un taux d'autoproduction journalier en hiver de l'ordre de 80 % avec une réduction de la pointe (ADMD) de l'ordre de 40 % (ADMD : pointe maximale foisonnée par usager). Ces auteurs ont enfin étudié l'impact du taux de pénétration des solutions de micro cogénération en prenant en compte les besoins agrégés de 50 logements d'habitation britanniques [PEA07]. En particulier, les auteurs ont mis en œuvre une régulation qui permet d'anticiper les besoins électriques puis d'adapter la production micro cogénérée d'électricité agrégée (Aggregate Load Control ALC) pour réduire voire éliminer l'horo-sensibilité de la demande pendant les pointes horaires du matin et du soir. Ils concluent qu'une forte pénétration de micro cogénérateurs dans le secteur résidentiel associée à une régulation simple permet à la fois de diminuer la demande moyenne ainsi que les effets de pointes horo-saisonniers (réduction du facteur de charge journalier de 42,5 à 48,5 % pour des taux de pénétration respectivement de 50 et 100 %).

Gähler *et al.* [GAH07] proposent une étude énergétique et économique au pas de temps 15 min sur un moteur Stirling gaz dans le contexte allemand (*cf.* Fig. II.22). L'originalité repose sur le développement de deux stratégies de régulation sur des critères de rentabilité et de consommation en énergie primaire dont le calcul se fait en temps réel (mise en route du micro cogénérateur selon sa rentabilité ou selon son bilan d'énergie primaire par rapport à l'appoint thermique).

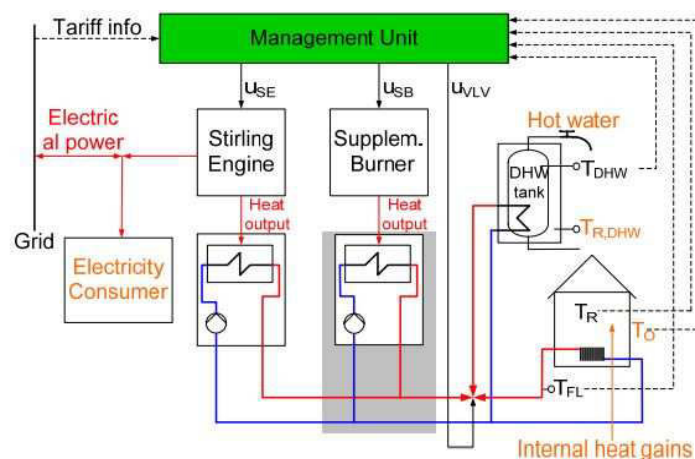


Fig. II.22 – Principe de la plateforme numérique [GAH07].

Houwing *et al.* [HOU07] ont développé un programme numérique au pas de temps 1 min qui utilise un système multi-agent (SMA). Ils étudient l'impact énergétique, environnemental et économique d'un moteur Stirling gaz modulant dans le contexte britannique. Les auteurs distinguent trois stratégies de régulation (suivi de la demande thermique, suivi de la demande électrique et suivi du coût d'exploitation optimal) ainsi que deux structures tarifaires de l'électricité (fixe et variable selon le marché Spot Amsterdam Power Exchange). Les auteurs concluent notamment que la pertinence économique de ces systèmes est fortement corrélée à la stratégie de commande. La minimisation des émissions de GES est procurée par le contrôle sur le suivi de la demande électrique.

Pehnt [PEH08] propose une étude originale uniquement sur l'impact environnemental de moteurs Stirling gaz par une analyse de cycle de vie (ACV) dans le contexte allemand. L'ACV porte sur le combustible et sur les matériaux utilisés pour la fabrication des systèmes (moteurs, enveloppe métallique, *etc.*). L'étude se base sur plusieurs moyens de production séparée de chaleur et d'électricité (réseaux de chaleur par cogénération (MCI ou CCCG) pour la chaleur et CCCG, centrales à charbon ou mix allemand pour l'électricité). L'étude compare les émissions de CO_{2,éq} et de SO_{2,éq} (acidification) et conclut que les solutions de micro cogénération sont compétitives en termes d'émissions de polluants atmosphériques mais que celles-ci doivent maximiser leur rendement global pour rester pertinentes. Penht a extrapolé ses résultats pour établir un bilan annuel sur trois types de bâtiments (maison individuelle, logement collectif et hôtel). Il obtient des taux d'autoproduction électrique de 10 à 40 % et d'autoproduction thermique de 30 à 100 %. Enfin, il calcule des réductions d'émissions de GES de l'ordre de 20 à 30 %.

Matics et Krost [MAT08] ont étudié la pertinence économique de la micro cogénération dans le contexte allemand. Ils ont développé un code numérique d'optimisation dans l'environnement **Matlab Simulink** au pas de temps 1 min dans le but de minimiser le coût d'exploitation. En particulier, les auteurs intègrent les coûts d'exploitation, de maintenance et une structure tarifaire de l'électricité variable au pas de temps horaire. Aussi, l'étude présente une stratégie de régulation intéressante basée sur une gestion de la production et des charges électriques par la prédiction des besoins énergétiques et le délestage de certains besoins électriques flexibles (lavage et froid). Sur une journée d'hiver, la gestion optimisée de la production génère un gain économique de 17 % par rapport à la solution de référence. La gestion des charges génère un gain supplémentaire de 6 %. Cette étude manque cependant de précision sur les hypothèses prises ce qui la rend peu reproductible.

Collazos *et al.* [COL09] ont étudié la pertinence économique de la micro cogénération dans le contexte helvético-allemand. Ils ont développé un code numérique d'optimisation sous contrainte dans l'environnement **Matlab Simulink** au pas de temps 15 min. Les auteurs cherchent à minimiser les coûts d'exploitation d'un système Stirling gaz (**SOLO V161**) tout en satisfaisant un critère de confort thermique. En particulier, les auteurs développent une stratégie de pilotage des systèmes et des charges basée sur la prédiction des besoins énergétiques (leur stratégie de prédiction est détaillée au Chapitre VI). Les auteurs obtiennent un gain économique optimisé de 13 % sur les coûts d'exploitation par rapport à une régulation sans prédiction ni optimisation. Ils obtiennent également une réduction de 13 % des coûts d'exploitation par rapport à une configuration de référence (générateur gaz + réseau) ainsi qu'un taux d'autoproduction de 35 %. Enfin, la prise en compte d'une structure tarifaire variable de l'électricité permet des gains de 5 % sur la facture énergétique et de 30 % sur les coûts d'exploitation.

Dorer et Weber [DOR09] ont réalisé une étude d'impact énergétique et environnemental sur un moteur Stirling dans le contexte britannique et européen en prenant en compte l'ACV de l'énergie électrique centralisée. Les solutions de micro cogénération permettent d'améliorer quasiment systématiquement ces deux impacts selon le type de bâtiments et la technologie employée. Les gains maximum sont de l'ordre de 20 à 30 %. Les auteurs [DOR09-2] ont ensuite étudié l'impact de la taille et du type de ballon de stockage (stratifié ou mixé) ainsi que du gain du régulateur PI utilisé. Ils soulignent l'importance à accorder au dimensionnement ou au réglage de ces deux paramètres afin d'optimiser les gains énergétiques et de limiter le recours à l'appoint thermique.

Ribberink *et al.* [RIB09] ont repris les travaux de l'annexe 42 [BEA07] et ont réalisé une étude énergétique et environnementale dans l'outil de simulation **ESP-r** au pas de temps 100 s sur un moteur Stirling gaz dans le contexte canadien. Les auteurs tirent plusieurs préconisations de leurs résultats numériques. D'abord, le dimensionnement du ballon tampon influe fortement sur les performances énergétiques de ces systèmes (courts cycles, pertes supplémentaires). Ensuite, le taux d'autoconsommation doit être maximisé selon eux et les micro cogénérateurs doivent récupérer la chaleur latente des fumées de combustion pour être compétitif avec les solutions de référence à gaz. Enfin, une puissance nominale électrique de production de 700 W_{el} est faible dans le contexte canadien à hauts besoins électriques et forts pics de demande. La configuration la plus favorable génère une diminution de 17 % des émissions de CO_2 et de 3,6 % de NO_x .

Alanne *et al.* ont réalisé diverses études énergétiques, environnementales et/ou économiques de micro cogénérateurs dans le contexte finlandais [ALA10] [ALA12] [ALA14]. La première étude a été réalisée dans l'outil de simulation **IDA-ICE** et porte sur un moteur Stirling gaz. En particulier, cette étude intègre un système de stockage électrique par batterie électrochimique. L'étude conclut qu'un dimensionnement optimal du micro cogénérateur et du stockage thermique conduit à un gain en termes d'énergie primaire de 3 à 5 % par rapport aux solutions classiques. Ils soulignent également la plus grande performance de ces systèmes dans des climats rigoureux, des bâtiments existants et pour un mix électrique centralisé carboné.

Shaneb *et al.* [SHA11] ont réalisé une étude d'optimisation énergétique et économique au pas de temps horaire sur une technologie de moteur Stirling dans le contexte britannique. Les auteurs ont d'abord dressé un état de l'art des méthodes d'optimisation relatives au dimensionnement optimal de micro cogénérateurs dont la méthode dite « du rectangle maximum » [HAE07]. Les auteurs se concentrent sur le dimensionnement en termes de puissance du micro cogénérateur et du générateur thermique gaz d'appoint en cherchant à minimiser le coût annuel d'exploitation. En particulier, des coûts de maintenance et d'investissement sont considérés. Les auteurs aboutissent à des puissances électriques optimales de 250 à 1643 W_{él}. Cependant, la grande limite de cette étude est la faiblesse des modèles des systèmes (rendements constants et stationnaires) et des besoins énergétiques (normalisés et horaires). Les auteurs [SHA12] ont ensuite adapté leur programme de manière à évaluer une nouvelle stratégie de régulation basée sur la prévision des besoins énergétiques : l'objectif étant toujours d'obtenir le coût d'exploitation le plus faible. L'originalité de cette étude est d'intégrer une valorisation financière des émissions de CO₂ évitées en instaurant une taxe de 2,3 à 57 c€/kg_{CO2}. Enfin, les auteurs [SHA12-2] ont implémenté une méthode de type « fuzzy logic » (intelligence artificielle) en y ajoutant un objectif sur la minimisation des émissions de CO₂. Les auteurs concluent que l'intelligence artificielle permet d'importants gains économiques comparés aux stratégies de régulation conventionnelles.

Teuwsen *et al.* [TEU11] ont étudié numériquement des micro cogénérateurs gaz dans le contexte allemand. Leur but est de comparer différentes stratégies de contrôle des systèmes et des charges sur des critères énergétiques et économiques. Aussi, ils ont étudié la possibilité de transférer certaines charges électriques (charges de préchauffages de l'eau de lavage pour un lave vaisselle ou un lave linge) en charge thermique. Cette stratégie de transfert permet d'augmenter la charge thermique en été et de maximiser la charge annuelle des micro cogénérateurs. Les auteurs concluent que la modulation et le stockage thermique sont intéressants d'un point de vue énergétique et économique. Ils concluent également que les stratégies de régulation intégrant un suivi de la demande électrique sont les plus performantes. Aussi, le transfert de certaines charges électriques en charges thermiques est intéressant mais a un impact limité en termes énergétique et économique. Les gains calculés ne justifient pas son adoption en raison des coûts de connexion au réseau d'ECS. Enfin, ils préconisent une limitation de puissance électrique des systèmes de micro cogénération à 1 kW_{él} avec un fort ratio caractéristique et une capacité de modulation importante.

TeymouriHamzehkolaei *et al.* [TEY11] ont mené une étude économique et environnementale sur un moteur Stirling dans le contexte Iranien. L'étude met en œuvre des modèles simples et stationnaires pour les systèmes et utilisent des besoins énergétiques horaires. Ils aboutissent à des réductions d'émissions de 10 à 75 % et des réductions sur les coûts d'exploitation jusqu'à 10 % par rapport à un système de référence basé sur un générateur thermique gaz. Les auteurs soulignent les faibles performances de cette technologie dans leurs zones climatiques chaudes en raison des faibles besoins thermiques.

Barbieri *et al.* [BAR12] ont réalisé une étude énergétique et économique sur cinq moteurs Stirling gaz (**Sunmachine Gaz, Microgen, Infinia, SOLO V161 et Disenco**) et un moteur à vapeur (**Otag Lion-Powerblock**) au pas de temps horaire dans le contexte italien. L'objectif des auteurs est d'évaluer les économies d'énergie primaire et le coût d'investissement cible de ces technologies pour assurer leur rentabilité. En particulier, l'étude intègre des coûts de maintenance et une régulation de type horaire consistant à démarrer le micro cogénérateur pendant les heures dites de pointe, en référence aux évolutions du tarif de marché italien de l'électricité. Les auteurs obtiennent des économies d'énergie primaire de l'ordre de 25 % par rapport à un générateur thermique gaz, des taux de couverture électriques maximaux de 85 % et un coût d'investissement cible de l'ordre de 3 000 €/kW_{él}. Barbieri *et al.* [BAR12-2] ont repris leur plateforme numérique pour réaliser une étude énergétique et économique sur un moteur Stirling (**Infinia**) dans le but d'optimiser le système de stockage thermique. En particulier, le dimensionnement doit permettre d'accumuler la chaleur excédentaire lors d'un fonctionnement à pleine charge pour maximiser les rendements électriques. Aussi, ce dimensionnement doit permettre de fournir la

chaleur manquante lors de fortes demandes de manière à limiter le recours à l'appoint thermique. La grande limite de l'étude est la simplicité du modèle numérique du ballon de stockage : modèle à un unique volume de contrôle (ballon mixé) et adiabatique (cf. Chapitre VI). Ils introduisent également la notion de temps équivalent de stockage en kWh_{th}/kW_{th} (ou h_{eq}) qui caractérise le temps durant lequel le stockage peut accumuler la production thermique à pleine charge. Les auteurs aboutissent à un taux de couverture thermique de 80 %, un taux de couverture électrique de l'ordre de 55 %, des économies sur les coûts d'exploitation de l'ordre de 600 €/an et des temps de retour sur investissement de 6 à 14 ans. La capacité du stockage thermique (entre 0,5 et 2 h_{eq}) n'a que peu d'influence sur les résultats selon les auteurs et influe de manière non linéaire sur les performances économiques. Cependant les coûts d'investissement et les pertes thermiques n'ont pas été pris en compte.

Bianchi *et al.* [BIA12] ont réalisé une étude énergétique et économique sur deux moteurs Stirling (**Sunmachine Gaz** et **Infinia**) et un moteur à vapeur (**Otag Lion - Powerblock**) dans l'environnement numérique **Excel-Visual Basic** au pas de temps horaire dans le contexte italien (cf. Fig. II.23). L'étude a la particularité de s'affranchir des besoins électriques réels en considérant que la production électrique est soit entièrement autoconsommée soit entièrement revendue. Ils ont réalisé une étude paramétrique sur le stockage thermique pour en déterminer le dimensionnement optimal. L'étude donne le coût marginal potentiel que procurent ces solutions de micro cogénération selon des paramètres technico-économiques (durée de vie et taux d'actualisation/d'emprunt). Enfin, ils obtiennent des économies d'énergie primaire entre 15 et 45 % selon les technologies comparés à des solutions de références à gaz. Bianchi *et al.* [BIA13] proposent ensuite un travail d'évaluation de solutions de stockage thermique et électrique. Ils ont développé des modèles numériques de batterie électrochimique, de ballons tampon ainsi que de fichiers de besoins électriques. Ils réalisent une étude paramétrique sur la technologie de micro cogénération et sur le nombre de modules électrochimiques à utiliser. Leur objectif est d'obtenir un bilan en énergie primaire au moins nul par rapport à une production séparée de référence. L'étude se veut large au détriment de la précision de la modélisation des besoins énergétiques (horaires et normalisés) et des systèmes (rendements constants et stationnaires).

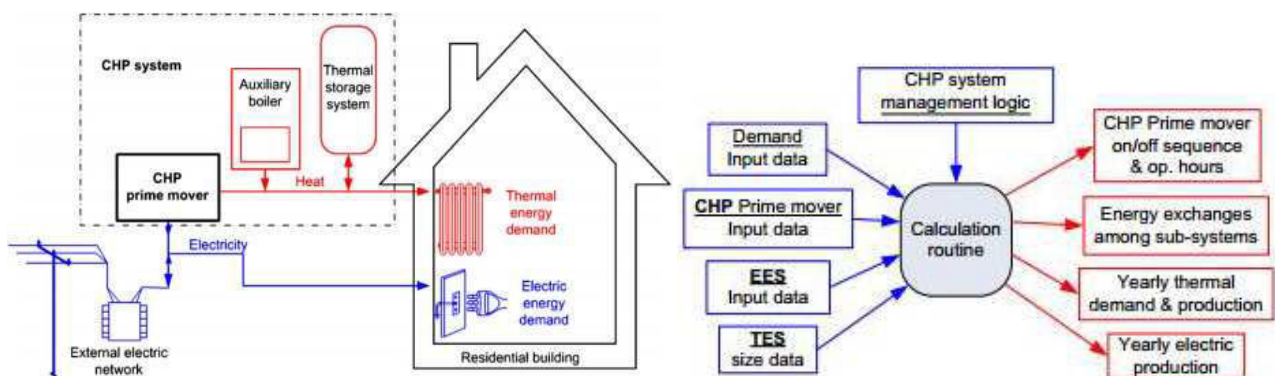


Fig. II.23 – Principe de la plateforme numérique [BIA12] [BIA13].

Buoro *et al.* [BUO12] ont quant à eux développé un code informatique d'optimisation dans l'outil **X-Press** dans le but d'identifier la combinaison de systèmes énergétiques la plus intéressante économiquement. Le code intègre des modèles de micro cogénérateurs à moteur Stirling gaz, des panneaux solaires thermiques et photovoltaïques, une pompe à chaleur et un système de stockage thermique. L'étude se distingue par la comparaison de deux bâtiments d'habitation : un bâtiment muni d'une gestion intelligente des charges électriques et l'autre non. Les auteurs concluent que les micro cogénérateurs à moteur Stirling gaz ne sont pas assez rentables pour être préférés aux solutions de références étudiées à cause de leur coût d'investissement. Cependant, il est à noter que la modélisation des systèmes et des besoins est simplifiée avec des modèles d'ordre 0 et un pas de temps horaire.

Magri *et al.* [MAG12] proposent une étude énergétique, environnementale et économique d'un moteur Stirling gaz (**Baxi Ecogen**) dans l'outil de simulation **TRNSYS** et dans un contexte italien spécifique (Milan). Ils emploient trois stratégies de régulation basées sur des programmes horaires (*cf.* Chapitre VI). Pour le programme horaire le plus performant, les auteurs obtiennent des économies d'énergie primaire et d'émissions de GES par rapport à un générateur gaz standard de 27,3 % et par rapport à un générateur gaz à condensation de 9,1 %. Au niveau économique, le système étudié génère une économie sur la facture énergétique de 305 €/an par rapport au générateur gaz à condensation.

Mongibello *et al.* [MON13] ont réalisé une étude économique d'un moteur Stirling (**Infinia**) dans le contexte italien en termes de coûts d'exploitation et d'investissement. Ils comparent deux solutions de stockage thermique : un stockage sensible par ballon tampon d'eau chaude et un stockage latent par réservoir à matériau à changement de phase. En particulier, l'étude tient compte du surdimensionnement du réservoir de stockage lié à l'expansion du matériau à changement de phase avec la température. Les auteurs concluent que le réservoir métallique nu représente dans chaque cas le coût d'investissement le plus important et que le stockage latent, qui bénéficie d'une densité de stockage beaucoup plus élevée, permet d'en réduire significativement son volume et par conséquent les coûts de stockage.

Rosato *et al.* [ROS13] réalisent une étude énergétique, environnementale et économique du moteur Stirling gaz **WhisperGen** dans l'environnement numérique **TRNSYS** au pas de temps minute (*cf.* Fig. II.24). L'étude est spécifique (bâtiment très détaillé situé à Naples), ce qui donne à l'étude un niveau de détail de modélisation très important. Ils considèrent trois ballons commerciaux différents afin d'en réaliser une étude de sensibilité. Les auteurs concluent que le suivi de la demande thermique procure les plus grands bénéfices au niveau énergétique et environnemental et que le suivi de la demande électrique est seulement plus favorable au niveau économique. Aussi, toutes les configurations permettent des gains en énergie primaire, en émissions de GES et en coûts d'exploitation allant respectivement jusqu'à 2,6 %, 3,5 % et 10,6 %. Enfin, le plus petit ballon (500 l) procure les meilleures performances et l'influence de sa température de consigne reste très faible.

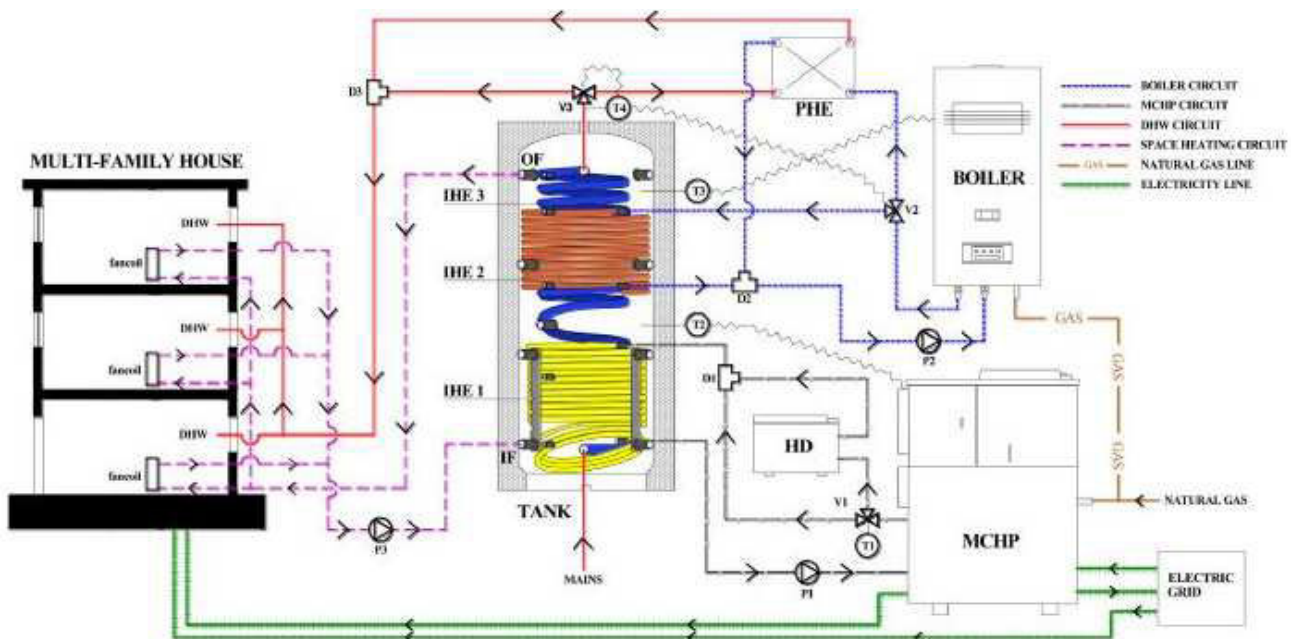


Fig. II.24 – Principe de la plateforme numérique [ROS13].

Fubara *et al.* [FUB14] ont réalisé une étude énergétique et économique au pas de temps horaire sur un moteur Stirling dans le contexte britannique. En particulier, deux stratégies de régulation ont été mises en place sur la minimisation en temps réel de la consommation en énergie primaire et sur la minimisation en temps réel des coûts d'exploitation liés à la consommation énergétique (gaz et électricité). L'étude menée consiste à déceler la technologie et la puissance électrique optimale du micro cogénérateur. La stratégie de régulation sur la minimisation de l'impact en énergie primaire favorise les moteurs Stirling de forte puissance électrique (de 1 à 2 kW_{él}) et permet de réduire l'impact en énergie primaire de 6 à 10 %. Le taux d'autoproduction est en moyenne plus élevé (entre 47 et 64 %) avec une exportation de l'électricité vers le réseau équivalente (2 % environ). Les auteurs concluent que l'impact en termes de volume d'injection reste faible mais que l'impact en termes de réduction des puissances de soutirage est important. La faiblesse de cette étude repose sur la non prise en compte de la dynamique des systèmes et le pas de temps élevé considéré pour les besoins électriques et thermiques qui est horaire ; pas non représentatif d'un profil de consommation réel (*cf.* Chapitre VI).

Gonzales-Pino *et al.* [GON14] ont étudié le moteur Stirling gaz **WhisperGen** d'un point de vue énergétique, environnemental et économique dans le contexte espagnol. L'étude numérique a été développée dans l'outil de simulation **TRNSYS 17** au pas de temps horaire. En particulier, les auteurs utilisent ici un système de référence basé sur des capteurs solaires thermiques et un générateur thermique gaz (*cf.* Fig. II.25). Les auteurs aboutissent à des gains en énergie primaire de l'ordre de 15 à 17 %, des taux d'autoconsommation de l'ordre de 60 % et des taux de couverture de l'ordre de 24 (Almeria) à 96 % (Burgos). Au niveau environnemental, les auteurs montrent que les gains sont positifs seulement dans les climats espagnols froids. Au niveau économique, la rentabilité n'est jamais assurée : le cas le plus favorable nécessite un temps de retour sur investissement irréaliste de 30 ans. Ils concluent que le contexte espagnol n'est pas favorable à l'introduction commerciale de ces technologies malgré des gains sur l'énergie primaire et sur les émissions de GES à moins d'une baisse importante des coûts d'investissement de moteurs de 40 à 75 %.

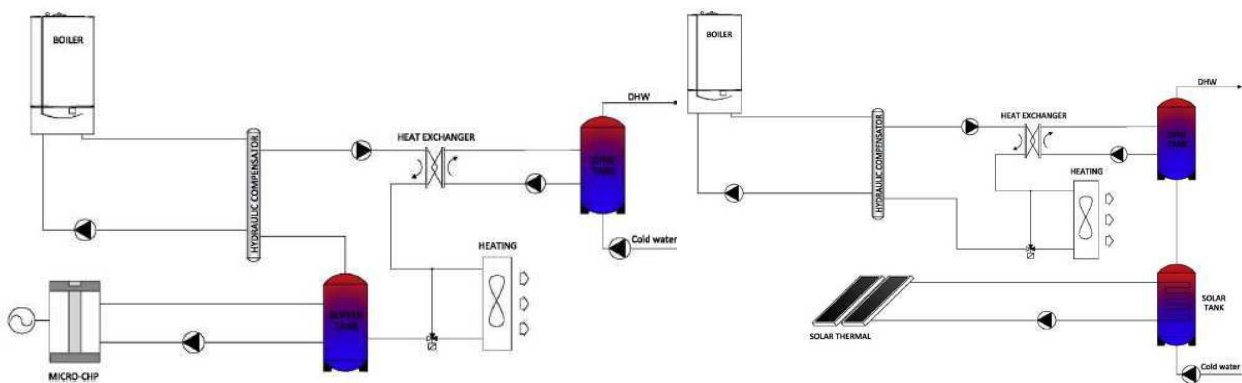


Fig. II.25 – Principe de la plateforme numérique [GON14].

Vandewalle et D'haeseleer [VAN14] ont réalisé une étude énergétique à l'échelle d'un quartier dans le contexte belge. Leur objectif est d'étudier l'impact d'une forte pénétration de micro cogénérateurs à gaz (dont les moteurs Stirling) sur le réseau de distribution gaz. Les simulations sont annuelles au pas de temps horaire. Les auteurs utilisent deux stratégies de régulation sur le suivi de la demande thermique et sur le suivi du coût optimal. Ils mettent en place une méthode originale de dimensionnement qui provient de Haeseldonckx [HAE07] qui consiste à identifier le rectangle le plus grand possible sous la monotone de charge thermique. Les auteurs concluent que le transfert d'énergie primaire du réseau électrique vers le réseau de gaz que provoquerait une pénétration massive de production micro cogénérée d'électricité à partir de technologies gaz reste modéré. Dans le cas du moteur Stirling, cet impact est évalué à une hausse de 13 % sur la consommation de gaz ce qui reste dans la marge des capacités d'absorption du réseau existant. De plus, les auteurs ont montré l'intérêt d'un stockage thermique surdimensionné qui permet de limiter cet impact et de lisser la demande horaire de gaz. Enfin, la régulation sur les coûts d'exploitation procure des résultats équivalents à la régulation sur le suivi de la demande thermique.

Spitalny *et al.* [SPI14] ont développé une étude de projection pour évaluer l'intérêt économique des micro cogénérateurs (dont les moteurs Stirling) et des pompes à chaleur dans le contexte allemand à l'horizon 2020. Sur les micro cogénérateurs, les auteurs ont montré l'intérêt évident en termes de réduction des émissions de CO₂ en particulier pour les logements collectifs neufs ou rénovés. La maison individuelle a des besoins électriques trop volatiles et a une base de besoins électriques trop faible pour rendre pertinent ces systèmes selon eux. Les auteurs soulignent le grand intérêt de ces solutions dans le cas de rénovation de bâtiments. Aussi, ils soulignent la baisse à long terme de ces gains environnementaux en raison du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique allemand qui va diminuer le facteur d'émission moyen. Cependant, ce code de calcul présente des limites en termes de modélisation : les modèles employés des systèmes et des charges sont simplifiés (modèle stationnaire, besoins énergétiques annuels, *etc.*) et en terme de niveau de détail technique qui est faible (une seule technologie de micro cogénérateur, pas de systèmes de stockage, pas de précisions sur la régulation, *etc.*).

Cao, Mohamed *et al.* [CAO14] ont réalisé une étude énergétique dans l'environnement numérique **TRNSYS 17** au pas de temps horaire et dans le contexte finlandais. Les auteurs emploient une modélisation très simplifiée des micro cogénérateurs qui consiste à ne prendre en compte que le ratio caractéristique électricité/chaleur (de 0,05 à 0,8) couvrant le spectre de toutes les technologies existantes dont les moteurs Stirling et les moteurs à vapeur. Les auteurs créent différents indicateurs qui représentent les taux d'autoconsommation et d'autoproduction sur la chaleur et sur l'électricité et en ont tiré un nouvel indicateur de « correspondance ». L'étude a l'originalité de prendre en compte les interactions avec la présence éventuelle d'un réseau de chaleur au fonctionnement bidirectionnel dans lequel le bâtiment vient injecter une production thermique excédentaire ou vient soutirer un besoin thermique non assuré par le micro cogénérateur. L'appoint thermique est donc réalisé ici par un réseau de chaleur. Les auteurs pointent eux-mêmes les faiblesses de leur étude : la stationnarité et la simplicité des modèles de micro cogénérateurs en raison de la grande diversité des technologies étudiées (4 technologies, 16 références) et du manque de modèles détaillés disponibles. Les auteurs concluent que les moteurs Stirling s'avèrent les mieux adaptés à une régulation sur le suivi de la demande électrique avec batterie de stockage.

Mohamed *et al.* [MOH14] ont ensuite ajouté un indicateur sur l'énergie primaire et le couplage avec des panneaux photovoltaïques. Ils établissent différentes études paramétriques qui visent à évaluer le bilan en énergie primaire en fonction de la puissance et du ratio caractéristique de puissance. Ils concluent à une puissance optimale de l'ordre de 500 à 1 000 W_{el} pour le moteur Stirling ($\sigma \sim 0,2$).

Ensuite, Cao, Alahäivälä *et al.* [ALA15] proposent une étude énergétique et économique dans l'outil de simulation **Matlab Simulink** au pas de temps horaire avec un prix de l'électricité variable issu du marché Nord Poll Spot. Le but est d'évaluer plusieurs configurations (avec ou sans appoint thermique, avec ou sans exportation sur le réseau et avec ou sans micro cogénérateur) (*cf.* Fig. II.26). En particulier une configuration met en œuvre une résistance électrique dans le système de stockage thermique de manière à dissiper le surplus d'énergie électrique par effet Joule. Ils développent une stratégie de régulation basée sur le calcul en temps réel du coût d'exploitation : si la rentabilité de la production électrique n'est pas assurée, la production électrique est dissipée par effet Joule dans le ballon d'eau chaude ou l'appoint thermique prend le relais. Les auteurs concluent que l'ajout d'une résistance électrique réduit sensiblement les coûts d'exploitation et qu'un stockage thermique surdimensionné a tendance à dégrader ce bilan économique.

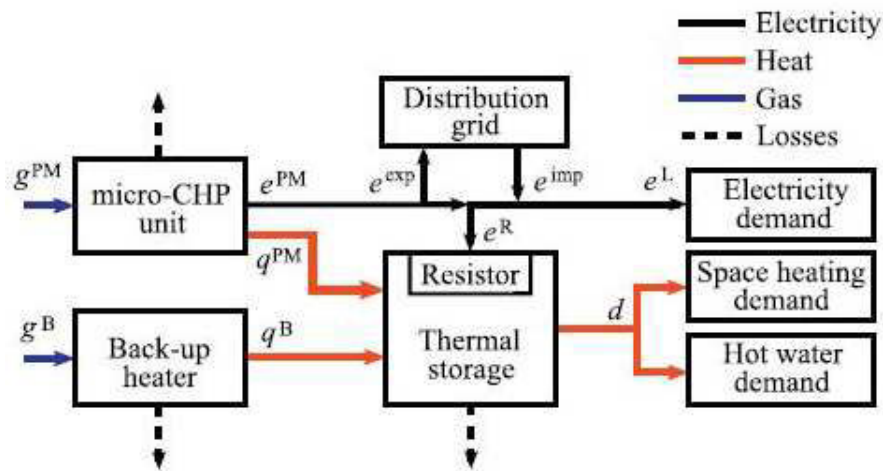


Fig. II.26 – Principe de la plateforme numérique [ALA15].

Merkel *et al.* [MER15] ont réalisé une étude énergétique, environnementale et économique sur le couplage d'un micro cogénérateur à moteur Stirling gaz dans le contexte anglais. Les auteurs mettent en place une approche d'optimisation sous contrainte dite mixte : entière/linéaire (MILP : mixed integer linear programme) au pas de temps 15 min. L'objectif est de déterminer le dimensionnement et le fonctionnement optimal d'un système de micro cogénération (avec l'appoint et le stockage thermique). La fonction « objectif » cherche à minimiser le coût global actualisé tout en assurant le confort thermique. Les auteurs concluent qu'un dimensionnement optimal permet des gains sur le coût global actualisé annualisé jusqu'à 30 % par rapport à un cas de référence (générateur thermique gaz + réseau) pour un temps de retour sur investissement au mieux de 13 ans. Au niveau du dimensionnement optimal, selon le type de bâtiment, ils obtiennent des puissances électriques de 0 à 1 270 W_{el} avec une moyenne autour de 500 W_{el} et des volumes de stockage de 0 à 616 l avec une moyenne autour de 300 l. Enfin, ils obtiennent des réductions des émissions de CO₂ de 16 à 22 % par rapport au cas de référence. Les points faibles de cette étude résident dans la simplicité des modèles numériques des systèmes à l'ordre 0 et dans la période de simulation considérée (3 semaines par saison et pour 3 saisons : printemps ou automne, été et hiver).

Balcombe *et al.* [BAL15] ont réalisé une étude énergétique et économique sur le micro cogénérateur à moteur Stirling gaz **Baxi Ecogen** couplé à des panneaux photovoltaïques et une batterie électrochimique. Les auteurs réalisent leur étude au pas de temps horaire dans l'outil de simulation **Stata** et dans le contexte britannique. L'objectif des auteurs est d'évaluer la rentabilité d'un tel système d'approvisionnement et d'évaluer l'autosuffisance procurée. En particulier, les auteurs utilisent une modélisation simplifiée des systèmes mais ils réalisent un état de l'art important sur les paramètres économiques des moteurs Stirling et des batteries électrochimiques qu'ils détaillent (coûts d'investissement, de maintenance, de remplacement et inflation des prix de l'énergie). Les auteurs obtiennent des taux d'autoproduction de 45 % (sans batterie) à 85 % (avec batterie). Ils concluent que la rentabilité n'est assurée que pour des besoins électriques annuels supérieurs à 4 300 kWh_{el}/an et pour une capacité de batterie inférieure à 5 kWh_{el} (une capacité plus grande n'apportant pas d'effet significatif). L'autosuffisance moyenne atteint 72 %.

II.3.2. Etudes sur la micro cogénération biomasse

Thiers *et al.* [THI10] ont étudié un moteur Stirling à granulés de bois en termes de bilans énergétiques dans l'outil de simulation **Pléiades-COMFIE** au pas de temps horaire et dans le contexte français. Ils y ont implémenté leur modèle empirique de micro cogénérateur basé sur la **Sunmachine Pellet** (*cf.* §II.1 et §II.2). Une étude paramétrique a été menée pour établir l'influence de la taille du ballon tampon (volumes de 700 à 3 000 l) et de la performance énergétique des bâtiments (besoins de chauffage de 24 à 120 kWh_{th}/m²/an). Les auteurs obtiennent des résultats décevants en raison notamment des faibles performances mesurées par rapport aux données du constructeur. Selon eux, le dimensionnement du système de stockage thermique a une grande importance sur ces performances.

La deuxième étude d'Alanne *et al.* [ALA12] porte sur un moteur à vapeur rotatif à biomasse dans le contexte finlandais. Les auteurs concluent que dans leur cas d'étude, la production micro cogénérée d'électricité atteint un taux d'autoconsommation de 60 % et d'autoproduction de 31 %. Aussi, ils préconisent un seuil sur le surcoût engendré par cette technologie à 1 500 € pour garantir la rentabilité de cette technologie par rapport à une production de référence séparée (générateur thermique biomasse + réseau).

La troisième étude [ALA14] porte sur un brûleur thermoélectrique biomasse dont le modèle numérique a été développé précédemment par les auteurs (*cf.* §II.2). Ils concluent que sous leurs hypothèses, la production micro cogénérée d'électricité atteint des taux d'autoconsommation de 47 % et d'autoproduction de 34 %. Aussi, par rapport à un système de référence (générateur thermique biomasse + réseau), ils obtiennent des économies d'énergie primaire de 11 %, des réductions d'émissions de GES de 21 % et des économies financières à 160 €/an au maximum. En particulier, ils évaluent un surcoût lié au module thermoélectrique, au convertisseur et à la batterie électrique à 16 000 € : la rentabilité n'étant donc pas assurée ici.

II.3.3. Bilan sur les études théoriques

La littérature présente une grande diversité d'études relatives aux micro cogénérateurs couplés aux bâtiments d'habitation. Chaque étude se distingue par son contexte géographique, climatique, législatif, énergétique et économique. En particulier, chaque auteur réalise des bilans d'énergie primaire et/ou d'émissions de GES en utilisant des facteurs d'énergie primaire et d'émission propre au contexte de l'étude (*cf.* Chapitre V). Certaines zones géographiques ne sont pas représentées ici. L'absence d'études japonaises par exemple s'explique par leur avance technologique et scientifique sur le sujet où les piles à combustibles sont déjà au stade commercial. Les publications sont soit trop anciennes soit centrées sur la technologie de pile à combustible, ce qui est en dehors du cadre de cet état de l'art. Ren *et al.* [REN08] [REN10] proposent plusieurs travaux et citent plusieurs études relatives à cette technologie dans le contexte japonais. Les auteurs pointent également qu'il s'agit d'une technologie qui se développe aux Etats-Unis ce qui explique le manque d'intérêt et d'études sur les technologies biomasse ou Stirling. Les Etats-Unis ont principalement travaillé sur des moteurs Stirling pour le secteur spatial [GRA15]. Aussi, le degré de précision de la modélisation et la diversité des bâtiments pris en compte sont très variables. Le tableau II.5 réalise la synthèse de cet état de l'art en distinguant 23 critères de comparaison. Il en ressort différents points.

D'abord, il est à noter que seule une étude a été réalisée dans le contexte français : contexte énergétique et économique particulier (*cf.* Chapitre V). Cependant, cette étude ne porte que sur des aspects énergétiques. Ensuite, seules trois études portent sur des micro cogénérateurs biomasse. Ceci s'explique notamment par le manque de systèmes et de modèles numériques de ces systèmes. Aussi, il est à noter que la plupart des études (> 50 %) présentent des pas de temps horaires qui sont difficilement compatibles avec un comportement réel notamment aux niveaux des besoins électriques : très volatiles à l'échelle d'un bâtiment. Peu d'études (7/41) intègrent des modèles numériques de micro cogénérateurs instationnaires. Il a été montré précédemment que les phases instationnaires sont cruciales pour évaluer de manière fine et réaliste les performances de ces systèmes, surtout pour les systèmes biomasse. Seulement trois études





mettent en œuvre des modèles de micro cogénérateurs intégrant la variation des performances énergétiques en fonction de la température d'entrée et du débit d'eau de refroidissement. Or il a été montré que ces grandeurs avaient un impact fort sur les moteurs Stirling, en particulier sur les systèmes à condensation. Au niveau des systèmes de stockage thermique, la plupart des études utilisent des modèles simplifiés en ne considérant qu'un seul volume de contrôle. Or la stratification des températures implique des niveaux de température variables sur les points de puisage et d'injection qui peuvent avoir un impact sur les performances du système (*cf.* Chapitre VI). Seules deux études prennent en compte la stratification des températures dans les ballons tampon (*cf.* Chapitre VI). Aussi, seules trois études intègrent un stockage électrique. Au niveau du pilotage des systèmes, dix études présentent des stratégies de régulation innovantes basées sur de l'intelligence artificielle (prévision, délestage, *etc.*). Certains auteurs ont également mis en place de nouvelles stratégies sur le coût d'exploitation, les émissions de CO₂ ou via des programmes horaires. Environ la moitié des études porte sur des aspects environnementaux et principalement en termes d'émissions de CO₂. Quatre études intègrent l'ACV des combustibles dans leur bilan environnemental, seulement une étude intègre l'ACV de la construction des systèmes et seul un auteur intègre la valorisation financière des émissions de CO₂ évitées. Aussi, seul un auteur se préoccupe des gains sur les émissions de NO_x. Au niveau économique, la plupart des auteurs utilisent les coûts des énergies réglementés des fournisseurs nationaux (fixe ou heures pleines/heures creuses). Seules cinq études emploient des prix issus de cotations horaires de l'électricité. Enfin, seuls huit études intègrent des coûts de maintenance (en €/an, €/cycle, €/kWh_{th} ou €/kWh_{el}) (*cf.* Chapitre VI).

Au niveau des tendances, il ressort de cet état de l'art que la rentabilité des deux technologies étudiées est délicate à assurer dans un contexte occidental. En effet, en comparaison, les systèmes de référence incarnés principalement par les générateurs thermiques gaz à condensation affichent des performances élevées pour des faibles coûts d'investissement. Aussi, le coût relativement bas de l'électricité ne favorise pas ces technologies. Au sein d'une même région, la zone climatique considérée influence également fortement sur les performances de ces systèmes. Le mix énergétique national influence également fortement sur les bilans d'émissions en GES. Enfin, il se dégage un consensus sur l'utilité d'un stockage thermique à condition d'un dimensionnement raisonné : un surdimensionnement pouvant être contreproductif dans certains cas.












Finalement, cette étude bibliographique montre quasiment unanimement la pertinence énergétique et environnementale de ces solutions par rapport à une production séparée de chaleur et d'électricité de référence. Cependant, elle montre également la difficulté de rentabiliser ces systèmes. Ceci suggère qu'il n'est pas suffisant de se contenter d'étudier ces systèmes sans intégrer des stratégies innovantes qui constitueraient un nouveau modèle économique favorable au développement de cette technologie. Ensuite, cet état de l'art révèle qu'un compromis est délicat à trouver entre le réalisme et la complexité de la modélisation et la généralité des études menées. La plateforme développée dans le cadre de ces travaux de thèse tentera de pallier les faiblesses recensées et d'être la plus complète possible. Elle intégrera dans le contexte français :

- une grande diversité des bâtiments d'habitation (climat, performance),
- un pas de temps de simulation faible compatible avec des besoins électriques et thermiques réalistes,
- des besoins énergétiques (électricité spécifique, chauffage et ECS) réalistes,
- des modèles instationnaires de micro cogénérateurs et des systèmes de référence intégrant l'influence de la température et du débit d'eau de refroidissement,
- des modèles détaillés des systèmes de stockage thermique et électrique,
- une caractérisation du mix énergétique en termes de facteurs d'énergie primaire et d'émission de CO₂,
- des stratégies de pilotage de la production et des charges conventionnelles et innovantes (*cf.* Chapitre VI),
- des structures tarifaires conventionnelles et innovantes (*cf.* Chapitre V),
- des coûts des combustibles, d'investissement et de maintenance.






Tab. II.5 – Synthèse des études numériques.

Publi.	Contexte				Modélisation										Energétique			CO ₂	Economique				
	Réf.	année ¹	zone ²	éch. ³	tech. ⁴	Réf. ⁵	comb. ⁶	logiciel	dyn. ⁷	pas ⁸	B _a ⁹	B _{ECS} ¹⁰	B _{ch} ¹¹	perf. ¹²	détail ¹³	Obj. ¹⁴	EP ¹⁵		sto. ¹⁶	rég. ¹⁷	IA ¹⁸	Méth. ¹⁹	Obj. ²⁰
[HAW05]	2005	RU	MI(6)	MS	-	gaz	VisualC++	S+R	60	M	M	M	B	+	-	-	-	H	-	moy. (430)	CG	F	P+I+M
[PEA05] [BOA06]	2006	RU	MI(3)	MS	-	gaz	?	S	5	S	M	M (gaz)	BC	+	AC	-	-	H	-	-	TRI	F	P+I
[DEP06]	2006	BEL	MI(2) LC(1)	MS	éq.	gaz		I	?	S	S	STD	C	-	EP	2,38 2,70	-	H	-	moy. (272-404- 617)	CG	V	P+I+M
[PEA06]	2006	RU	MI(2)	MS	-	gaz		S	1	M	M	M	AB	+	AC R	-	T	P	-	moy. (430)	CE	F	P
[GAH07]	2007	SUI	LC(3)	MS	-	gaz	?	S	15	S	N	STD	ABC	+	rég	2	-	C-EP	préd.	-	CE	V	P
[HAW07]	2007	RU	MI(1)	MS	-	gaz	VisualC++	S+R	5	M	M	M	B	+	rég AP	-	T	H-E-C	-	moy. (430)	CE	F*	P
[HOU07]	2007	PB RU	MI(1)	MS	-	gaz		S	15	M	M	M	B	+	rég	-	T (100)	H-E C	-	moy. (525)	CE	F*+M*	P
[PEA07]	2007	RU	Q (50)	MS	-	gaz		S	1	M	M	M	ABC	+	R rég	-	T	H	préd.	moy. (430)	-	-	-

¹ **Année : J(x)** : jours types simulés (x : nombre de jours types simulés), **S(x)** : semaines types simulés (x : nombre de semaines simulées)
² **Zone** : **ALL** : Allemagne, **BEL** : Belgique, **CAN** : Canada, **ESP** : Espagne, **FIN** : Finlande, **FRA** : France, **IRA** : Iran, **ITA** : Italie, **JAP** : Japon, **PB** : Pays-Bas, **RU** : Royaume-Unis, **SUI** : Suisse, **USA** : Etats-Unis
³ **Echelle** : **Q** : quartier, **MI** : maison individuelle, **LC** : logement collectif, (x) : x : nombres de bâtiments étudiés
⁴ **Technologie** : **MS** : moteur Stirling, **MTE** : module thermoélectrique, **MV** : moteur à vapeur.
⁵ **Système de référence** : **bio.** : biomasse, **él.** : électricité (Joule), **éq.** : système équivalent (exemple : une production micro cogénérée par une technologie gaz est comparée à une production séparée de chaleur par un générateur gaz et d'électricité par le réseau), **multi** : plusieurs références, **PAC** : pompe à chaleur, **RdC** : réseau de chaleur, **sol.** : solaire, - : pas de système de référence
⁶ **Combustible** : **bio** : biomasse, **gaz** : gaz
⁷ **Prise en compte du comportement dynamique des systèmes** : **I** : instationnaire, **R** : rampe de puissance, **S** : stationnaire, **S*** : Stationnaire avec des artifices pour intégrer les effets instationnaires, **V** : variable (avec la température, la charge ou le débit par exemple)
⁸ **Pas de simulation en minutes**
⁹ **Modélisation des besoins électriques** : **M** : données issues de mesures, **N** : besoins calculés de manière normative, **S** : besoins issus de simulations stochastiques, - : pas de besoins électriques
¹⁰ **Modélisation des besoins en ECS** : **M** : données issues de mesures, **N** : besoins calculés de manière normative, **S** : besoins issus de simulations stochastiques
¹¹ **Modélisation des besoins de chauffage** : **M** : données issues de mesures, **N** : besoins calculés de manière normative, **STD** : besoins issus de simulations thermiques dynamiques
¹² **Performance thermique des bâtiments étudiés** : **A** : bâtiment performant (neuf ou rénové), **B** : bâtiment moyen, **C** : bâtiment peu performant
¹³ **Niveau de détail des modèles numériques** : - : très peu détaillé, + : peu détaillé, ++ : détaillé, +++ : très détaillé
¹⁴ **Objectif de l'étude** : **AC** : autoconsommation, **AP** : autoproduction, **E** : bilans énergétiques, **EP** : énergie primaire, **G** : consommations de gaz, **opti.** : optimisation, **R** : impact sur le réseau électrique, **rég.** : stratégie de régulation, **S** : stockage, **dim.** : dimensionnement
¹⁵ **Facteur d'énergie primaire** : **dyn.** : dynamique
¹⁶ **Systèmes de stockage (en plus d'un éventuel ballon d'ECS)** : **E** : système de stockage électrique, **T** : système de stockage thermique, **E*** : batterie de véhicule électrique utilisée en stockage, **T*** : résistance électrique pour stocker la production électrique sous forme de chaleur, - : pas de stockage, **(x)** : capacité de stockage (x litres pour le stockage thermique et x kWh_{el} pour le stockage électrique)
¹⁷ **Stratégie de régulation** : **C** : suivi du coût minimal, **E** : suivi de la demande électrique, **E&H** : suivi de la demande thermique et électrique, **EP** : minimisation de consommation de l'énergie primaire, **H** : suivi de la demande de chaleur, **P** : programme horaire
¹⁸ **Intelligence Artificielle** : **préd.** : prédiction des besoins, **GE** : gestionnaire des charges énergétiques (délestage ou/et report)
¹⁹ **Méthode de calcul du facteur d'émission** : **dyn.** : dynamique, **moy.** : moyenne, **marg.** : marginale, **TC** : taxe carbone, * (ACV sur l'énergie et sur le moteur). **(x)** : x : facteur d'émission en g_{CO2}/kWh_{el}
²⁰ **Objectif de l'étude** : **CE** : coûts d'exploitation, **CG** : coût global, **CI** : coûts d'investissement, **TRI** : temps de retour sur investissement,
²¹ **Tarifs de l'électricité** : **F** : fixes, **M** : marché Spot, **V** : variable (HP/HC), * : prise en compte de mécanismes de soutien (tarifs de revente, feed in tariffs, ou autre) **(I)** : prise en compte de l'inflation
²² **Coûts pris en compte** : **P** : prix des énergies uniquement, **I** : coûts d'investissement, **M** : coûts de maintenance

[MAT08]	2008 J(1)	ALL	MI(1)	?	éq.	gaz		S+R	1	M	?	?	?	-	rég.	-	T	C	préd. GE	-	CE	V	P+I
[PEH08]	2008	ALL	MI(1) LC(1)	MS	RdC CCCG	gaz	?	S	?	N	N	N	?	-	AP	-	H	-	moy. ACV* (460-1030)	-	-	-	
[COL09]	2009	ALL SUI	MI(1)	MS	éq.	gaz		S	60 15	N	N	STD	A	+	rég AP	-	T (450)	C	préd.	-	CE	F+V	P
[DOR09] [DOR09-2]	2009	RU	MI(3) LC(3)	MS	éq PAC	gaz		I+V	5	S	S	S	ABC	++	EP rég	2,29 3,54	T	H	-	moy. ACV (464-536) dyn. ACV (850) +NO _x	-	-	-
[RIB09]	2009	CAN	MI(1)	MS	éq	gaz	ESP-r	I	2	S	S	STD	B	+	EP dim.	-	T	E-H	-	-	-	-	
[ALA10]	2010	FIN	MI(2)	MS	éq-él-bio	gaz	IDA-ICE	I	60	N	N	STD	AC	++	EP rég	dyn.	T-E	H-E-H&E	-	dyn.	CE	F	P
[THI10]	2010	FRA	MI(5)	MS	-	bio		S	60	-	N	STD	ABC	+	E dim.	-	T (3000)	H	-	-	-	-	-
[SHA11]	2011	RU	MI(3)	MS	éq.	gaz		S	60	N	N	N	B	-	dim.	-	-	H-E-C	opti.	-	CE CG	F*	P+I+M
[TEU11]	2011	ALL	MI(1)	MS	-	bio	?	S+V	15	N	N	N	C	+	rég. dim.	-	T (1480)	H-E H&E	GE	-	TRI	F	P
[TEY11]	2011	IRA	MI(25)	MS	éq.	gaz	?	S	15	M	M	N	ABC	+	EP	2,78	T	H	-	moy. (377)	CE-CG	F	P+I
[ALA12]	2012	FIN	MI(1)	MV	éq	bio	IDA-ICE	S	60	M	N	STD	B	+	AC AP	-	T. (140)	H	-	-	CG	F	P+I
[BAR12]	2012	ITA	MI(2)	SE	éq.	gaz	?	S	60	N	N	N	BC	+	EP S	2,2	T	P	-	-	CE CG	M	P+I
[BAR12-2]	2012	ITA	MI(1)	SE	éq.	gaz		S	60	N	N	N	B	+	TC AC S	-	T(ad.)	H	-	-	CE TRI	M	P
[BIA12]	2012	ITA	MI(1) LC(1)	MS- MV	-	gaz		S	60	-	N	N	B C	+	EP S	2,17	T	H	-	-	TRI	V	P
[BUO12]	2012 (12S)	ITA	MI(2)	MS	multi	gaz	X-Press	S	60	N	N	N	C	-	-	-	T	H	-	moy. (502)	CG	V	P+I+M
[MAG12]	2009	ITA	MI(1)	MS	éq. (x2)	gaz		S+V	60	-	?	STD	C	+	EP	2,17	-	P	-	moy. (433)	CE	F	P
[SHA12]	2012	RU	MI(1)	MS	éq.	gaz		S	60	N	N	N	B	-	-	-	T	C	préd.	TC	CE	F*	P+M+I
[SHA12-2]	2012	RU	MI(1)	MS	éq.	gaz		S	60	N	N	N	B	-	-	-	T	C CO ₂	préd.	Moy. (544)+TC	CE	F*	P+M+I
[BIA13]	2013	ITA	MI(1)	MS- MV	-	gaz		S	60	S	N	N	B	+	EP S	2,23	T+E	H	-	-	CG TRI	V	P+I
[MON13]	2013	ITA	MI(1) LC(1)	MS MV	-	gaz	?	S	60	-	N	N	A	+	-	-	-	H (latent)	-	-	CE-CI	-	I

/// Chapitre II

[ROS13]	2013	ITA	MI(1)	MS	éq.	gaz		I+V	1	S	S	STD	B	+++	EP rég.	2,17	T (853)	H-E	-	moy. (525)	CE	M*	P
[ALA14]	2014	FIN	MI(1)	MTE	éq.	bio	IDA-ICE	S	60	M	N	STD	B	+	AC AP	dyn.	-	H	-	dyn.	TRI	F	P+I
[CAO14] [MOH14]	2014	FIN	MI(1)	MS PC	RdC	gaz		S	60	?	?	STD	A	+	AC EP	2,22	T (300) E (4,8)	H-E	-	-	-	-	-
[FUB14]	2014	RU	MI(5)	MS-PC	-	gaz	?	S+V	60	M	M	M	B	+	EP-R AP rég EP	1,8	T	C-EP	-	-	CG	F*	P+i
[GON14]	2014	ESP	MI(3)	MS	éq.+sol	gaz		I	60	N	N	STD	BC	+	AC AP	2,22	T (750)	H	-	moy. ACV (601)	CG TRI	F	P+I+M
[VAN14]	2007	BEL	Q(57)	-	éq.	gaz	?	S	60	M	M	M	ABC	+	G	-	T	H-C	préd.	-	-	V	M
[SPI14]	2020	ALL	MI(2) LC(2)	-	éq. PAC	gaz	?	S	?	?	?	?	AB	-	-	-	-	H	-	moy. (616->478)	-	F*	P
[ALA15]	2015	FIN	MI(1)	MS	-	gaz		S	60	S	S	STD	A	+	-	-	T* (300-600)	H	-	-	CE	M	P
[BAL15]	2015	RU	MI(30)	MS+PV	éq.	gaz		S*	60	M	M	M (gaz)	ABC	++	AC AP TC AP	-	E (1-20)	H-P	-	-	CE-CGA	F*	P+I+M
[MER15]	2015 S(9)	RU	MI(5)	MS	éq.	gaz	?	S	15	M	M	M	BC	+	AP S dim.	-	T (var.)	H	-	moy. (568)	CG TRI	F(i)	P+I

/// Chapitre III

Etude expérimentale et modélisation d'un micro cogénérateur gaz

« Tout le monde croit des résultats expérimentaux sauf l'expérimentateur qui les a obtenus. »

John Spence

III.1. Etude expérimentale d'un micro cogénérateur gaz

Cette étude poursuit les travaux initiés par Andlauer [AND11] qui avait déjà mené une campagne expérimentale sur un micro cogénérateur gaz. Cependant, cette campagne s'avère être incomplète avec une étude paramétrique restreinte aux conditions nominales de fonctionnement. De plus, cette campagne n'incluait pas la caractérisation du générateur auxiliaire d'appoint. Enfin, le banc d'essais nécessitait d'être retravaillé et repensé pour améliorer la précision des mesures, principalement sur les grandeurs thermiques.

III.1.1. Introduction à la micro cogénération gaz

Le combustible gaz disponible pour des applications de micro cogénération se décline majoritairement en différents éléments :

- le **gaz naturel** : combustible fossile issu de la dégradation d'organismes vivants,
- le **méthane** (CH_4) : issu de résidus gazeux de raffinage de carburants,
- le **butane** (C_4H_{10}) (ou GPL) : issu de résidus gazeux de raffinage de carburants,
- le **propane** (C_3H_8) : issu de résidus gazeux de raffinage de carburants,
- le **biogaz** ou **bio méthane** : issu de la décomposition d'organismes végétaux,
- Le **dihydrogène** (H_2) : issu de la décomposition thermique ou électrochimique d'eau, de méthane ou de biogaz.

Le combustible gaz peut être employé dans diverses technologies de micro cogénération et sous différentes formes (*cf.* Chapitre I):

- combustion interne dans des moteurs à combustion interne (ou à explosion) ou des turbines à gaz,
- combustion externe dans des moteurs dits « à air chaud » (moteurs Stirling ou Ericsson),
- combustion externe dans des évaporateurs (moteurs à vapeur, moteurs Rankine, moteurs ORC),
- combustion externe dans des générateurs thermoélectriques ou thermophotovoltaïques,
- oxydoréduction dans des piles à combustible,
- *etc.*

Comme l'état de l'art le fait ressortir, de nombreuses études expérimentales sur les micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling ont été entreprises mais aucune ne porte spécifiquement sur le micro cogénérateur **Hybris Power**. La plupart concerne les moteurs **WhisperGen** et **SOLO**. Parmi ces essais, seuls Lombardi *et al.* [LOM10] proposent une étude détaillée combinant l'étude du régime instationnaire et de l'influence du débit et de la température de l'eau de refroidissement du moteur sur ses performances. En général, le régime instationnaire n'est jamais traité et les protocoles d'essais sont peu détaillés. Enfin, les travaux de Lombardi *et al.* [LOM10], de Valenti *et al.* [VAL15] et de l'Annexe 42 [BEA07] proposent les protocoles d'essais les plus détaillés, les plus complets et les plus adaptés aux objectifs de ce travail de thèse, à savoir :

- caractérisation du comportement stationnaire,
- caractérisation du comportement instationnaire,
- caractérisation des émissions de polluants,
- sensibilité à la température de l'eau de refroidissement,
- sensibilité au débit de l'eau de refroidissement,
- sensibilité au taux de charge.

III.1.2. Caractéristiques du micro cogénérateur Hybris Power

III.1.2.1. Présentation générale du micro cogénérateur Hybris Power

Parmi les technologies compatibles avec le combustible gaz, l'étude se concentre sur un micro cogénérateur gaz à condensation à moteur Stirling : l'**Hybris Power**. Andlauer [AND11] le présente en détail. Une présentation rapide en est faite ici. Ce micro cogénérateur est un module permettant de produire de la chaleur et de l'électricité avec une puissance non modulable. Il s'agit d'un modèle de présérie distribué par **De Dietrich Thermique** et conçu par **Remeha** aux Pays Bas. La figure III.1 résume l'ensemble des composants du micro cogénérateur sur une vue du système ouvert ainsi que le fonctionnement du système en mettant en évidence le parcours de chaque fluide:

- l'eau de refroidissement/chauffage : en gris,
- l'air comburant : en bleu,
- le gaz : en jaune,
- le mélange gaz/air comburant : en vert,
- les fumées : en orange.

Le moteur Stirling utilisé au sein du micro cogénérateur **Hybris Power** a été développé par la société **Microgen** qui a repris les travaux du thermodynamicien **Hubert Juillet**. C'est un moteur linéaire à piston et déplaceur libre et à alternateur linéaire de type **Stirling-Juillet**. Son innovation réside dans l'absence de liaisons mécaniques avec l'extérieur par l'utilisation d'un gaz de travail sous pression dans une chambre étanche : de l'hélium entre 23 et 36 bars ici. La transmission des efforts s'effectue de manière indirecte par la compression et la détente de ce gaz de travail entre les deux pistons.

- 1 : échangeur condenseur
- 2 : purgeur automatique
- 3 : échangeur à plaques ECS
- 4 : bloc sécurité hydraulique
- 5 : départ chauffage/ECS séparé
- 6 : départ secondaire ECS
- 7 : écoulement vanne de sécurité
- 8 : alimentation en gaz
- 9 : retour secondaire ECS
- 10 : retour chauffage/ECS séparé
- 11 : sortie condensats
- 12 : circulateur
- 13 : bloc gaz auxiliaire
- 14 : bloc gaz Stirling
- 15 : Venturi brûleur Stirling
- 16 : diffuseur d'air
- 17 : Venturi brûleur auxiliaire
- 18 : vase d'expansion
- 19 : sortie ventouse
- 20 : tête du moteur Stirling
- 21 : partie basse du moteur Stirling
- 22 : ventilateur

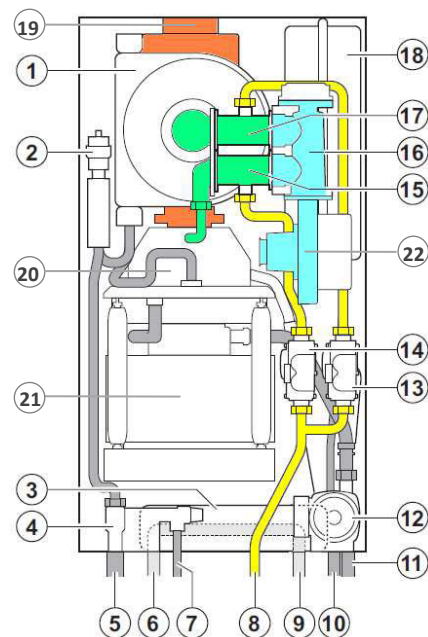


Fig. III.1 - Description technique de l'**Hybris Power** [AND11].

La figure III.2 met en évidence les détails techniques du moteur Stirling de **Microgen**. La partie haute constitue la chambre de travail avec le piston déplaceur (2) qui met le fluide de travail alternativement en contact avec la chambre chaude (brûleur) (1) et la chambre froide (eau de refroidissement/chauffage) (4). Le fluide traverse alternativement le régénérateur (3) à chaque passage. Le mouvement alternatif du piston de travail (5) permet la production de courant au niveau de l'alternateur linéaire. L'aimant permanent (6) fixé sur la partie inférieure du piston passe en effet dans une bobine de fils (7). Le champ électromagnétique alternatif ainsi généré produit un courant électrique aux bornes de la bobine. Il est à noter que ce moteur équipe également différents systèmes équivalents d'autres constructeurs (cf. Tab. III.1).

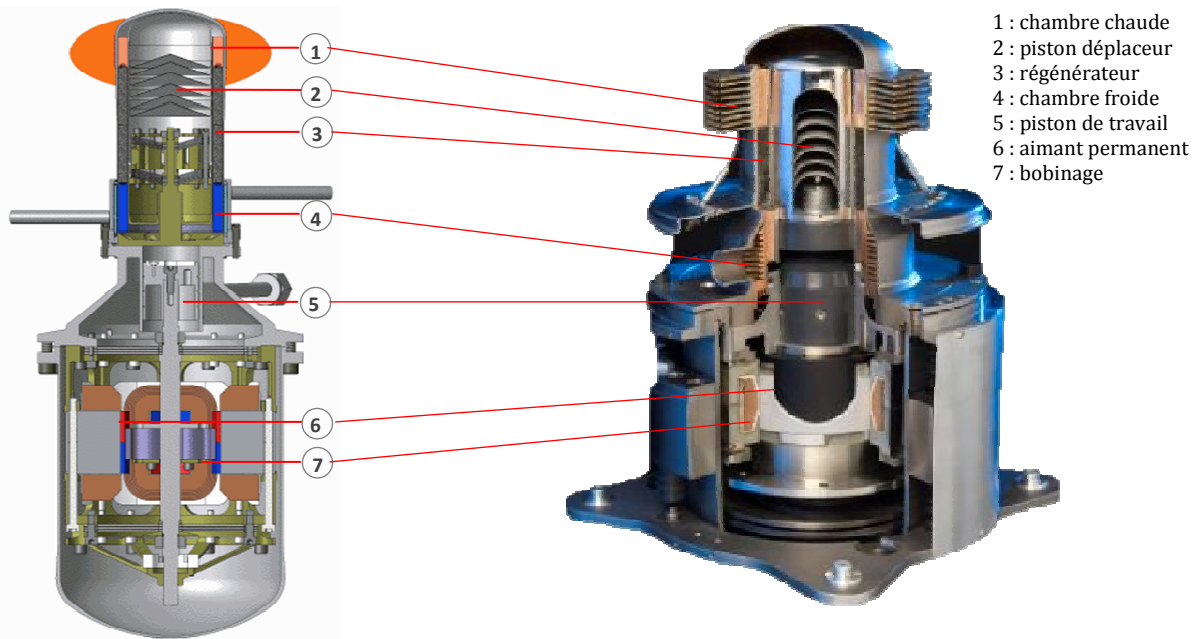


Fig. III.2 - Description technique du moteur Stirling de **Microgen** [AND11].

III.1.2.2. Etat de l'art des micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling sur le marché

La technologie de moteur Stirling gaz est relativement foisonnante sur le marché et consiste en général en un moteur Stirling gaz associé à un brûleur gaz d'appoint intégré. Le tableau III.1 recense les appareils de micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling ainsi que leurs caractéristiques et leur phase de développement.

Tab. III.1 – Systèmes de micro cogénération à moteur Stirling gaz ou biogaz en développement ($P_{el} < 5 \text{ kW}_{el}$).

Fabricant	Appareil	Puissances		Rendements sur PCI			RCP	Prix
		P_{el} [kW _{el}]	P_{th} [kW _{th}]	η_{el} [%]	η_{th} [%]	η_g [%]	σ [W _{el} .W _{th} ⁻¹]	CI [€/kW _{el}]
● Sunmachine	Gas	1,5-3	4,5-10	25	65	90	0,33-0,3	?
● Disenco	Inspirit	3	12	16	76	92	0,25	?
● Qnergy (ex Infinia)	QCHP3500	3,5	14	20	83	103	0,24	?
● WhisperGen	EU	1	7,5	11	86	107	0,13	15 000
● Cleanergy (ex SOLO)	Gasbox (ex V161)	2-9	8-26	22-25	65-70	87-95	0,34 - 0,36	?
● De Dietrich Remeha*	Hybris Power	0,96	5,6	16	91	107	0,17	11 000
● Baxi*	Ecogen	0,3-1	3,7-7,7	?-16	?-91	107	0,08-0,13	11 000
● Viessmann*	Vitowin 300-W	1	6	15	92	107	0,17	?
● SenerTec*	Dachs Stirling SE	1	5,8	15	85	100	0,17	15 000

- prête
- phase d'introduction
- en développement
- abandonné
- * utilise le moteur **Microgen**

III.1.2.3. Fonctionnement du micro cogénérateur Hybris Power

Le système est composé d'un moteur Stirling monté en série d'un générateur de chaleur à condensation. Le premier brûleur gaz chauffe la tête du moteur Stirling à environ 900 °C (source chaude). L'eau de refroidissement circule d'abord en partie basse entre 30 et 60 °C (source froide) puis circule dans le corps de chauffe du générateur thermique à condensation où le deuxième brûleur va assurer l'appoint de chauffage selon la régulation. Le schéma de principe hydraulique du système est donné à la figure III.3.

Le combustible gaz alimente ces deux brûleurs. Au préalable, ce gaz est mélangé à l'air comburant dans les deux blocs gaz (cf. 13 et 14 sur la figure III.1). Ceux-ci contiennent l'électrovanne d'alimentation en gaz, la vis de réglage du rapport air/gaz et un dispositif de mesure de la pression du gaz. L'air est quant à lui capté par l'aspiration du ventilateur (22), et refoulé vers le distributeur d'air (16) où il est mélangé au gaz. Le mélange est injecté ensuite dans les venturis de chaque brûleur (15 et 17).

La combustion a lieu dans la tête du moteur Stirling (20) et dans l'échangeur à condensation (1) pour le brûleur auxiliaire. Dans la tête du moteur Stirling, l'échangeur à ailettes sur les gaz de combustion (1 sur la figure III.2) constitue la source chaude du cycle thermodynamique. Les gaz de combustion passent ensuite dans l'échangeur à condensation où ils rejoignent les gaz de combustion issus du brûleur auxiliaire si celui-ci est en fonctionnement. Là, ils échangent leur énergie thermique sous forme sensible et latente (si le niveau de température le permet) avec l'eau de refroidissement avant d'être dirigés vers la sortie ventouse (19) pour être évacués vers l'extérieur.

L'eau de refroidissement/chauffage entre à l'admission du circulateur (12) puis est refoulée vers l'échangeur à ailettes en partie intermédiaire du moteur Stirling (entre 20 et 21) où elle constitue la source froide du cycle thermodynamique. L'eau passe ensuite dans le corps de chauffe du générateur auxiliaire où s'effectue le transfert thermique avec les gaz de combustion. Enfin, l'eau traverse un bloc sécurité, comprenant notamment un purgeur automatique (2), avant de sortir de l'unité par le raccordement départ chauffage (5).

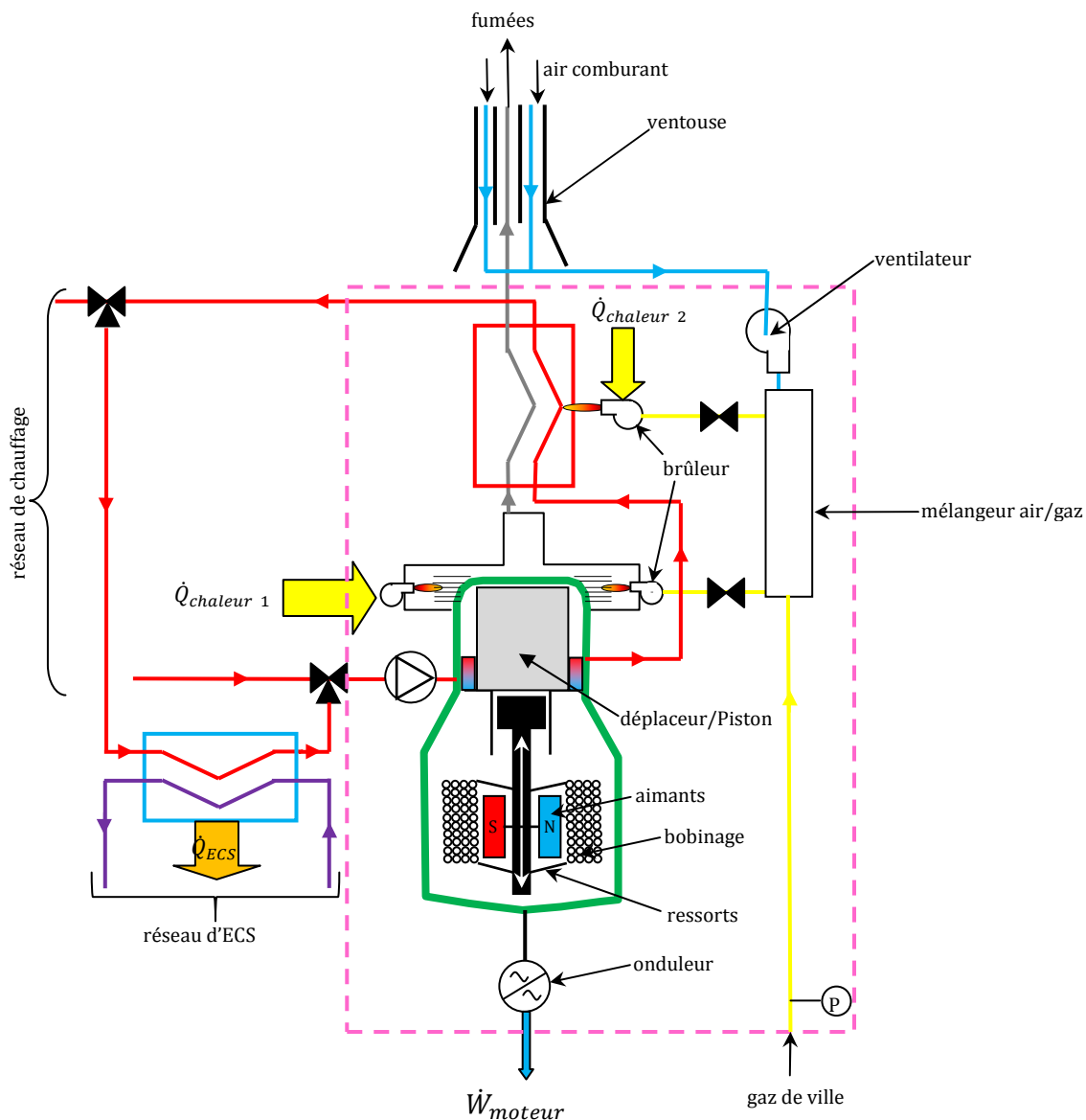


Fig. III.3 - Principe de fonctionnement du micro cogénérateur **Hybris Power**.

III.1.3. Réalisation du banc d'essai

III.1.3.1. Schéma de principe hydraulique

Andlauer [AND11] avait déjà mis au point un banc d'essai pour tester le micro cogénérateur gaz à moteur Stirling. Celui-ci a été complété et repensé dans le cadre de cette thèse pour améliorer la précision et la fiabilité de la métrologie. En particulier, certains capteurs défectueux (sondes de température, débitmètres) ont d'abord été changés. Ensuite, une partie du réseau hydraulique a été calorifugée de manière à limiter les pertes thermiques vers l'extérieur et notamment au niveau du réseau entre les capteurs de température sur l'eau de refroidissement/chauffage et le micro cogénérateur. Le banc d'essai a été conçu en distinguant deux modes de fonctionnement (cf. Fig. III.4):

- le **mode direct** (ou instantané): la production de chaleur (chauffage + ECS) est directement évacuée vers le circuit de refroidissement,
- le **mode indirect** (ou micro accumulé): la production de chaleur (chauffage + ECS) est entièrement stockée dans un ballon tampon de 130 l.

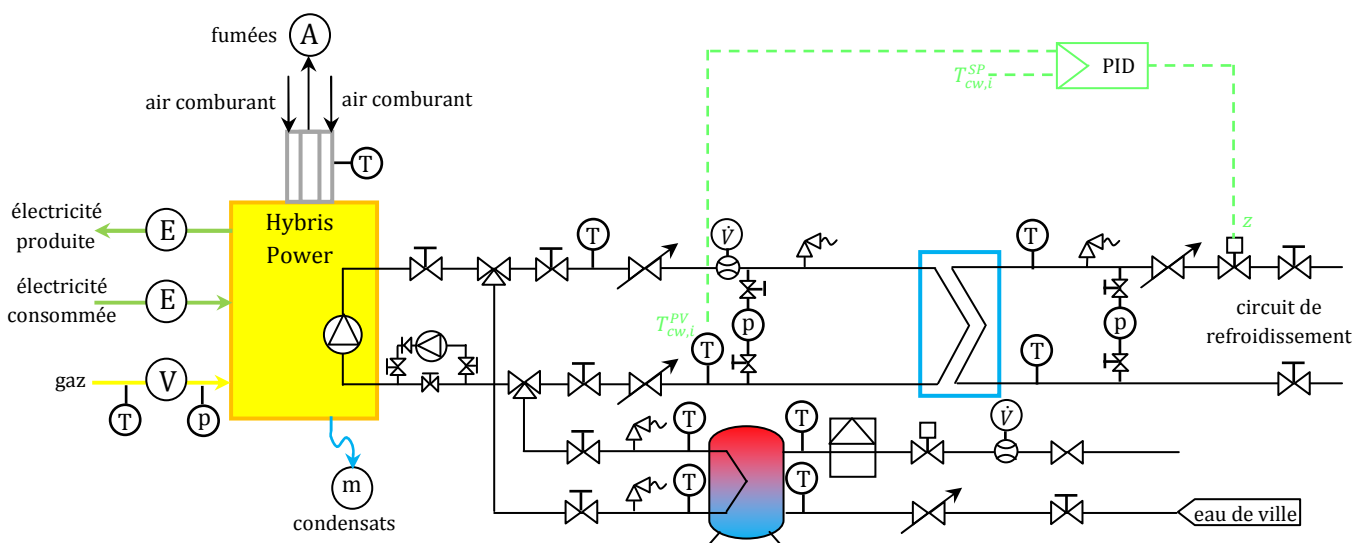


Fig. III.4 - Principe du banc d'essai de l'Hybris Power.

Une perspective du banc d'essai réalisé au laboratoire **Climatherm** à l'INSA de Strasbourg est donnée à la figure III.5.



Fig. III.5 - Perspective du banc d'essai au laboratoire **Climatherm** (1 : vase d'expansion, 2 : ballon tampon, 3 : échangeur de chaleur, 4 : micro cogénérateur, 5 : vanne 2 voies au secondaire, 6 : pompe primaire supplémentaire, 7 : débitmètre gaz, 8 : vanne 3 voies).

III.1.3.2. Instrumentation du banc d'essai

Divers moyens métrologiques ont été adoptés : ceux-ci sont présentés dans le tableau III.2. Le choix des points de mesure et de la métrologie s'inspire principalement des travaux de Lombardi *et al.* [LOM10], de Beausoleil *et al.* [BEA07] ainsi que de l'état de l'art réalisé au Chapitre I. L'Annexe B donne l'architecture d'acquisition et de traitement des données expérimentales.

Tab. III.2 – Grandeurs mesurées et technologies employées sur le banc d'essais.

	Grandeur	Technologie	Appareil (fabricant)	Incertitude
Combustible	Volume de gaz	Compteur à diaphragme	Gallus (Itron)	± 1,5%
	Pression du gaz	Manomètre	Manomètre (-)	± 1 mbar
	PCS*	?	Fournisseur (RGDS)	± 0,128 kWh. (n)m ^{-3*}
Énergie thermique	Température du gaz	Sondes Pt100 4 fils	- (JUMO)	± 0,2 K + 0,05 %
	Température d'eau d'entrée	Sonde Pt 100 4 fils	- (JUMO)	± 0,2 K + 0,05 %
	Température d'eau de sortie	Sonde Pt 100 4 fils	- (JUMO)	± 0,2 K + 0,05 %
	Débit volume d'eau	Débitmètre à ailettes	M12 (Bürkert)	± 0,15 l.mn ⁻¹ + 2,5 %
Énergie électrique	Puissance électrique	Wattmètre à tore ampèremétrique	Diris A20 (Socomec)	± 0,5 %
Gaz d'échappement	Température	Thermocouple type K	- (JUMO)	± 0,3°C
	Analyseur de combustion	Analyseur de combustion	J2KN (ECOM)	-

* cf. § III.1.4.2.1

III.1.4. Protocole expérimental

III.1.4.1. Bilans énergétiques

III.1.4.1.1. Puissance combustible

La puissance combustible sur PCS fournie au système est calculée à l'aide de l'équation III.1 basée sur :

- le débit-volume du gaz aux Conditions Normales de Température et de Pression (CNTP): \dot{V}_{fuel} ,
- le pouvoir calorifique supérieur PCS du gaz de ville donné aux CNTP fourni pour chaque jour par le fournisseur de gaz **RGDS** (cf. Fig. III.6 page 88) :

$$P_{fuel} = \dot{V}_{fuel} PCS \quad (III.1)$$

III.1.4.1.2. Puissance et rendement thermique

La puissance thermique \dot{Q}_{HX} est calculée en utilisant l'équation du transport de la chaleur par un fluide caloporteur à pression constante (cf. Eq. III.2) (les propriétés thermophysiques sont thermo-dépendantes selon les tables de Holman [HOL97]). La masse volumique est calculée selon la température de chauffage d'entrée en raison du placement du débitmètre sur le retour du circuit de chauffage.

$$\dot{Q}_{HX} = \rho(T_{cw,i}) \cdot \dot{V}_{cw} \cdot [c_{cw}(T_{cw,o}) \cdot T_{cw,o} - c_{cw}(T_{cw,i}) \cdot T_{cw,i}] \quad (III.2)$$

Le rendement thermique est donné par l'équation III.3 :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{HX}}{P_{fuel}} \quad (III.3)$$

III.1.4.1.3. Puissance et rendement électrique

Les puissances électriques sont mesurées par un Wattmètre **Diris A20** de **Socomec**. Celui-ci mesure la production électrique brute et la consommation électrique des auxiliaires (pompe, ventilateur et carte électronique). Cette dernière est évaluée durant les phases instationnaires (démarrage et arrêt) (cf. § III.1.5.1.3). Le rendement électrique brut est donné par l'équation III.4 :

$$\eta_{el} = \frac{P_{gross}}{P_{fuel}} \quad (III.4)$$

III.1.4.1.4. Puissance latente de condensation

Les gains latents issus de la condensation de la vapeur contenue dans les fumées sont évalués à la sortie du système. La mesure de la masse des condensats se fait pendant un temps prédéfini à l'aide d'une balance numérique précise à 1 g. Cette mesure conduit au débit-masse moyen des condensats. La chaleur sensible n'est pas prise en compte, seule la chaleur latente est utilisée pour calculer la récupération d'énergie sur les fumées selon l'équation III.5 :

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{m}_{cond}L_v \quad (III.5)$$

III.1.4.1.5. Ratio caractéristique de puissance et rendement global

Les équations III.6 et III.7 définissent le ratio caractéristique de puissance et le rendement énergétique global à partir des données précédemment identifiées :

$$\sigma = \frac{P_{gross}}{\dot{Q}_{HX}} \quad (III.6)$$

$$\eta_g = \eta_{th} + \eta_{el} \quad (III.7)$$

III.1.4.2. Analyse d'incertitudes

Les incertitudes composées de mesure sont calculées par la méthode de la loi de propagation de l'incertitude [MOF88] [AFN99] [PRI99] [TAY94] en considérant chaque mesure indépendante (PCS, débit-volume de gaz, températures, débit-volume d'eau et puissance électrique).

III.1.4.2.1. Incertitude sur la puissance combustible

Le calcul d'incertitude de la puissance combustible dépend de l'incertitude des termes qui la composent : le PCS et le débit-volume de gaz. L'Annexe B détaille ces calculs. Au niveau de l'incertitude sur le PCS, une analyse statistique a été menée. Le PCS du gaz de ville n'est pas mesuré de manière instantanée au laboratoire **Climatherm**. Le distributeur de gaz de ville **Réseau Gaz de Strasbourg (RGDS)** en fournit les valeurs moyennes journalières entre le 01/08/13 et le 31/03/15 selon des mesures internes (cf. Fig. III.6). Ils ne précisent pas la méthode de détermination employée.

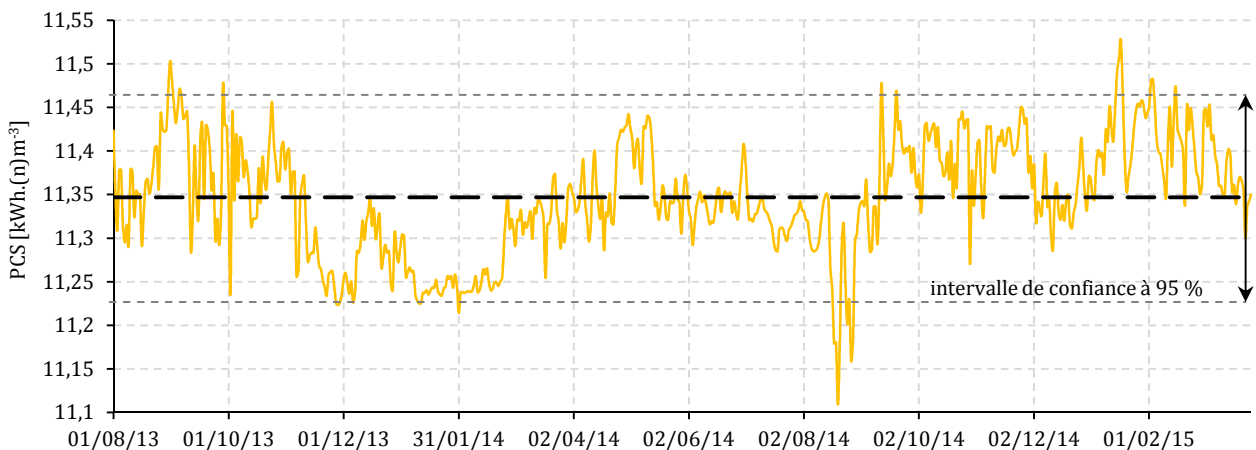


Fig. III.6 – PCS journalier du gaz de ville fourni par **Réseau Gaz de Strasbourg (RGDS)**.

Chaque essai a été traité avec la valeur journalière correspondante. Ces données permettent l'évaluation statistique de l'incertitude liée à cette grandeur. L'écart-type des données journalières est de 0,065 kWh.(n)m⁻³ conduisant ainsi à une incertitude $\Delta PCS = \pm 0,128 \text{ kWh. (n)m}^{-3}$ pour un intervalle de confiance de 95 %. L'Annexe B donne le protocole à mettre en place en termes de durées d'essais pour limiter l'incertitude relative sur la puissance combustible à 3 %. Cette contrainte est atteinte pour des essais d'une durée supérieure à 2 h.

III.1.4.2.2. Incertitude sur la puissance thermique

La figure III.7 présente les incertitudes composées sur la puissance thermique en fonction du débit-volume et de la température d'entrée d'eau de refroidissement (calculs détaillés en Annexe B). En particulier, des calculs préalables sont réalisés de manière à écarter les essais qui impliquent une température de sortie de l'eau de refroidissement trop élevée ($T_{cw,o} > 100$ °C) (cf. Annexe B). A puissance thermique constante, plus le débit augmente, et plus la différence de température sera faible ce qui augmente l'incertitude relative sur cette dernière. En parallèle, plus le débit augmente et plus son incertitude relative diminue. Il y'a donc un optimum à trouver pour minimiser l'incertitude sur la puissance thermique (cf. Fig. III.7). L'incertitude relative sur la puissance thermique varie de 6 et 14 % (cf. Annexe B).

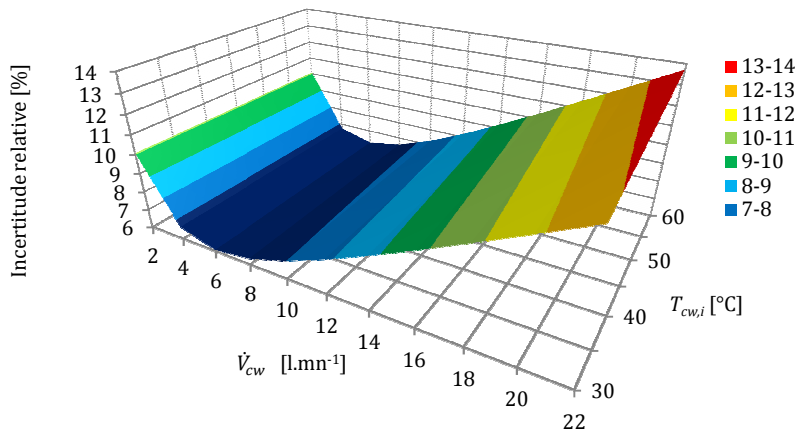


Fig. III.7 – Incertitude relative sur la puissance thermique selon les paramètres d'essais.

III.1.4.2.3. Incertitude sur la puissance électrique

Les spécifications du constructeur [SOC12] donnent l'incertitude relative sur la puissance active à 0,5 % sur la plage de puissance de l'appareil.

III.1.4.2.4. Incertitude sur la puissance latente de condensation

La puissance latente de condensation récupérée sur les gaz d'échappement est déterminée en mesurant la masse de condensats durant un temps donné. L'Annexe B donne les calculs d'incertitude et le protocole à mettre en place en termes de durées d'essais pour limiter l'incertitude relative sur la puissance latente à 1 %.

III.1.4.2.5. Bilan sur l'analyse d'incertitude

Les incertitudes relatives maximum et minimum sur les puissances, les rendements ainsi que sur le ratio caractéristique de puissance sont données au tableau III.3.

Tab. III.3 – Synthèse de l'analyse d'incertitude sur les grandeurs énergétiques.

Incertitude relative [%]	P_{fuel}	\dot{Q}_{HX}	P_{el}	η_{el}	η_{th}	η_g	σ
min	3,0	6,1	0,5	3,0	6,8	6,0	6,1
max	3,0	13,7	0,5	3,0	14	12,1	13,7

III.1.5. Résultats expérimentaux

Une campagne expérimentale a été menée pour caractériser précisément les performances du système de micro cogénération en régimes stationnaire et instationnaire. L'objectif sera ensuite de renseigner un modèle numérique semi-physique.

III.1.5.1. Régime stationnaire du moteur Stirling

Des essais ont été réalisés en considérant deux paramètres sur l'eau de refroidissement et deux plages de variations sur :

- la température d'entrée $T_{cw,i}$ sur une plage de variation de [30 - 60 °C] avec un pas de 10 °C,
- le débit-volume \dot{V}_{cw} : sur une plage de variation de [8 -16 l.min⁻¹] avec un pas de 2 à 3 l.min⁻¹.

Les puissances combustible, thermique, électrique et latente de récupération sur les fumées ont d'abord été étudiées selon ces deux paramètres en régime stationnaire. Les principaux résultats sont donnés sur les figures III.8 à III.9. Les essais montrent que la température de l'eau de refroidissement d'entrée a une influence significative sur la production d'électricité, les gains de condensation, la puissance combustible et la température du gaz d'échappement. Les variations de la puissance thermique sont faibles et se situent dans la plage des incertitudes (cf. Fig. III.8).

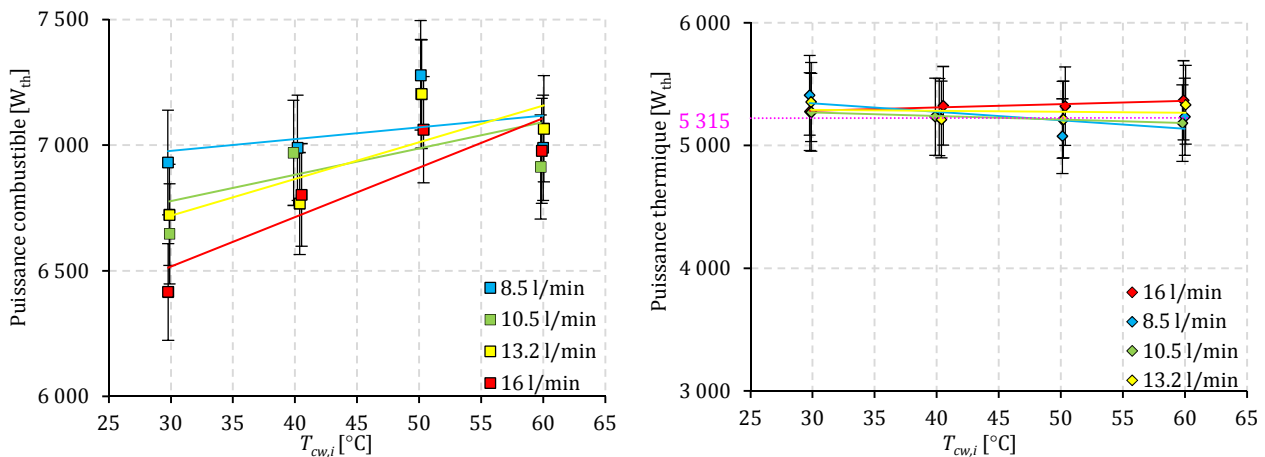


Fig. III.8 – Puissances combustible et thermique du moteur Stirling en régime stationnaire.

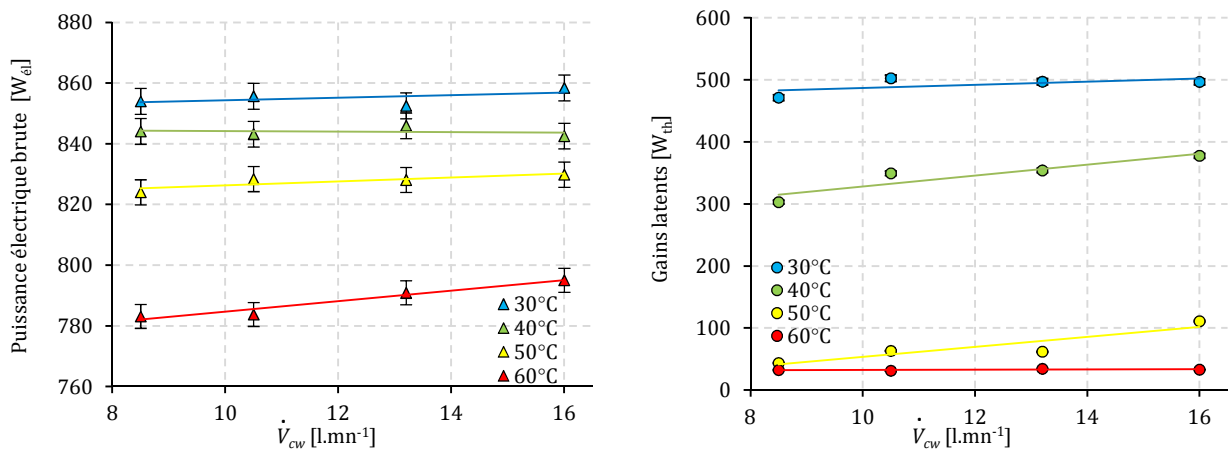


Fig. III.9 – Puissance électrique nette et thermique latente du moteur Stirling en régime stationnaire.

La puissance thermique peut être considérée comme quasi-constante à environ 5 300 W_{th} : il n'y a pas de modulation ici. Pour maintenir la puissance thermique constante (cf. Fig. III.8), le système augmente la puissance combustible en fonction de la température d'entrée d'eau pour compenser les pertes de chaleur latente (cf. Fig. III.9). La puissance électrique nette augmente avec des températures d'eau d'entrée faibles et des débits-volume élevés (cf. Fig. III.9). La sensibilité des performances électriques aux températures s'explique en partie par des considérations thermodynamiques. En effet, le rendement du cycle théorique de Stirling (rendement de Carnot) dépend uniquement des températures des sources chaude T_c et des puits froids T_f . La température de l'eau d'entrée représente la source froide (de 30 à 60 °C) et le brûleur alimente la source chaude du moteur ($T_c \sim 900$ °C). Les basses températures de l'eau d'entrée augmentent l'écart de température entre ces deux sources et augmentent le rendement théorique de Carnot (cf. Eq. III.8) :

$$\eta_{CARNOT} = 1 - \frac{T_f}{T_c} \text{ d'où: } \eta_{CARNOT}(T_f = 303 \text{ K}) = 0,742 \text{ et } \eta_{CARNOT}(T_f = 333 \text{ K}) = 0,716 (-3,4 \%) \quad (\text{III.8})$$

L'écart sur le rendement de Carnot s'élève à 3,4 % alors que l'écart sur les puissances électriques mesurées s'élève de 7,3 à 8,5 %. Ce constat montre que l'efficacité thermodynamique se dégrade en dehors des conditions optimales/nominales, à savoir :

- au-delà d'une température d'entrée d'eau de refroidissement de 30 °C (température minimum),
- en deçà d'un débit-volume de l'eau de refroidissement de 16 l.min⁻¹ ici (débit-volume maximum).

Il faut veiller toutefois à ce que les moyens permettant d'atteindre des débits élevés (surconsommation des pompes) ne dépassent pas les gains sur la puissance électrique du moteur Stirling. Pour une variation de débit de 8 à 16 l.min⁻¹, ces gains s'élèvent à 5 W_{él} à 30 °C et à 15 W_{él} à 60 °C. La température de l'eau de refroidissement dépendra quant à elle de la régulation et des émetteurs de chaleur mis en place (loi d'eau + plancher chauffant, radiateur, etc.) (cf. Chapitre VI). Au niveau des gains de condensation, ils augmentent avec des températures d'eau d'entrée faibles et des débits-volume élevés (cf. Fig. III.9). La surface d'échange thermique doit être à une température inférieure à la température de rosée des fumées pour condenser le maximum de vapeur à partir des gaz d'échappement. C'est pourquoi les basses températures de l'eau en entrée dans l'échangeur de chaleur favorisent les gains thermiques sur la chaleur latente (jusqu'à 500 W_{th}). Les températures de gaz d'échappement augmentent avec des températures d'eau d'entrée élevées et diminuent légèrement avec la hausse du débit-volume (cf. Fig. III.10).

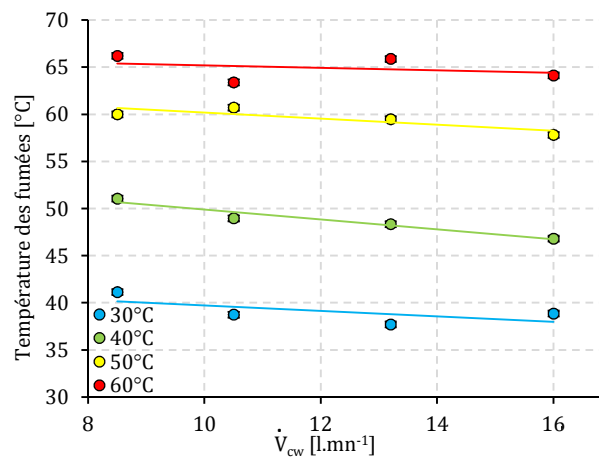


Fig. III.10 – Température des gaz d'échappement en régime stationnaire du moteur Stirling.

Le débit-volume a aussi une influence sur les puissances électriques et latentes et sur la température des fumées car il joue sur la température moyenne dans l'échangeur de chaleur. En effet, selon la théorie des échangeurs (méthode de la différence de température logarithmique ou méthode du nombre d'unités de transferts NUT), le niveau de température moyen dans l'échangeur dépendra à la fois du débit et de la température en entrée dans les échangeurs de chaleur. Il est à noter que pour ces trois dernières grandeurs, les graphiques utilisent le débit-volume en abscisses de manière à mettre en évidence son impact qui est moins marqué que l'impact de la température. La représentation de la figure III.17 au §III.2.3 montre l'impact plus significatif de la température.

III.1.5.2. Régime stationnaire du générateur de chaleur auxiliaire

Les mêmes tests ont été effectués sur le générateur de chaleur auxiliaire dont la puissance thermique est modulable (cf. Fig. III.11 et III.12). Les tests utilisent une gamme de débit de l'eau différente de celle des essais du moteur Stirling car les puissances mises en œuvre sont plus élevées ([12 – 22 l.mn⁻¹] par pas de 5 l.mn⁻¹). Pour éviter des écarts de température et des températures de l'eau de sortie trop élevées, le débit-volume nominal du moteur Stirling (qui est aussi la valeur maximale de l'intervalle testé pour le moteur Stirling) est utilisé comme le débit minimal pour le générateur auxiliaire.

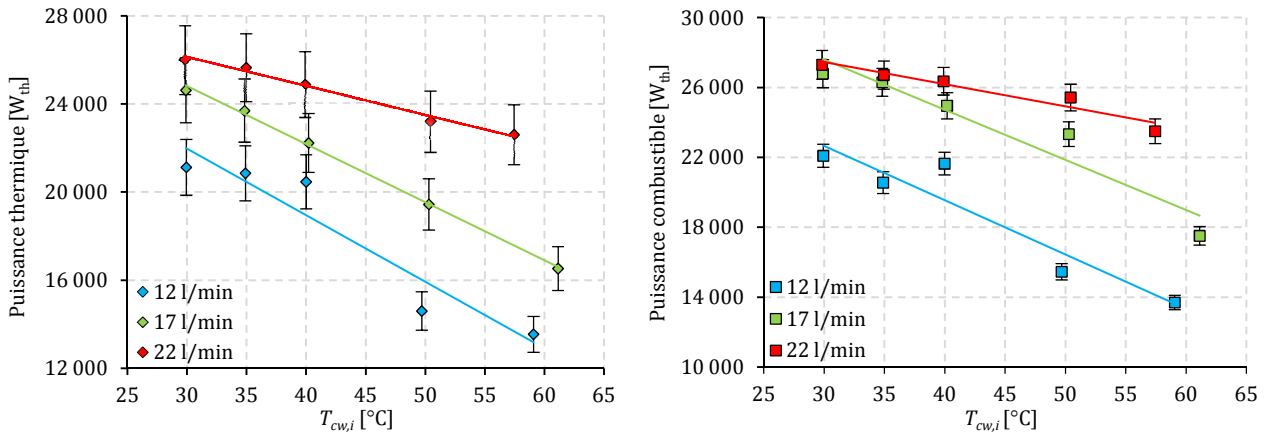


Fig. III.11 – Puissances combustible et thermique du générateur de chaleur auxiliaire en régime stationnaire.

Les puissances thermique et combustible sont plus sensibles à la température de l'eau d'entrée que le moteur Stirling (cf. Fig. III.11). Le débit-volume a également un impact significatif, lié à la commande interne du système. Ces deux grandeurs diminuent avec des températures d'eau en entrée élevées et des débits faibles. Le générateur auxiliaire suit les mêmes tendances que le moteur Stirling pour les gains de condensation et la température des gaz d'échappement (cf. Fig. III.12).

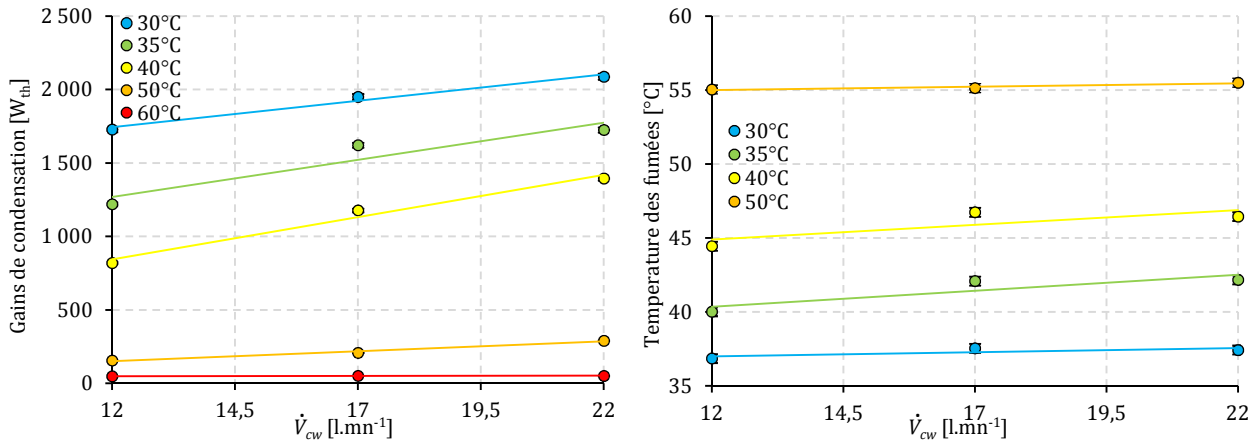


Fig. III.12 – Puissances thermiques latentes et température des gaz d'échappement en régime stationnaire du générateur de chaleur auxiliaire.

III.1.5.3. Régime instationnaire du moteur Stirling

Les différentes phases instationnaires ont été étudiées et les résultats ont été adimensionnés pour se focaliser uniquement sur la dynamique. Des régressions exponentielles et linéaires sont proposées sur les données expérimentales. Différents tests ont été effectués en modifiant la température d'entrée et les débits-volume de l'eau de refroidissement. Un échantillon de ces essais est présenté aux figures III.13 et III.14 sur les puissances thermique et électrique pendant les phases de démarrage et d'arrêt. L'évolution de la puissance thermique du moteur Stirling est relativement variable selon les conditions d'essai pendant les phases de démarrage (cf. Fig. III.13). Le contrôle interne et la suralimentation de gaz rendent l'évolution de cette grandeur aléatoire pendant la phase de démarrage. Toutefois, la tendance générale de la puissance thermique a été modélisée par une régression exponentielle ici en appliquant une équivalence d'énergie selon l'équation III.9. Celle-ci permet d'élaborer cette courbe de tendance par la détermination de la constante de temps τ_{start}^Q telle que :

$$\int_0^{t_{start} + \Delta t_{start}^Q} \dot{Q}_{HX}(t) dt = \int_0^{t_{start} + \Delta t_{start}^Q} \dot{Q}_{HX}^{nom} \left(1 - e^{-\frac{t_{start} + \Delta t_{start}^Q}{\tau_{start}^Q}} \right) dt \quad (III.9)$$

La décroissance de la production thermique pendant les phases de refroidissement est quant à elle stable avec une bonne répétabilité. Elle sera assimilée à une décroissance exponentielle (cf. fig. III.13).

La production électrique a également un comportement similaire et répétable au cours de la phase de démarrage et d'arrêt pour toutes les températures d'entrée ou les débits-volume de l'eau de refroidissement (cf. Fig. III.14). Il est à noter que l'évolution est linéaire pour la production d'électricité au cours de la phase d'arrêt (cf. Fig. III.14), en raison probablement des frottements mécaniques internes. Alexakis *et al.* [ALE11], Lombardi *et al.* [LOM10] et Conroy *et al.* [CON14] obtiennent la même décroissance linéaire de la puissance électrique pour le moteur Stirling **Whispergen** (cf. Chapitre II).

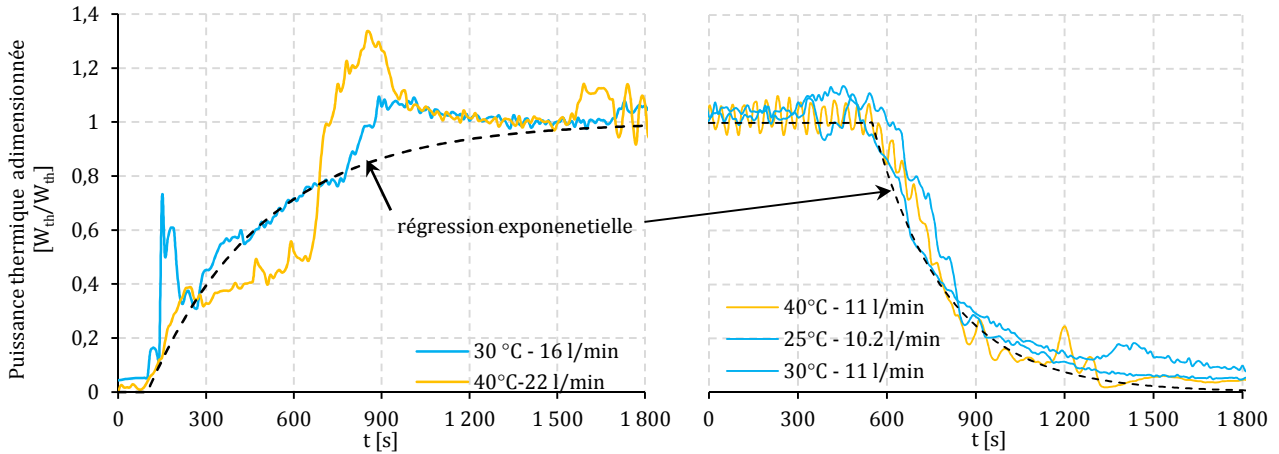


Fig. III.13 – Puissances thermiques adimensionnées du moteur Stirling pendant un cycle de démarrage (à gauche) et d'arrêt (à droite) avec des régressions exponentielles des données.

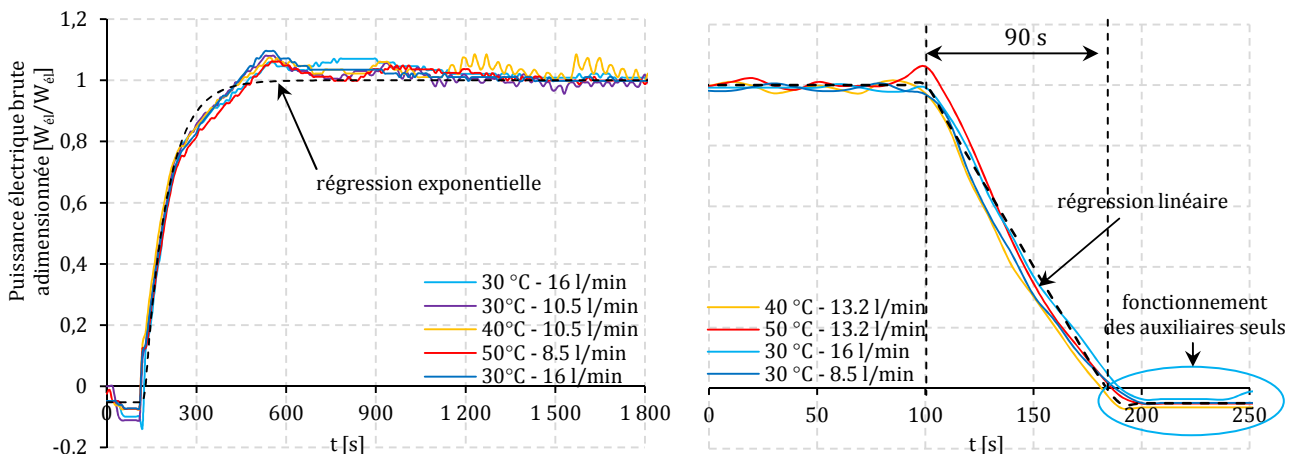


Fig. III.14 – Puissances électriques adimensionnées du moteur Stirling pendant un cycle de démarrage (à gauche) et d'arrêt (à droite) avec des régressions exponentielle et linéaire des données.

Le micro cogénérateur testé n'a qu'une seule connexion électrique pour l'électricité produite ou consommée. Il est impossible de dissocier la production brute et nette en régime stationnaire. Ainsi, la phase de refroidissement est utilisée pour estimer la puissance électrique nette: après l'arrêt de la production électrique, seuls la pompe, le ventilateur et la carte électronique fonctionnent (cf. cercle bleu sur la figure III.14). Quatre phases de refroidissement différentes sont présentées sur la figure III.14. Ces essais conduisent également à la détermination de la durée de la phase de refroidissement. Jusqu'à $\Delta t = 90$ s à partir du début de la phase de refroidissement, le moteur continue à produire de l'électricité avec une décroissance linéaire. Une désynchronisation apparaît lorsque la température de la tête du moteur descend en dessous de 170 °C (sans la production d'électricité, la puissance électrique nette devient négative). Jusqu'à $\Delta t = 750$ s, le ventilateur et la pompe continuent à fonctionner pour assurer le refroidissement du moteur jusqu'à une température de tête de 130 °C. La puissance consommée est mesurée entre 40 et 50 W_{el} (l'affichage de la résolution est de 10 W_{el}). Un wattmètre portatif a été utilisé afin d'obtenir des données plus précises de 44 W_{el} pour la consommation auxiliaire globale. A partir de $\Delta t = 750$ s, le micro cogénérateur s'arrête; seule la carte électronique resta active. Des mesures manuelles donnent une puissance moyenne de celle-ci de 4 W_{el} .

III.1.5.4. Régime instationnaire du générateur de chaleur auxiliaire

Malgré des puissances mises en jeu différentes selon les configurations d'essais (cf. Fig. III.11), le comportement de la puissance thermique au cours de la phase de démarrage et de refroidissement du générateur auxiliaire est stable et répétable pour chaque condition d'essai. Des régressions exponentielles ajustent de manière satisfaisante les données expérimentales (cf. Fig. III.15). Ces régressions seront utilisées pour le développement du modèle numérique dans la partie suivante.

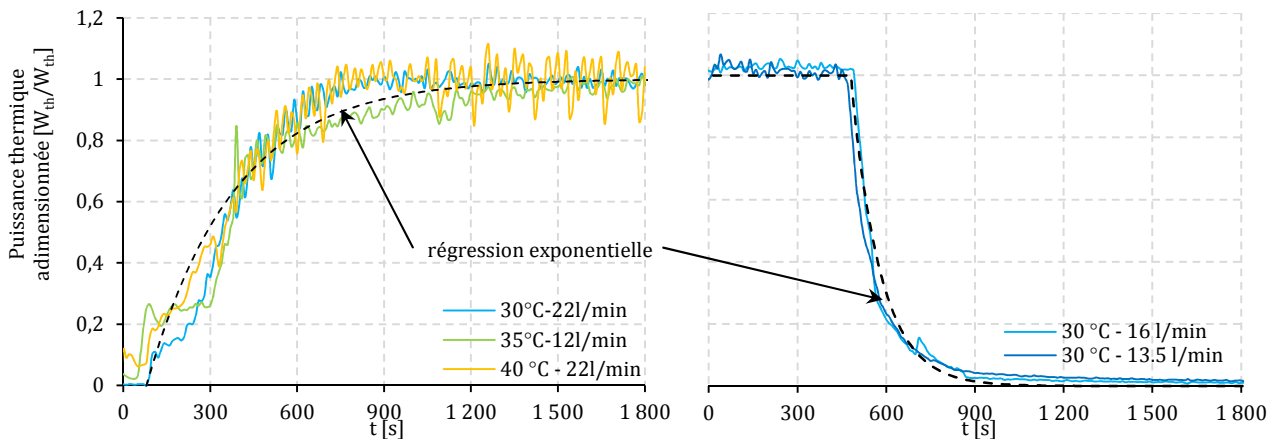


Fig. III.15 – Puissances thermiques adimensionnées du générateur de chaleur auxiliaire pendant un cycle de démarrage (à gauche) et d'arrêt (à droite) avec des régressions exponentielles des données.

III.2. Modélisation numérique d'un micro cogénérateur gaz

III.2.1. Typologie du modèle numérique

Un état de l'art sur la typologie des modèles numériques de micro cogénérateur a été dressé au Chapitre II où sept objectifs ont été définis. La typologie semi-physique s'avère être la plus adaptée à ces objectifs notamment en termes de compatibilité avec des simulations thermiques dynamiques annuelles (STDA). L'objectif est donc de réaliser un modèle semi-physique sur la base des résultats expérimentaux précédents et adaptés aux tendances constatées (régressions exponentielles par exemple). Quatre phases sont modélisées séparément : le démarrage, le régime stationnaire, le refroidissement et l'arrêt. Deux paramètres sont considérés (le système n'étant pas modulant) : le débit-masse et la température d'entrée de l'eau de refroidissement. Pour le régime instationnaire, la modélisation découle des résultats expérimentaux présentés ci-avant montrant que le système se comporte thermiquement comme un système du premier ordre (excepté pour la décroissance électrique). Elle est basée sur des constantes de temps et des temps de retard : paramètres physiques caractérisant simplement les effets inertiels d'un système du premier ordre. Cette modélisation empirique permet de conserver un certain sens physique (les constantes de temps traduisant une inertie thermique liée aux masses thermiques et aux coefficients d'échanges) tout en offrant une simplicité et une flexibilité de paramétrage. Enfin, des modèles physiques de combustion et de pertes thermiques sont développés.

III.2.2. Développement d'un modèle numérique

Cette partie donne les équations et les paramètres à intégrer à un code de calcul de manière à simuler le comportement réel d'un micro cogénérateur gaz. Le modèle est constitué d'entrées (inputs), de paramètres internes et de sorties (outputs). Les entrées comprennent les conditions limites du système (débit, températures, excès d'air, caractéristiques du combustible). Les paramètres internes comprennent principalement les coefficients des corrélations semi-physiques pour le régime stationnaire et les paramètres temporels (constantes de temps et temps de retard) pour le régime instationnaire. Enfin, les sorties comprennent principalement les différents flux énergétiques (combustible, thermique et électriques), les rendements et les émissions de CO₂. L'architecture simplifiée du modèle est présentée sur la figure III.16. L'Annexe C donne l'architecture détaillée du modèle numérique développé.

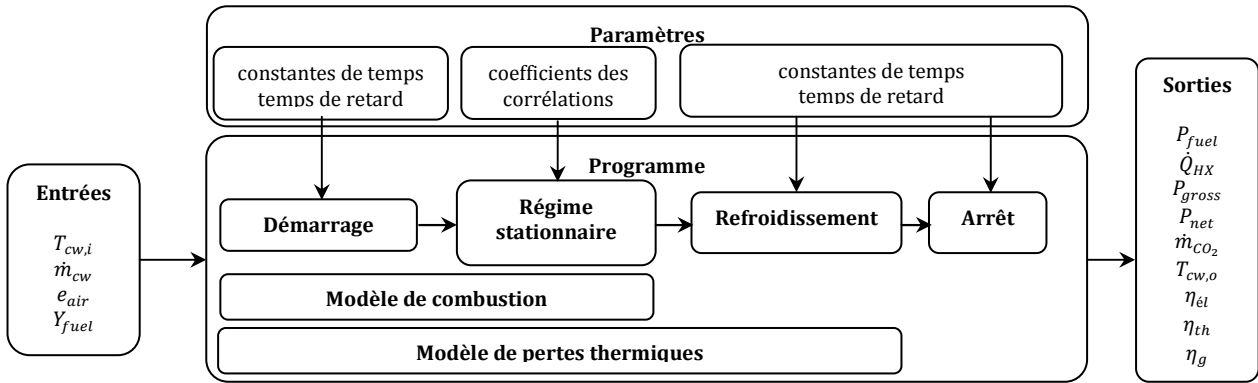


Fig. III.16 – Architecture du modèle numérique semi-physique du micro cogénérateur gaz.

III.2.2.1. Régime stationnaire

Le bilan d'énergie des flux entrants et sortants et le modèle de combustion constituent la partie physique. En régime stationnaire, le bilan suivant doit être respecté :

$$\dot{H}_{fuel} + \dot{H}_{air} + P_{fuel} = P_{gross} + \dot{Q}_{loss} + \dot{Q}_{HX} + \dot{H}_{exh} \quad (III.10)$$

Les principaux flux, à savoir : la puissance électrique brute, la puissance combustible et la puissance thermique, sont calculés par des corrélations fonction de la température d'entrée et du débit-volume de l'eau de refroidissement. Ces corrélations sont basées sur le modèle de différences linéaires de Lombardi *et al.* [LOM10] adapté aux résultats expérimentaux obtenus précédemment. Les corrélations sont définies en fonction des conditions nominales en termes de débit-masse, de température et de puissances (*cf.* équations III.11 à III.13) :

$$P_{fuel} = P_{fuel}^{nom} + a (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + b (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (III.11)$$

$$\dot{Q}_{HX} = \dot{Q}_{HX}^{nom} + c (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + d (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (III.12)$$

$$P_{gross} = P_{gross}^{nom} + e (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + f (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (III.13)$$

Avec:

$$T_{cw,i}^{nom} = 30 \text{ °C} \quad \text{et} \quad \dot{m}_{cw}^{nom} = 16 \text{ kg} \cdot \text{mn}^{-1}$$

La puissance électrique nette correspond à la partie utile de l'électricité produite par le moteur et exportée vers le réseau. L'autre partie de la production est autoconsommée par les équipements auxiliaires (pompes, ventilateurs et carte électronique principalement). Cette grandeur est définie à l'équation III.14 :

$$P_{net} = P_{gross} - P_{aux} - P_{electro} \quad (III.14)$$

La température de sortie de l'eau de refroidissement est calculée selon l'équation de transport de la chaleur sensible:

$$T_{cw,o} = \frac{\dot{Q}_{HX}}{c_{cw} \dot{m}_{cw}} + T_{cw,i} \quad (III.15)$$

Si les caractéristiques de référence pour la température ou le débit-masse sont données par le fabricant, il est approprié de les utiliser comme conditions nominales. A défaut, une méthode est proposée ici pour déterminer les conditions nominales correspondantes. Cette méthode est adaptée du protocole d'essais défini par Beausoleil *et al.* [BEAU07] et Lombardi *et al.* [LOM10]. En ce qui concerne la puissance électrique nominale, la valeur de fabricant est utilisée. Pour la température d'entrée de l'eau de refroidissement, il convient d'utiliser une température basse afin d'optimiser les gains de condensation: 30 ° C par exemple. Le débit-masse nominal doit correspondre à la différence de température donnée par le fabricant lorsque le micro cogénérateur fonctionne sans le générateur auxiliaire. Ici, une différence de température de 5 K a été prise ce qui a conduit à un débit-masse nominal de 16 kg.mn⁻¹. Afin de paramétrer les équations III.11 à III.13, plusieurs essais doivent être réalisés. Le plan d'expérience consiste à réaliser 16 essais avec quatre valeurs de température et quatre valeurs de débits-masse. Les plages proposées pour le moteur Stirling sont données au tableau III.4 :

Tab. III.4 – Plan d'expérience des 16 essais pour la détermination des coefficients des corrélations.

$T_{cw,i}$ \ \dot{m}_{cw}	0,4 \dot{m}_{cw}^{nom}	0,6 \dot{m}_{cw}^{nom}	0,8 \dot{m}_{cw}^{nom}	\dot{m}_{cw}^{nom}
$T_{cw,i}^{nom}$	13	9	5	1
$T_{cw,i}^{nom} + 10$	14	10	6	2
$T_{cw,i}^{nom} + 20$	15	11	7	3
$T_{cw,i}^{nom} + 30$	16	12	8	4

Les mêmes corrélations peuvent être obtenues pour le générateur de chaleur auxiliaire :

$$P_{fuel\ aux} = P_{fuel\ aux}^{nom} + a' (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + b' (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (III.16)$$

$$\dot{Q}_{HX\ aux} = \dot{Q}_{HX\ aux}^{nom} + c' (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + d' (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) \quad (III.17)$$

Enfin, il est à noter que le moteur Stirling peut fonctionner simultanément avec le générateur auxiliaire. Dans cette configuration, la température de l'eau d'entrée du générateur auxiliaire correspond à la température d'eau de sortie du moteur Stirling. Les entrées et sorties des grandeurs physiques sont ajoutées en utilisant le principe de superposition. La régulation du système est réalisée à l'extérieur du modèle (cf. Chapitre VI). La procédure de paramétrage est similaire à celle du moteur Stirling. Les valeurs des paramètres stationnaires du modèle sont données en Annexe C.

III.2.2.2. Régime instationnaire

En plus de la caractérisation du régime stationnaire, le régime instationnaire et plus particulièrement les phases de démarrage et de refroidissement ont été modélisées. La phase de démarrage varie en fonction du type de moteur. L'approche suivante ne peut être que partiellement considérée comme générique, car elle a été développée pour le cas spécifique d'un moteur Stirling. Pour d'autres technologies, le modèle doit être adapté. Un brûleur à gaz est utilisé ici ainsi qu'une suralimentation en combustible afin d'atteindre rapidement la température appropriée. Dans le modèle, aucune suralimentation n'est considérée car celle-ci est négligeable devant la consommation d'un cycle. De plus, la métrologie employée ne permet pas de détecter cette hausse ponctuelle de débit.

Les phases instationnaires sont modélisées par des lois exponentielles ou linéaires et des temps de retard selon les données expérimentales collectées (cf. Fig. III.13 à III.14). Les valeurs des paramètres instationnaires du modèle sont données à l'Annexe C. Il est à noter qu'un démarrage à chaud est possible en pratique. Celui-ci est programmé dans le code numérique et il consiste en une modification de l'ordonnée à l'origine pour le nouveau cycle au niveau des puissances thermiques et électriques.

Au niveau des consommations électriques des auxiliaires, il est considéré une puissance constante de 44 W_{el} sur tout le cycle de fonctionnement du moteur Stirling (jusqu'à la fin de la phase de refroidissement) puis une consommation de 4 W_{el} à l'arrêt (puissance de veille). Le modèle utilise une limite de temps Δt_{stop}^Q après laquelle la phase de refroidissement cesse (arrêt de la pompe et du ventilateur). Pendant la phase d'arrêt, l'évolution de la température du moteur est uniquement régie par les échanges de chaleur avec l'ambiance \dot{Q}_{loss} et seule la puissance électronique est consommée.

La décroissance linéaire de la production électrique pendant la phase d'arrêt est paramétrée simplement par une durée caractéristique selon l'équation III.18.

$$P_{net} = \begin{cases} -P_{aux} - P_{electro} & \text{pour } t > t_{stop} + \Delta t_{stop}^Q \\ P_{gross}^{nom} \left(1 - \frac{t - t_{stop}}{\Delta t_{stop}^P} \right) - P_{aux} - P_{electro} & \text{pour } t \leq t_{stop} + \Delta t_{stop}^Q \end{cases} \quad (III.18)$$

La stratégie de modélisation des phases instationnaires et les conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire sont présentées à l'Annexe C.

Enfin, la figure III.17 représente le rendement électrique adimensionné (rapport entre le rendement électrique d'un cycle de fonctionnement et le rendement électrique nominal) en fonction de la durée du cycle dans les conditions nominales. Ce rendement réduit prend en compte le fait que l'énergie électrique qui est consommée pendant la phase de démarrage et d'arrêt (pompe, ventilateur, *etc.*) doit être récupérée (« remboursée ») au cours du début du fonctionnement du moteur avant de considérer que la production électrique soit excédentaire. En effet, le moteur démarre en moyenne après 1 min 15 s seulement. Le cycle doit durer au moins 30 min pour obtenir des rendements électriques réduits de 90 % (*cf.* Fig. III.17). Le Carbon Trust [CAR07] et Muller [MUL13] donnent également des résultats expérimentaux de rendements en fonction de la durée de cycle. Ces résultats sont basés sur des field tests réalisés respectivement sur les moteurs **Whispergen** et **Hybris Power**. Ces résultats sont comparés à ceux issus ici du modèle développé dans cette partie. La régression proposée par Muller [MUL13] est proche des résultats issus du modèle numérique. L'écart avec les field tests s'explique en partie par le fonctionnement sous conditions réelles impliquant des températures d'eau variées selon la régulation et la rigueur du climat. Ces aspects saisonniers auront tendance à dégrader davantage le rendement électrique et donc le rendement de cycle.

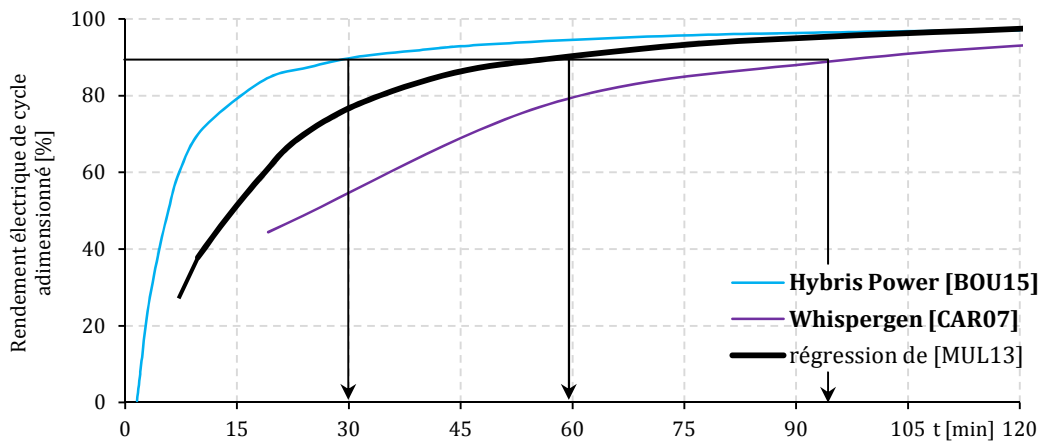


Fig. III.17 – Rendement électrique de cycle réduit du micro cogénérateur **Hybris Power** [MUL13] et du système **WhisperGen** [CAR07].

III.2.2.3. Modèle de combustion

Le modèle de combustion est basé sur des réactions chimiques d'oxydation impliquant l'air comburant, le combustible et les produits de réaction. Le modèle requiert la composition physico-chimique du combustible ainsi que le PCS et peut être utilisé pour différents types de carburant de type fossile (gaz naturel, biogaz ou combustible liquide). Soit cette composition et le PCS proviennent d'essais normatifs en laboratoire, soit des valeurs par défaut sont proposées (*cf.* Annexe C). Andlauer [AND11] donne la composition chimique moyenne ainsi que les tables permettant le calcul du pouvoir comburivore, du pouvoir calorifique, de la teneur en CO₂ et en H₂O des combustibles gazeux usuels. L'excès d'air e_{air} est un paramètre supposé connu et est facilement identifiable à l'aide d'un analyseur de fumées. A partir de celui-ci, du débit-masse, de la composition chimique et de la température du combustible, des calculs de combustion sont réalisés afin d'évaluer les produits de combustion, leurs débits-masse et les pertes de chaleur par les fumées. En supposant une combustion complète, le débit-masse de combustible peut être calculé selon l'équation III.19 :

$$\dot{m}_{fuel} = \frac{P_{fuel}}{PCS} \quad (III.19)$$

Le débit de CO₂ produit lors du fonctionnement du micro-cogénérateur est déterminé en multipliant le facteur d'émissions en CO₂ $e_{CO_2,i}$ du combustible i par son débit-masse :

$$\dot{m}_{CO_2} = \dot{m}_{fuel} \cdot \sum_i \left[e_{CO_2,i} \chi_i \left(\frac{M_{CO_2}}{M_i} \right) \right] \quad (III.20)$$

III.2.2.4. Modèle des pertes thermiques

Andlauer [AND11] propose d'utiliser une approche basée sur les enthalpies spécifiques : approche qui est reprise ici pour ce modèle. Chaque réactif de la réaction d'oxydation du gaz naturel génère des produits de combustion. Les enthalpies spécifiques sensibles liées à ces composants sont calculées à l'aide des tables de JANAF [CHA98] données à l'Annexe C. A chaque composant i correspond une expression polynomiale de l'enthalpie spécifique H_i fonction de sa température T_i (cf. Annexe C). Il est à noter que les tables de JANAF conduisent aux enthalpies sensibles des différents composés, y compris de la vapeur d'eau. Ainsi, ces différences d'enthalpies ne seront appliquées qu'à la fraction non condensée de l'eau des fumées. Les flux d'enthalpie \dot{H}_i (en W_{th}) d'un composant i sont déterminés en fonction de l'enthalpie spécifique H_i , du débit-masse \dot{m}_i , de la masse molaire M_i , de la fraction volumique χ_i , de la température T_i du composant et d'une température de référence T_o (prise à 273 K):

$$\dot{H}_i = \frac{\dot{m}_i}{M_i} \sum_i \{ [H_i(T_i) - H_i(T_o)] \chi_i \} \quad (III.21)$$

Pour le calcul des pertes sensibles et latentes par les fumées, différentes températures sont nécessaires : la température du combustible T_{fuel} et la température de l'air comburant T_{air} (définies librement par l'utilisateur du modèle par une valeur constante ou variable) ainsi que la température des gaz de combustion T_{exh} . La température de chaque produit de combustion correspondra à la température des fumées. Celle-ci est modélisée avec des corrélations linéaires à deux variables basées sur la température d'entrée et le débit-masse de l'eau de refroidissement :

$$T_{exh} = g (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + h (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) + T_{exh}^{nom} \quad (III.22)$$

$$T_{exh\ aux} = g' (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + h' (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom}) + T_{exh\ aux}^{nom} \quad (III.23)$$

Les pertes latentes par les fumées sont évaluées à partir du débit-masse de condensats. Ces débits sont modélisés par des corrélations linéaires basées sur les données expérimentales :

$$\dot{m}_{cond} = \max (0 ; \dot{m}_{cond}^{nom} + i (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + j (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom})) \quad (III.24)$$

$$\dot{m}_{cond\ aux} = \max (0 ; \dot{m}_{cond\ aux}^{nom} + i' (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) + j' (\dot{m}_{cw} - \dot{m}_{cw}^{nom})) \quad (III.25)$$

Les pertes de chaleur latente sur les gaz d'échappement sont définies à l'équation III.26 :

$$\dot{H}_{exh}^{lat} = (\dot{m}_{cond}^{max} - \dot{m}_{cond}) L_v \quad (III.26)$$

Le débit-masse de condensats maximal \dot{m}_{cond}^{max} est évalué par le calcul du débit-masse de vapeur théorique présent dans les fumées sur la base de la composition chimique et sur le débit-masse de combustible. Finalement le débit-masse des fumées est donné par l'équation III.27 :

$$\dot{m}_{exh} = \dot{m}_{fuel} + \dot{m}_{air} - \dot{m}_{cond} \quad (III.27)$$

Avec :

$$\dot{m}_{air} = \dot{m}_{fuel} V_{air} (1 + e_{air}) \frac{M_{air}}{V_m} \quad (III.28)$$

Le modèle intègre le calcul des pertes thermiques de l'enveloppe vers l'ambiance. Pour ceci, le micro cogénérateur est simulé par une seule capacité thermique. Cette hypothèse est faite pour faciliter le paramétrage du modèle. Une température fictive T_{int} (température interne moyenne globale) est introduite. Elle régit les pertes de chaleur entre l'enveloppe du système et l'ambiance en utilisant un coefficient fictif $[UA]_{loss}$ de transmission thermique. L'équation III.29 présente le bilan d'énergie du micro cogénérateur en régime instationnaire:

$$[MC]_{int} \frac{dT_{int}}{dt} = \dot{H}_{fuel} + \dot{H}_{air} + P_{fuel} - P_{gross} - \dot{Q}_{HX} - \dot{Q}_{loss} - \dot{H}_{exh}^{sen} - \dot{H}_{exh}^{lat} \quad (III.29)$$

$$\text{avec } \dot{Q}_{loss} = [UA]_{loss}(T_{int} - T_{amb}) \quad (III.30)$$

Les pertes thermiques globales \dot{H}_{loss} s'expriment alors par l'équation III.31 :

$$\dot{H}_{loss} = \dot{H}_{fuel} + \dot{H}_{air} - \dot{Q}_{loss} - \dot{H}_{exh}^{sen} - \dot{H}_{exh}^{lat} \quad (III.31)$$

Avec en régime stationnaire:

$$\dot{Q}_{loss} = \dot{H}_{fuel} + \dot{H}_{air} + P_{fuel} - P_{gross} - \dot{Q}_{HX} - \dot{H}_{exh}^{sen} - \dot{H}_{exh}^{lat} = [UA]_{loss}(T_{int} - T_{amb}) \quad (III.32)$$

En raison de la définition spécifique de T_{int} , le coefficient de transmission thermique $[UA]_{loss}$ n'est strictement valable que pour ce micro cogénérateur mais la procédure d'identification peut être reproduite. Une procédure expérimentale simple a été mise en place par Andlauer [AND11]. Celle-ci se base sur la mesure de deux températures caractéristiques: la température d'entrée d'eau de refroidissement et la température la plus élevée mesurée sur le côté chaud du moteur Stirling.

III.2.3. Développement d'un modèle numérique simplifié

Pour rendre accessible et diffuser largement ce modèle, un modèle simplifié est proposé. Celui-ci repose sur un nombre de paramètres plus restreint et facilement identifiables par des études expérimentales peu intrusives. L'objectif est de faciliter le paramétrage tout en conservant une précision correcte. Ce modèle extrapole les performances du système sur une plage de fonctionnement importante. Le modèle détaillé du moteur Stirling requiert l'identification de 28 paramètres qui peuvent être estimés par des études expérimentales, comme indiqué au §III.2.2. Or, les figures III.8, III.9 et III.18 montrent la faible influence du débit-masse d'eau de refroidissement par rapport à la température d'entrée de l'eau de refroidissement sur les puissances combustible, thermique, électrique, sur la température des fumées et sur le débit-masse des condensats.

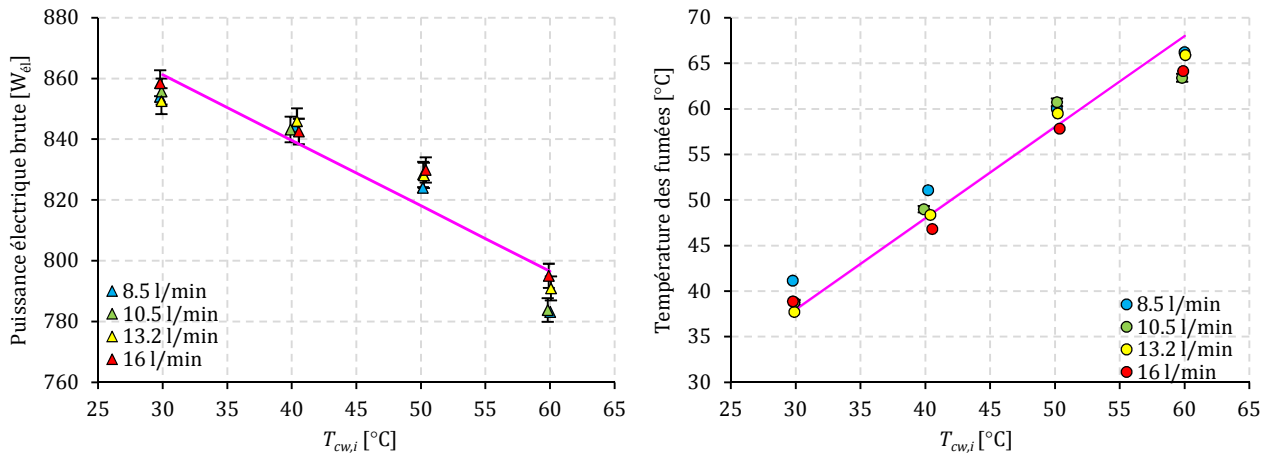


Fig. III.18 – Puissance électrique et température des fumées en régime stationnaire du moteur Stirling.

D'abord, la puissance thermique est donc simplifiée à une valeur constante de 5 315 W_{th} (cf. Fig. III.8), puis les nouvelles corrélations s'affranchissent de l'impact du débit de l'eau de refroidissement (cf. Eq. III.33 à III.36).

$$P_{fuel} = P_{fuel}^{nom} + a (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) \quad (III.33)$$

$$\dot{Q}_{HX} = \dot{Q}_{HX}^{nom} \quad (III.34)$$

$$P_{gross} = P_{gross}^{nom} + e (T_{cw,i} - T_{cw,i}^{nom}) \quad (III.35)$$

$$T_{exh} = T_{cw,i} + \Delta T \quad (III.36)$$

La dernière simplification consiste à inclure toutes les pertes de chaleur (pertes de chaleur par les fumées latentes et sensibles, pertes de chaleur de l'enveloppe et flux d'enthalpie de combustible et de l'air) dans un unique terme \dot{H}_{loss} ce qui limite les informations fournies par le modèle :

$$\dot{H}_{loss} = P_{fuel} - P_{gross} - \dot{Q}_{HX} \quad (III.37)$$

Avec ces simplifications, le modèle nécessite d'identifier seulement 17 paramètres. Certaines données du fabricant sont généralement disponibles et peuvent être utilisées pour identifier plusieurs paramètres. Les principales lois de comportement sont linéaires de sorte que la modélisation n'a besoin que de deux points de performance pour caractériser l'unité. Il semble raisonnable d'obtenir des données de performance des fabricants pour deux points de fonctionnement à deux températures différentes : T_1 et T_2 . Les puissances électriques des auxiliaires et de la carte électronique ainsi que l'excès d'air peuvent être obtenus auprès des fabricants. Les autres paramètres tels que les constantes de temps semblent plus difficiles à obtenir. Les valeurs par défaut pourraient être choisies ou identifiées par un test expérimental avec un démarrage et une phase de refroidissement : il suffirait d'employer un thermomètre de contact sur les tubes en cuivre pour évaluer la dynamique du système ainsi qu'un multimètre pour évaluer la puissance électrique (courant électrique principalement) à tout instant.

Enfin, il est à noter que la réduction des paramètres n'est appliquée qu'au moteur Stirling. Seule la simplification sur la température des fumées et l'agrégation des pertes de chaleur sont utilisées pour le générateur de chaleur auxiliaire. Le débit-masse a un fort impact sur les grandeurs de sorties et ne peut être négligé ici.

III.2.4. Validation du modèle numérique

III.2.4.1. Validation du régime stationnaire

Les performances du micro cogénérateur et du générateur de chaleur auxiliaire ont été comparées aux modèles numériques en régime stationnaire. Les essais de validation sont réalisés pour différentes températures d'entrée et pour différents débits-masses d'eau de refroidissement. L'ensemble des résultats de validation sont donnés à l'Annexe C. Le tableau III.5 en donne les écarts maximaux.

Tab. III.5 – Ecart relatif maximum entre les modèles numériques et les résultats expérimentaux en régime stationnaire.

Ecart relatif maximum [%]		P_{fuel}	\dot{Q}_{HX}	P_{el}	T_{exh}
Moteur Stirling	Modèle complet	+ 3,4 %	- 3,1 %	+ 1,4 %	+ 4,9 %
	Modèle simplifié	+ 5,1 %	+ 3,5 %	+ 1,7 %	- 8,3 %
Générateur auxiliaire	Modèle complet	+ 18,6 %	+ 11,6 %	-	- 6,9 %

Les différences relatives entre les modèles complets et simplifiés sur les grandeurs physiques principales montrent que les deux méthodes sont appropriées pour modéliser correctement le comportement réel du système. Les écarts entre le modèle numérique et les données expérimentales restent de l'ordre de grandeur des incertitudes de mesure calculées et sont également imputables à la répétabilité expérimentale.

III.2.4.2. Validation du régime instationnaire

Les modèles numériques ont également été comparés à des résultats d'essais dynamiques de validation. Les énergies thermiques et électriques produites pendant les phases instationnaires uniquement sont comparées. L'ensemble des résultats de validation sont donnés à l'Annexe C. Le tableau III.6 en donne les écarts maximaux.

Tab. III.6 – Ecart relatif maximum entre les modèles numériques et les résultats expérimentaux en régime instationnaire.

Ecart relatif maximum [%]		\dot{Q}_{HX}	$P_{él}$
Moteur Stirling	démarrage	+13,3 %	+ 2,0 %
	arrêt	+ 4,1 %	- 6,1 %
Générateur auxiliaire	démarrage	- 9,7 %	-
	arrêt	-11,9 %	-

La modélisation de ces phases par des fonctions de transfert d'ordre 1 est donc appropriée pour simuler correctement le comportement réel du système à l'exception de la puissance thermique au cours du démarrage du moteur Stirling où la différence est supérieure à environ 10 % pour les tests de validation en raison d'un comportement plus variable. Les écarts entre le modèle numérique et les données expérimentales restent de l'ordre de grandeur des incertitudes de mesure calculées et sont également imputables à la répétabilité expérimentale.

III.3. Bilan du chapitre

Un dispositif de micro cogénération gaz encore peu étudié a donc été testé afin de connaître ses performances énergétiques. Ensuite, un modèle semi-physique basé sur ces études expérimentales préalables a été développé.

D'après les essais expérimentaux réalisés sur le micro cogénérateur gaz, il a été montré que la température et dans une moindre mesure le débit de l'eau de refroidissement ont une influence significative sur les performances énergétiques de l'appareil. Ceci s'explique principalement par la technologie à condensation et par des considérations thermodynamiques (rendement de Carnot).

Des études expérimentales conduisent à un rendement électrique maximal sur PCS de 14 % et un rendement global sur PCS de 97 %. Les rendements électriques, thermiques et globaux chutent avec des températures d'eau de refroidissement plus élevées et des débits plus faibles avec un rendement électrique sur PCS minimum de 10 % et un rendement global sur PCS minimum de 86 %. Les principales pertes de chaleur sont les pertes par les gaz d'échappement. La production de chaleur est prépondérante par rapport à la production électrique (1:5 – 1:6).

Sur la base de ces données expérimentales, le modèle développé du micro cogénérateur gaz, basé sur 28 paramètres, permet de caractériser les régimes stationnaire et instationnaire en évaluant les flux d'énergie impliqués dans le système ainsi que les émissions de polluants. L'étude des phases instationnaires souligne que les durées de cycle doivent être longues (> 30 min) pour obtenir des rendements électriques de cycles proches du rendement nominal. La dégradation des rendements électriques à cause de temps de cycles trop courts ou/et des températures d'entrée d'eau de refroidissement trop élevées ($T_{cw,i} > 50$ °C) posent problème dans le cas de la production d'ECS instantanée ou accumulée notamment. Ce modèle sera utilisé pour simuler dynamiquement et annuellement les interactions entre les bâtiments et ce genre de dispositif innovant en considérant des critères énergétiques, économiques et environnementaux (cf. Chapitre VI). L'Annexe C détaille l'architecture des modèles et récapitule les 28 paramètres du modèle complet du moteur Stirling, les 22 paramètres du modèle du générateur de chaleur auxiliaire et les 17 paramètres du modèle simplifié du moteur Stirling.

Au final, ces travaux contribuent à enrichir l'état de l'art en termes d'essais et de modélisation de micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling. L'apport principal de l'étude expérimentale réside dans la précision des résultats (métrologie, répétabilité, etc.) et dans la diversité des paramètres considérés (phases instationnaires, débit et température). L'apport principal de la modélisation réside dans la précision, le niveau de détail de modélisation (influence du débit, de la température, phases instationnaires) et dans leur compatibilité avec des simulations dynamiques annuelles.

///Chapitre IV

Etude expérimentale et modélisation numérique
d'un micro cogénérateur biomasse

« Personne ne croit une nouvelle théorie sauf le théoricien qui l'a développée. »

John Spence

IV.1. Etude expérimentale d'un micro cogénérateur biomasse

IV.1.1. Introduction à la micro cogénération biomasse

Dong *et al.* [DON09] ont recensé les technologies de micro cogénération compatibles avec un combustible biomasse. Ils concluent qu'il peut être appliqué à la plupart des technologies listées au Chapitre I. Ils décrivent différents processus de conversion énergétique de la biomasse :

- combustion directe pour la génération de vapeur (chaudière, poêle, foyer atmosphérique, *ORC*, *etc.*),
- gazéification de la biomasse permettant de produire du gaz de synthèse,
- pyrolyse de la biomasse permettant de produire des gaz de synthèse ou du bio-charbon (utilisée principalement avec des déchets : paille, canne à sucre ou déchets végétaux),
- processus biochimiques permettant de générer des biocarburants à base de biomasse (huiles ou biodiesel).

La biomasse solide peut ainsi produire un combustible gazeux ou liquide et être utilisée avec l'ensemble des technologies de micro cogénération (*cf.* Tab. I.5 page 32). Karellas *et al.* [KAR08] présentent par exemple une étude expérimentale sur le couplage d'un gazéificateur de biomasse couplé à une pile à combustible SOFC et à une micro turbine (**Capstone**). Ils obtiennent des rendements électriques équivalents par rapport à un combustible gaz conventionnel, cependant, les rendements globaux sont inférieurs en raison du processus supplémentaire de gazéification (rendements globaux de 70 à 85 %). Son utilisation la plus simple reste les moteurs à combustion externe tels que les moteurs Stirling, les moteurs Ericsson, les moteurs ORC ou les moteurs à vapeur (*cf.* Chapitre I).

Comme l'état de l'art le fait ressortir, le comportement et les performances des systèmes de micro cogénération biomasse, et plus précisément des moteurs à vapeur, sont encore peu connus et peu étudiés (*cf.* Chapitre II). L'analyse bibliographique a relevé onze études expérimentales sur huit prototypes et trois systèmes de préséries ou commerciaux à moteur Stirling. Parmi ces systèmes de préséries, les micro cogénérateurs biomasse **Pellet** de **Sunmachine** et **Pellematic Smart_e 0.6** d'**ÖkoFen** ont fait l'objet d'études expérimentales conséquentes mais celles-ci s'avèrent encore incomplètes et peu détaillées. Thiers *et al.* [THI10] ont travaillé sur la **Sunmachine Pellet** et ont uniquement caractérisé ses puissances thermique, électrique et combustible en régime stationnaire. Ils n'ont considéré qu'une variation de température d'eau de refroidissement. De plus, ils ont rencontré des difficultés à évaluer précisément la puissance du combustible « granulés de bois » ce qui affecte la détermination précise des différents rendements énergétiques. L'entreprise **ÖkoFen** [OKO15] a uniquement réalisé des field tests sans détailler la métrologie ni les résultats. Enfin, même si la spécificité liée au combustible biomasse n'y est pas traitée particulièrement, les travaux de Lombardi *et al.* [LOM10], de Valenti *et al.* [VAL15] et de l'Annexe 42 [BEA07] proposent les protocoles d'essais les plus détaillés, les plus complets et les plus adaptés aux objectifs de ce travail de thèse, à savoir :

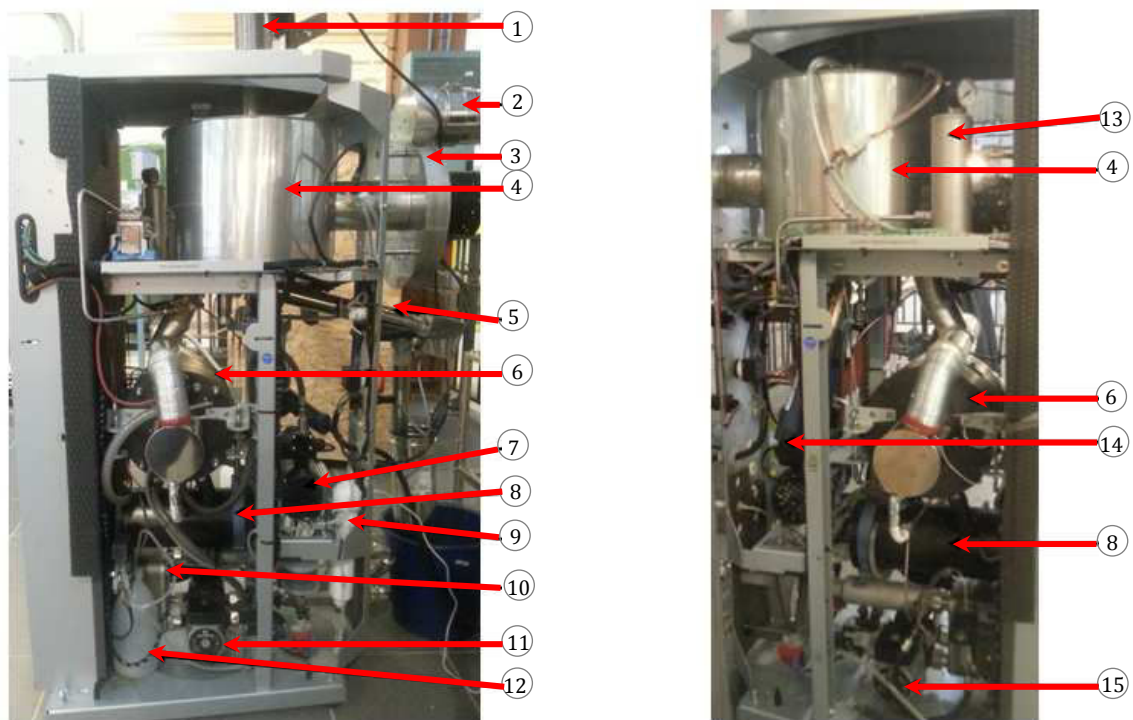
- caractérisation du comportement stationnaire,
- caractérisation du comportement instationnaire,
- caractérisation des émissions de polluants,
- sensibilité à la température de l'eau de refroidissement,
- sensibilité au débit de l'eau de refroidissement,
- sensibilité au taux de charge.

IV.1.2. Caractéristiques du micro cogénérateur BisON

IV.1.2.1. Présentation générale du micro cogénérateur BisON

Le micro cogénérateur biomasse étudié est le micro cogénérateur à moteur à vapeur **BisON** à l'état de système présérie. C'est un prototype conçu à l'origine par la société autrichienne **OTAG** depuis 2000 dont le développement a été repris ensuite par la société **Button Energy** puis par l'entreprise énergétique française **Exoès** depuis 2011.

Le micro cogénérateur biomasse **BisON** est un système énergétique permettant de produire de la chaleur et de l'électricité avec une puissance modulable de 20 à 100 %. Il est principalement composé d'un moteur à vapeur à piston et alternateur linéaires associé à un évaporateur et une chambre de combustion à granulés de bois. La figure IV.1 montre une vue globale du micro cogénérateur capot ouvert.



- | | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| 1 : alimentation en granulés de bois | 6 : moteur à vapeur linéaire | 11 : pompe circuit primaire |
| 2 : évacuation des fumées | 7 : pompe haute pression | 12 : réservoir tampon |
| 3 : ventilateur | 8 : réservoir | 13 : bouteille à air comprimé |
| 4 : générateur de vapeur | 9 : filtre | 14 : réchauffeur |
| 5 : extracteur de cendres | 10 : échangeur de chaleur primaire | 15 : pompe circuit secondaire |

Fig. IV.1 - Perspective du **BisON**.

La figure IV.2 présente l'ensemble des composants importants présents sur le micro cogénérateur **BisON**. En particulier, les six dernières images montrent les composants de l'évaporateur démonté à l'occasion d'une opération de maintenance. Ces images montrent les volets d'apport d'air secondaire et l'emplacement du capteur de lumière sur la conduite d'alimentation en granulés de bois. Sur la huitième image apparaît le servomoteur avec le volet rotatif qui contrôle le débit d'air secondaire qui pénètre dans la chambre de combustion. La dernière image montre le foyer où tombent les granulés de bois à l'intérieur du serpentin de l'évaporateur et au fond duquel se trouve le cendrier. L'air primaire passe par la face inférieure de cette pièce.

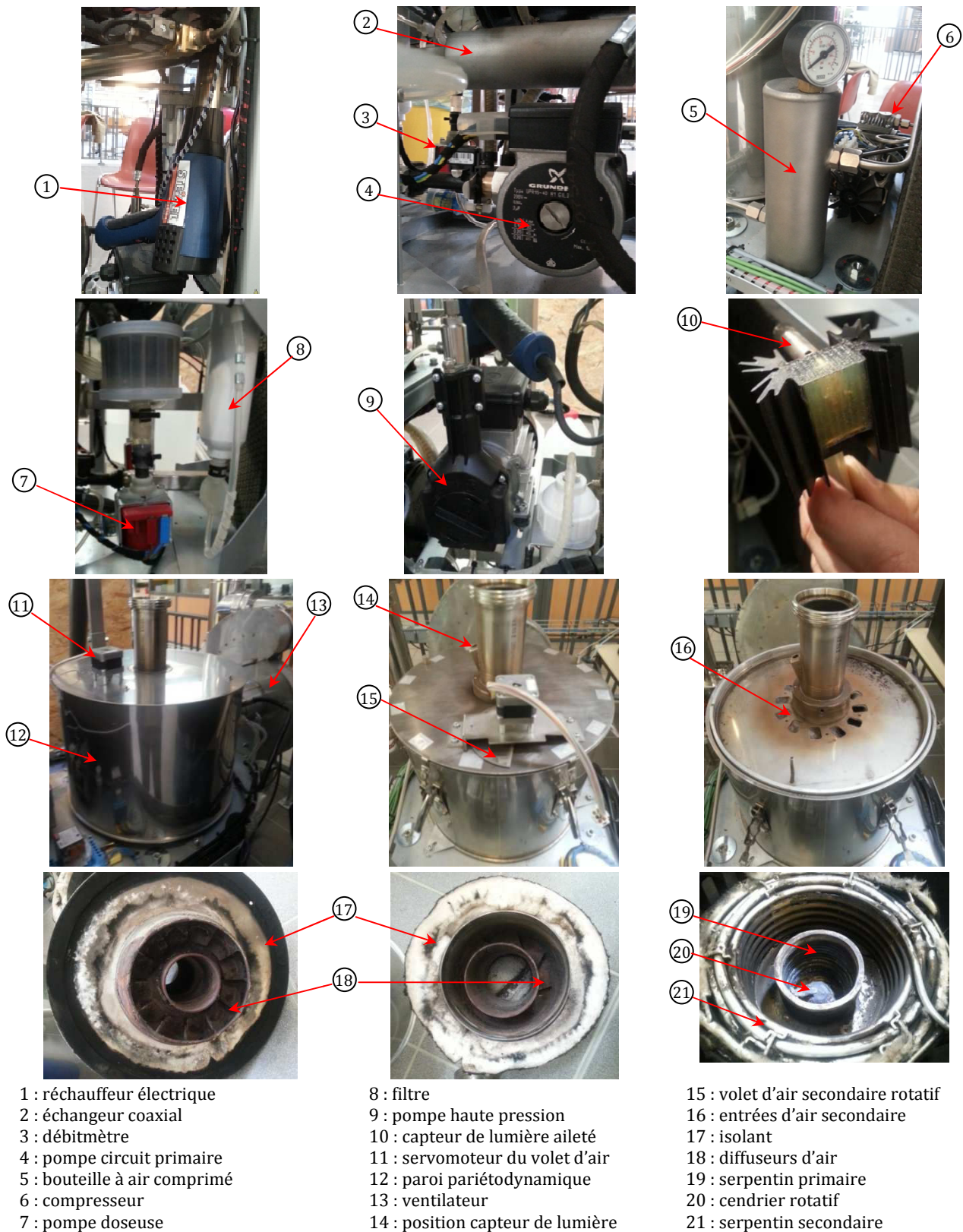


Fig. IV.2 – Composants du **BisON**.

IV.1.2.2. Etat de l'art des micro cogénérateurs biomasse sur le marché

La technologie de micro cogénération biomasse est encore confidentielle. Seuls quatre fabricants se positionnent sur ce marché (cf. Tab. IV.1). Certains proposent des systèmes qui acceptent tout type de combustible : ce sont des modules à connecter à une source de chaleur (chaleur fatale, générateur thermique, etc.). Le tableau IV.1 recense les appareils de micro cogénérateurs biomasse (ou compatible biomasse) ainsi que leurs caractéristiques et leur phase de développement.

Tab. IV.1 – Systèmes de micro cogénération biomasse en développement.

Concepteur	Appareil	Puissance		Rendements sur PCI			RCP	Prix
		P_{el} [kW _{él}]	P_{th} [kW _{th}]	η_{el} [%]	η_{th} [%]	η_g [%]	σ [W _{él} .W _{th} ⁻¹]	CI [€/kW _{él}]
Moteur Stirling								
● Sunmachine	Pellet	1,5-3	4,5-10,5	20-25	65-70	85-95	0,33-0,29	11 000
● ÖkoFEN-Microgen	Pellematic Smart_e	0,6	9-14	7	95	102	0,07	+14 000
● ÖkoFEN-Qnergy	ÖkoFEN_e 5.0	5,0	50	9	91	100	0,1	?
Moteur ORC : turbine Scroll (module à connecter avec une source de chaleur externe)								
● Eneftech	EnefcogenPLUS	5	33	12,5	82,5	95	0,15	?
● Eneftech	Enefcogen GREEN	5-10	45-80	10,5	84,2	95	0,11-0,13	?
Moteur ORC : turbine scroll								
● Novotek industry	COGEMAX 14	0,6-1,5	4,8-12	10	82	92	0,12-0,13	14 000
● Novotek industry	COGETHERM	1,5/3/5	12/25/40	12	68	80	0,13-0,17	14 000
Moteur Rankine : moteur à vapeur (piston libre et alternateur linéaires)								
● Exoès/Otag	BisON	0,3-1,6	3-16	9	83	92	0,09-0,1	12 500
Moteur Rankine : moteur à vapeur (module à connecter avec une source de chaleur externe)								
● Exoès	SHAPE	3	50	6	84	90	0,06	?

- prête
- phase d'introduction
- en développement
- abandonné

IV.1.2.3. Fonctionnement du micro cogénérateur BisON

Le fonctionnement du système est caractérisé par trois phases instationnaires. La figure IV.3 présente le fonctionnement global du micro cogénérateur **BisON**.

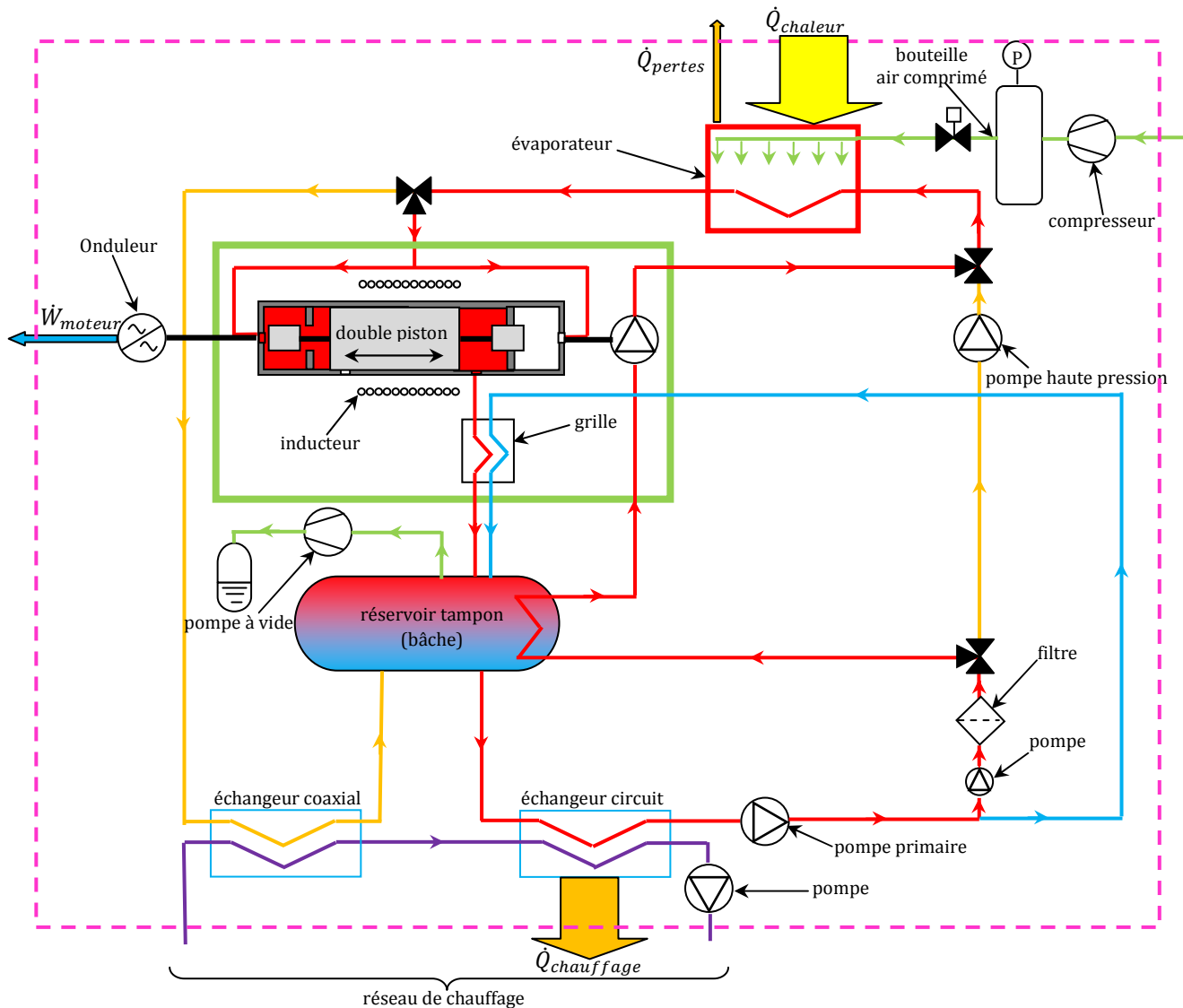


Fig. IV.3 - Principe de fonctionnement du micro cogénérateur **BisON**.

IV.1.2.3.1. Phase de démarrage

Au démarrage, la charge de consigne est réglée à 27 %. Un préchauffage de la chambre de combustion est réalisé à l'aide d'un réchauffeur électrique qui souffle de l'air chaud sur le foyer jusqu'à atteindre 400 °C environ (cf. Fig. IV.4). Une pierre réfractaire est placée en partie basse pour accumuler la chaleur et stabiliser la température pendant la combustion. Une fois le foyer chauffé, une dose calibrée de pellet est injectée dans le foyer où la combustion est déclenchée et la pompe haute pression du circuit se met en route. L'eau du circuit se chauffe jusqu'à évaporation. La pression de consigne est réglée à 10 bars en sortie de l'évaporateur : une fois cette pression atteinte, la pompe à vide se met en route afin de réguler la pression dans la bache à 0,3 bar. Durant cette phase, l'eau chaude puis la vapeur by-passent le bloc moteur (cf. circuit orange sur la figure IV.3.). La chaleur est alors évacuée au niveau de l'échangeur coaxial présent sur le départ du circuit primaire. L'eau transite par la bache avant d'être acheminée par la pompe dite « haute pression » vers l'entrée de l'évaporateur.

IV.1.2.3.2. Phase de démarrage du moteur électrique

Une fois la stabilisation de différents paramètres de consigne (en pression et température), le démarrage du moteur linéaire se lance. La pression en sortie de l'évaporateur chute par ouverture d'une électrovanne jusqu'à 5 bars ; la vapeur est alors injectée dans les chapelles du moteur et le moteur se met en route. La pression remonte jusqu'à 10 bars et la puissance nominale est quasiment atteinte de manière instantanée à environ 450 W_{él}. La vapeur est injectée alternativement dans les chapelles latérales ce qui déplace le piston de manière linéaire. Le mouvement alternatif du piston à l'intérieur d'un électroaimant immobile génère l'électricité à une fréquence d'environ 35-40 Hz. Un onduleur permet d'ajuster la fréquence à 50 Hz avant l'exportation sur le réseau. La vapeur est ensuite condensée sur des grilles où ruisselle de l'eau refroidie. L'eau refroidie provient d'un recyclage d'une partie de l'eau condensée en sortie du bloc moteur. Ces grilles permettent d'accroître la condensation et de la rendre complète. Les condensats sont recueillis dans un réservoir en partie basse du moteur puis sont pompés vers un échangeur de chaleur et servent à produire la chaleur destinée à l'eau chaude sanitaire et au système de chauffage. A partir de ce moment, le moteur va chercher à atteindre la charge de consigne. La pompe haute pression est by-passée ; la vapeur est comprimée en utilisant une partie de l'énergie mécanique du moteur pour acheminer le fluide vers l'évaporateur à haute pression (cf. circuit rouge sur la figure IV.1). Le schéma de principe hydraulique du prototype est donné à la figure IV.3.

IV.1.2.3.3. Phase de refroidissement et d'arrêt

En mode arrêt, le moteur électrique cesse progressivement sa production électrique en quelques dizaines de secondes. La pompe haute pression vient prendre le relais du moteur électrique et la vapeur puis l'eau chaude vont circuler via l'échangeur coaxial par le même circuit que celui du démarrage. Cette phase dure jusqu'à la fin de la combustion des granulés de bois restant et dure approximativement 30 min. Aucun redémarrage n'est alors possible durant cette phase.

IV.1.2.4. Fonctionnement de l'évaporateur à granulés de bois

L'évaporateur a été conçu spécifiquement pour une application de micro cogénération. Ainsi, il peut produire de la vapeur surchauffée jusqu'à 20 bars et 400 °C. La figure IV.4 en donne le schéma de principe du fonctionnement. Une vis sans fin alimente d'abord le foyer en forme de vase en granulés de bois par asservissement à un capteur de lumière qui « regarde » le foyer (cf. Fig. IV.2 et IV.4). Si le niveau de granulés est trop bas : la combustion a lieu sur toute la surface du foyer, et le capteur détecte le brasier. Le combustible vient alors recouvrir le brasier afin de rehausser le niveau du foyer de manière à ce que la combustion primaire ne soit présente que dans l'intervalle annulaire du haut du « vase ». L'air primaire est envoyé via un ventilateur par le dessous du foyer qu'il traverse grâce à la porosité du combustible. La combustion secondaire a lieu dans l'espace annulaire entre le foyer et l'évaporateur. L'air secondaire y est alors envoyé à l'aide d'une électrovanne qui régule le flux d'air selon la charge de consigne. La flamme puis

les fumées passent entre les deux rangées circulaires de tubes de l'évaporateur avant que les fumées ne soient évacuées dans la partie périphérique de l'évaporateur. L'air secondaire est préchauffé en utilisant une paroi pariéto-dynamique qui exploite les déperditions de la chambre de combustion. Enfin, un compresseur se met en route à intervalles réguliers (toutes les 1 000 s) et alimente une bouteille haute pression jusqu'à 15 bars. L'air comprimé est envoyé alternativement dans deux tubes perforés sous chaque moitié de l'évaporateur circulaire afin de le nettoyer par l'ouverture de deux électrovannes. Un bras rotatif vient racler les cendres sous le foyer à intervalles réguliers et une vis sans fin vient extraire les cendres.

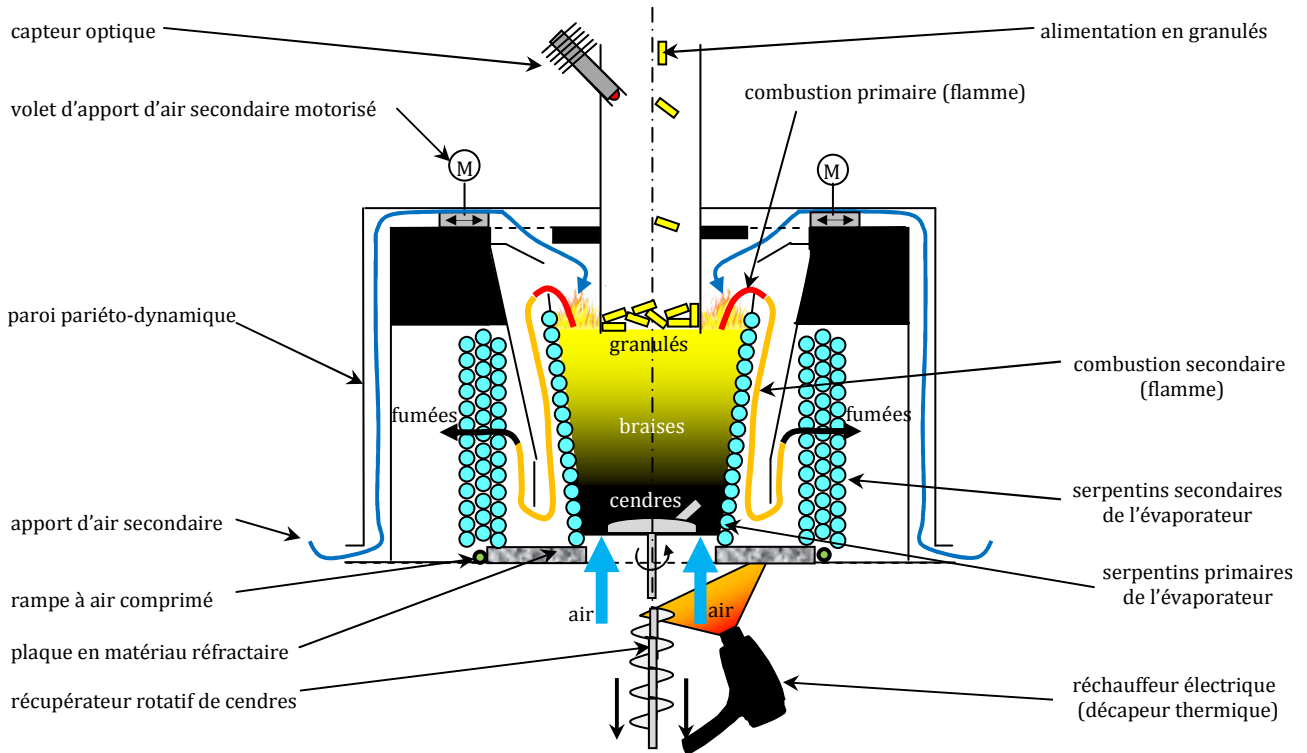


Fig. IV.4 – Principe de fonctionnement l'évaporateur.

IV.1.3. Réalisation du banc d'essai

IV.1.3.1. Schéma de principe hydraulique

Un banc d'essai a été mis en place afin de tester le prototype de micro cogénération biomasse. La figure IV.5 donne le schéma de principe hydraulique et les points de mesure.

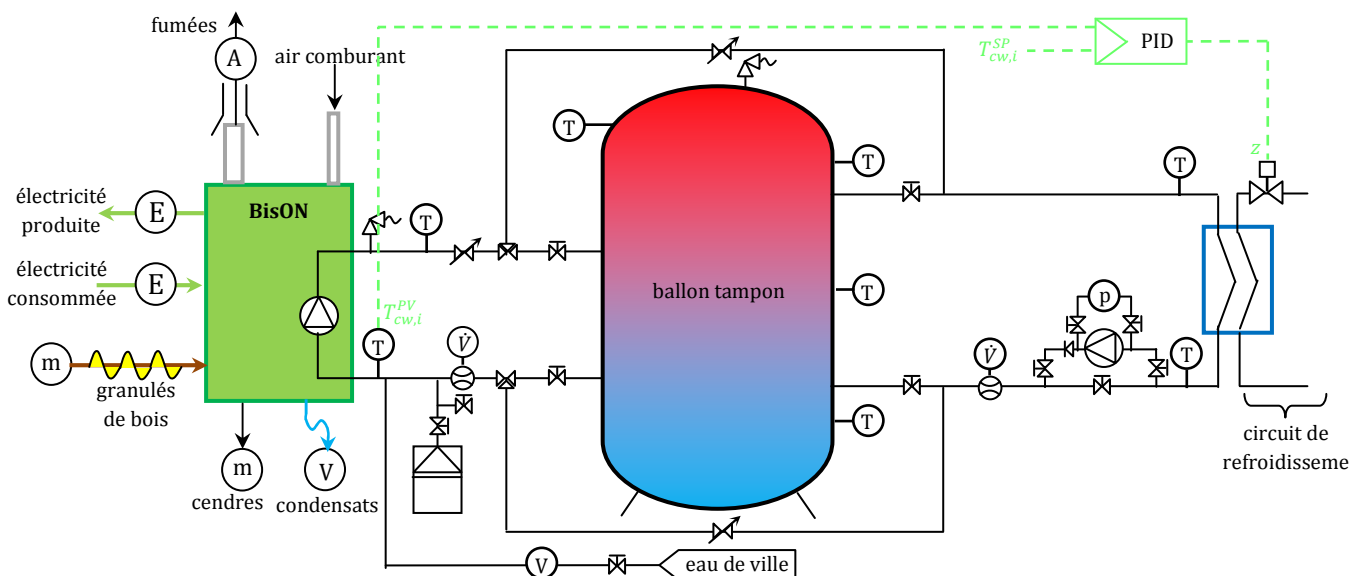


Fig. IV.5 – Principe du banc d'essai du BisON.

Ce banc d'essais distingue deux modes de fonctionnement:

- le mode **direct** (ou instantané) : la production de chaleur (chauffage + ECS) est directement évacuée vers le circuit de refroidissement qui simule un circuit de chauffage.
- le mode **indirect** (ou accumulé) : la production de chaleur (chauffage + ECS) est entièrement stockée dans un ballon tampon duquel les besoins de chaleur sont soutirés.

Une perspective du banc d'essai réalisé au laboratoire **Climatherm** à l'INSA de Strasbourg est donnée à la figure IV.6. En particulier, le support de la vis sans fin a été fabriqué en interne de manière à ce que la vis soit « suspendue » et qu'elle ne pèse pas directement sur le silo et indirectement sur la balance. Une attention particulière a été portée sur l'orifice de passage de la vis sans fin dans le silo de manière à ce qu'elle ne touche pas la paroi et qu'aucun granulé de bois ne s'échappe (cf. Fig. IV.6 à droite).

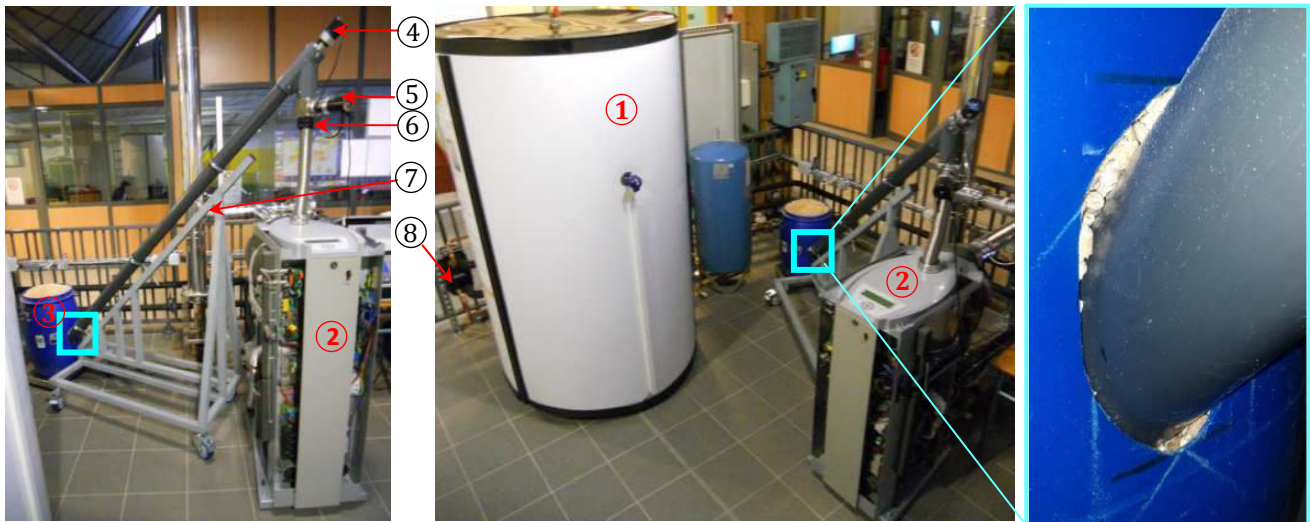


Fig. IV.6 - Perspective du banc d'essai au laboratoire **Climatherm** (1: ballon tampon, 2: **BisON**, 3: silo, 4: générateur vis sans fin, 5: vanne d'admission du pellet, 6 : joint flexible d'isolement, 7 : support de la vis sans fin, 8: échangeur de chaleur).

IV.1.3.2. Instrumentation du banc d'essai

Divers moyens métrologiques ont été adoptés : ceux-ci sont présentés au tableau IV.2. Le choix des points de mesure et de la métrologie s'inspirent principalement des travaux de Lombardi *et al.* [LOM10], de Beausoleil *et al.* [BEA07], de Thiers *et al.* [THI10] ainsi que de l'état de l'art réalisé au Chapitre I. L'Annexe D donne l'architecture d'acquisition et de traitement des données expérimentales.

Tab. IV.2 – Grandeurs mesurées et technologies employées sur le banc d'essais.

	Grandeur	Technologie	Appareil (fabricant)	Incertitude
Combustible	Masse de granulés de bois	Balance numérique	ICS425 (Mettler Toledo)	$\pm 10 \text{ g}$
	PCI	Bombe calorimétrique	- (EIFER)	$\pm 0,1 \text{ kWh. kg}^{-1*}$
Énergie thermique	Température	Pt 100 4 fils	- (JUMO)	$\pm 0,2 \text{ K} + 0,05 \%$
	Température d'eau d'entrée	Pt 100 4 fils	- (JUMO)	$\pm 0,2 \text{ K} + 0,05 \%$
	Température d'eau de sortie	Pt 100 4 fils	- (JUMO)	$\pm 0,2 \text{ K} + 0,05 \%$
	Débit volume d'eau	débitmètre à ailettes	M12 (Bürkert)	$\pm 0,15 \text{ l. mn}^{-1} + 2,5 \%$
Énergie électrique	Puissance électrique	Wattmètre à tore ampèremétrique	Diris A20 (Socomec)	$\pm 0,5 \%$
Stockage thermique	Température d'eau	Pt 100 4 fils	- (JUMO)	$\pm 0,2 \text{ K} + 0,05 \%$
Gaz d'échappement	Température	Analyseur de combustion	J2KN (ECOM)	-
	Analyseur de combustion			

* cf. § IV.1.4.2.1

IV.1.4. Protocole expérimental

IV.1.4.1. Bilans énergétiques

IV.1.4.1.1. Puissance combustible

La puissance combustible fournie au système est calculée à l'aide de l'équation IV.1 basée sur :

- le débit-masse de granulés de bois donné par une balance numérique : \dot{m}_{fuel} ,
- le pouvoir comburivore inférieur PCI fourni par un essai en bombe calorimétrique (cf. Annexe E).

$$P_{fuel} = \dot{m}_{fuel} PCI \quad (IV.1)$$

IV.1.4.1.2. Puissance et rendement thermique

La puissance thermique est calculée en utilisant l'équation du transport de la chaleur par un fluide caloporteur à pression constante (cf. Eq. IV.2) (les propriétés thermophysiques sont thermo-dépendantes selon les tables de Holman [HOL97]). La masse volumique est calculée selon la température de chauffage d'entrée en raison du placement du débitmètre sur le retour du circuit de chauffage.

$$\dot{Q}_{HX} = \rho(T_{cw,i}) \cdot \dot{V}_{cw} \cdot [c_{cw}(T_{cw,o}) \cdot T_{cw,o} - c_{cw}(T_{cw,i}) \cdot T_{cw,i}] \quad (IV.2)$$

Le rendement thermique est donné par l'équation IV.3 :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{HX}}{P_{fuel}} \quad (IV.3)$$

IV.1.4.1.3. Puissance et rendement électrique

Les puissances électriques sont mesurées par deux énergiemètres **Diris A20** de **Socomec**:

- un dédié à la production électrique brute,
- l'autre dédié à la mesure de la consommation électrique des auxiliaires (ventilateur, vis d'alimentation en pellets, vis d'extraction des cendres, cendriers, pompes, compresseur).

Le rendement électrique brut est donné par l'équation IV.4 :

$$\eta_{él} = \frac{P_{gross}}{P_{fuel}} \quad (IV.4)$$

IV.1.4.1.4. Ratio caractéristique de puissance et rendement global

Les équations IV.5 et IV.6 définissent le ratio caractéristique de puissance et le rendement énergétique global :

$$\sigma = \frac{P_{gross}}{\dot{Q}_{HX}} \quad (IV.5)$$

$$\eta_g = \eta_{th} + \eta_{él} \quad (IV.6)$$

IV.1.4.2. Analyse d'incertitudes

Les incertitudes composées de mesure sont calculées par la méthode de la loi de propagation de l'incertitude [MOF88] [AFN99] [PRI99] [TAY94] en considérant chaque mesure indépendante (PCI, débit-masse de granulés, températures, débit-volume d'eau et puissance électrique).

IV.1.4.2.1. Incertitude sur la puissance combustible

Le calcul d'incertitude de la puissance combustible dépend de l'incertitude des termes qui la composent : le PCI et le débit-masse de granulés. L'Annexe D détaille ces calculs d'incertitude.

Le débit-masse de granulés est particulièrement difficile à instrumenter et à évaluer de manière précise comme Thiers *et al.* [THI10] le soulignent. Une attention particulière a donc été portée sur ce point. Ainsi, la balance numérique a d’abord été choisie de manière à optimiser la précision qui se dégrade avec des plages de mesure plus importantes. Un compromis a été trouvé entre un volume de silo à granulés qui permet un test à pleine charge sur plusieurs heures et la précision de la balance qui doit être la plus élevée possible. La balance numérique choisie (**Mettler Toledo ICS 425**) possède une plage de mesure de 60 kg : elle permet donc des tests de 12 h à pleine charge. Ce capteur présente une précision d’affichage de $\Delta m_{fuel}^{bal} = 10 \text{ g}$: précision prise comme incertitude de mesure de la masse.

De plus, les mesures de la masse sont bruitées à cause des vibrations du micro cogénérateur et du fonctionnement intermittent du moteur de la vis (*cf.* Fig. IV.7). En effet, la vis « baigne » dans les granulés solides et exerce donc des contraintes sur ceux-ci ; contraintes qui se propagent de proche en proche jusqu’au fond du silo. Pour atténuer ce bruit, la vis a été désolidarisée du micro cogénérateur et du silo autant que possible. D’abord, un joint flexible en plastique permet d’isoler mécaniquement la tête de la vis du tube d’alimentation de la chambre de combustion (*cf.* 6 sur la figure IV.6). Ensuite, un support métallique permet de soutenir la vis qui ne repose ni sur le micro cogénérateur ni sur le silo. Le bas de la vis est maintenue à environ 1 cm au dessus du fond du silo et un orifice a été taillé de manière à éviter tout contact avec les parois du silo et à assurer une étanchéité parfaite (*cf.* Fig. IV.6). Enfin, le bruit sur la mesure a été caractérisé expérimentalement sur des essais de longues durées (*cf.* Fig. IV.7). Ceux-ci montrent que la décroissance de la masse suit une évolution linéaire bruitée. Les régressions linéaires présentent des coefficients de détermination très élevés ($R^2 > 0,99$). L’écart-type entre les mesures de la masse et la régression linéaire est de 26 g en moyenne ce qui conduit à une incertitude absolue dite « de bruit » pour un intervalle de confiance de 95 % de $\Delta m_{fuel}^{bruit} = 51 \text{ g}$.

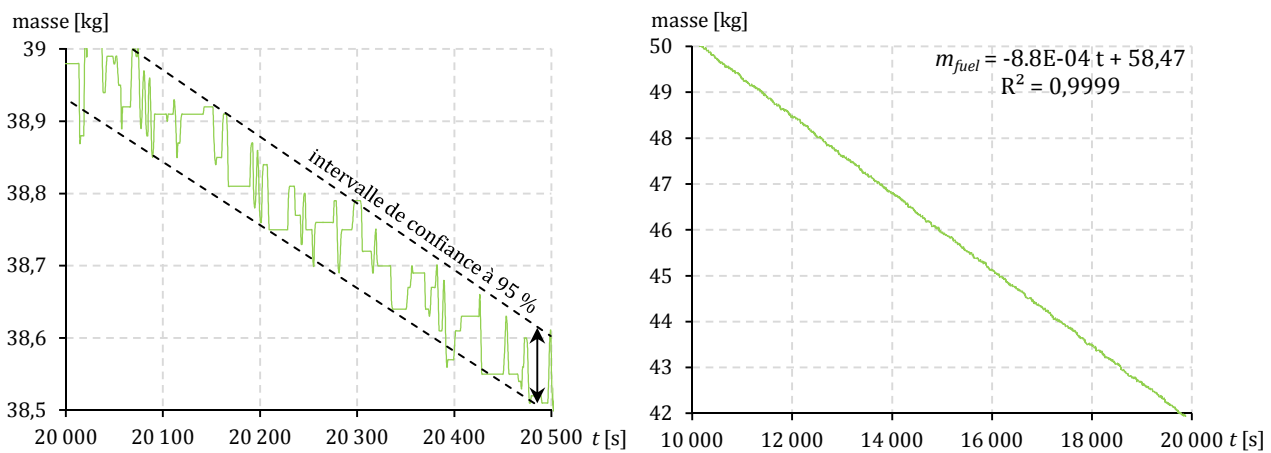


Fig. IV.7- Bruit sur la mesure de la masse de granulés (à gauche) et mesure de la variation de masse de granulés dans le silo pour un essai à 70 % (à droite).

Une analyse a été menée sur la valeur du PCI des granulés de bois. D’abord, la fabrication des granulés de bois utilisés suit la norme qualité DIN+ (*cf.* Annexe E). Ensuite, la composition chimique et la densité énergétique des granulés de bois ont été déterminées par le laboratoire **EIFER Institute** à Karlsruhe selon les normes en vigueur (*cf.* Annexe E). Le PCI mesuré en laboratoire s’élève à $4,9 \text{ kWh.kg}^{-1}$ alors que le fabricant s’engage à fournir un PCI tel que : $5,0 < \text{PCI} < 5,2 \text{ kWh.kg}^{-1}$ (*cf.* Annexe E). De ces valeurs contradictoires, une valeur moyenne de référence a été considérée à $5,05 \text{ kWh.kg}^{-1}$ ainsi qu’une incertitude absolue ΔPCI de $0,15 \text{ kWh.kg}^{-1}$ (soit une incertitude relative de 3 % sur le PCI). Il est à noter que les granulés de bois utilisés proviennent d’une même série de fabrication pour assurer des résultats fiables et homogènes. Finalement, l’incertitude absolue totale Δm_{fuel} somme l’incertitude liée au dispositif de mesure et le bruit de mesure :

$$\Delta m_{fuel} = \Delta m_{fuel}^{bal} + \Delta m_{fuel}^{bruit} = 10 + 51 = 61 \text{ g} \tag{IV.7}$$

L'Annexe D donne les calculs d'incertitude et le protocole à mettre en place en termes de durée d'essais pour limiter l'incertitude relative sur la puissance combustible à 3 %. Ces durées vont de 5 h à pleine charge jusqu'à 17 h à charge minimale. Il est à noter que le dimensionnement du silo permet un fonctionnement à charge minimum pendant 2,5 jours.

IV.1.4.2.2. Incertitude sur la puissance thermique

L'Annexe D donne les calculs d'incertitude composée sur la puissance thermique en fonction du taux de charge, de la température d'entrée et du débit d'eau de refroidissement. En particulier, des calculs préalables sont réalisés de manière à écarter les essais qui impliquent une température de sortie de l'eau de refroidissement trop élevée ($T_{cw,o} > 65 \text{ °C}$). La figure IV.8 présente les incertitudes composées sur la puissance thermique à pleine de charge, en fonction du débit-volume et de la température d'eau de refroidissement. A puissance thermique constante, plus le débit augmente, et plus la différence de température sera faible ce qui augmente l'incertitude relative sur cette dernière. En parallèle, plus le débit augmente et plus son incertitude relative diminue. Il y'a donc un optimum à trouver pour minimiser l'erreur sur la puissance thermique (cf. Fig. IV.8).

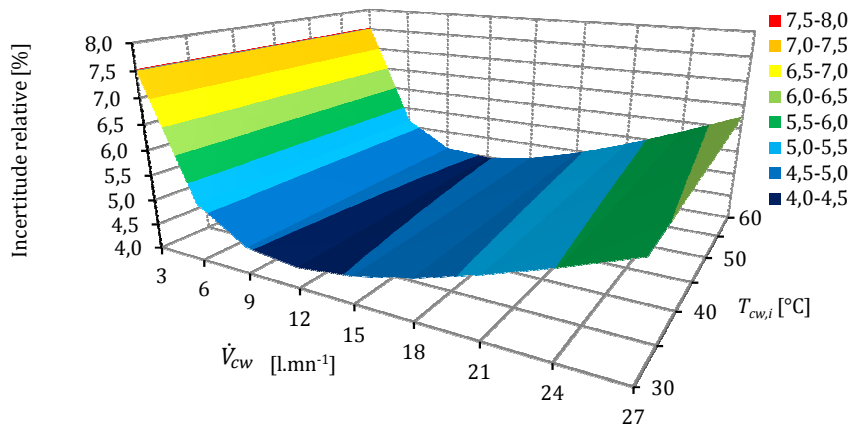


Fig. IV.8 – Incertitude relative sur la puissance thermique selon les paramètres d'essais ($PLR = 100 \%$).

Il s'avère que ni le débit-masse ni la température n'ont d'influence sur les performances du micro cogénérateur (cf. §IV.1.5.1.1). Le débit et la température seront donc choisis de telle sorte qu'ils minimisent l'incertitude composée sur la puissance thermique qui varie de 4,4 et 7,2 % avec la métrologie mise en place (cf. Annexe D).

IV.1.4.2.3. Incertitude sur la puissance électrique

Les spécifications du constructeur [SOC12] donnent l'incertitude relative sur la puissance active à 0,5 % sur la plage de puissance de l'appareil.

IV.1.4.2.4. Bilan sur l'analyse d'incertitude

Les incertitudes relatives sur les puissances, les rendements ainsi que sur le ratio caractéristique de puissance sont données au tableau IV.3 en fonction du coefficient de charge.

Tab. IV.3 – Synthèse de l'analyse d'incertitude sur les grandeurs énergétiques.

	PLR [%]	20	40	60	80	100
Incertitude relative [%]	P_{fuel}	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Q_{HX}	7,3	5,7	5,1	4,7	4,4
	$P_{él}$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	$\eta_{él}$	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	η_{th}	7,8	6,4	5,8	5,6	5,3
	η_g	7,7	6,5	6,1	5,9	5,7
	σ	7,8	5,8	5,6	5,4	5,3

IV.1.5. Résultats expérimentaux

Une campagne expérimentale a été menée pour caractériser précisément les performances du système de micro cogénération en régimes stationnaire et instationnaire. L'objectif sera ensuite de renseigner un modèle numérique semi-physique.

IV.1.5.1. Régime stationnaire

IV.1.5.1.1. Caractérisation énergétique

Des essais ont été réalisés selon plusieurs paramètres et sur plusieurs plages :

- le taux de charge (*PLR* pour « part load ratio ») sur une plage de [22 - 98 %] (minimum et maximum possible sur le système) par pas de 10 % environ (il s'agit d'un paramètre interne au système sans définition précise),
- la température d'entrée de l'eau de refroidissement sur une plage de [30 - 45 °C] par pas de 5 °C,
- le débit-volume d'eau de refroidissement sur une plage de [5 - 15 l.min⁻¹] par pas de 5 l.min⁻¹.

Différentes configurations d'essais en termes de température et de débit ont été réalisées à des taux de charge de 40 à 80 %. Cette campagne d'essais a montré la faible influence de la température et du débit-volume d'eau de chauffage sur les flux thermiques et électriques (cf. Fig. IV.9). En effet, l'influence de ces paramètres est peu sensible et est contenue dans la plage d'incertitude des mesures ou dans la plage de répétabilité expérimentale. La variation de température de la source froide (l'eau de refroidissement) est très faible (écart maximum de 15 °C) par rapport à la différence de température entre la source chaude (foyer de combustion atteignant 900 °C environ) et la source froide (de 30 à 45 °C). Au sens thermodynamique, le rendement de Carnot ne varie que de 1 % environ entre ces deux cas limites. L'influence sur les performances thermique et électrique se retrouve très peu sensible. De plus, ce système ne récupère pas la chaleur latente de la vapeur contenue dans les fumées ce qui explique la faible incidence de ces deux paramètres sur les performances énergétiques. Le débit-volume et la température d'entrée de l'eau de refroidissement ont donc été choisis pour minimiser les incertitudes de mesure (cf. §IV.1.4.2.2 et Annexe D).

Les puissances thermique, combustible et électriques en fonction du taux de charge *PLR* sont données sur la figure IV.9. Les puissances électriques produite par le moteur et consommée par les auxiliaires sont dissociées. Les évolutions déterminées expérimentalement sont linéaires sur la plage de charge considérée (22 – 98 %) avec des coefficients de détermination élevés ($R^2 > 0,99$).

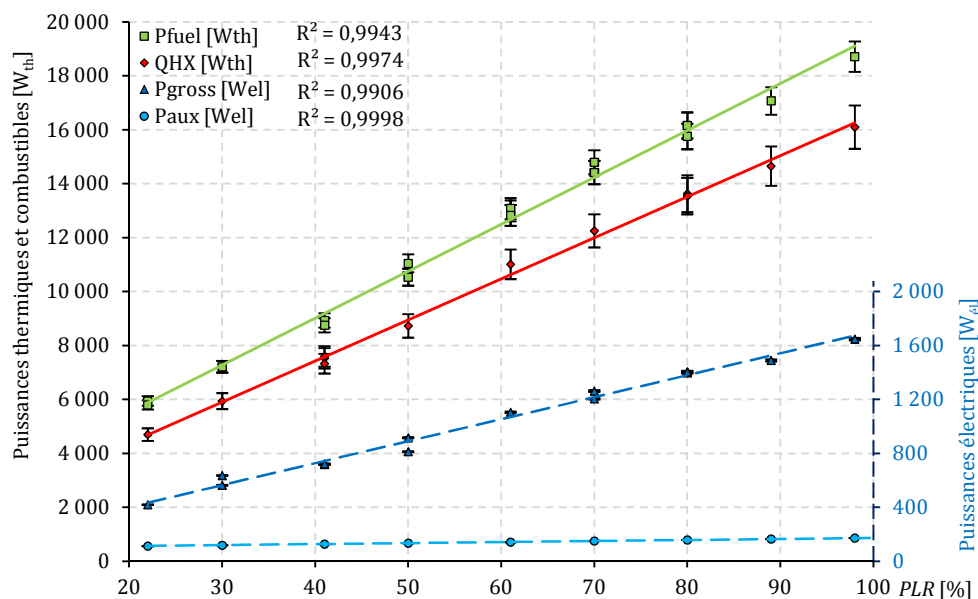


Fig. IV.9 - Puissances en régime stationnaire.

Ces quatre grandeurs ne tendent pas vers 0 quand le taux de charge tend vers 0, c'est pourquoi la plage de validité de ces régressions linéaires se restreint à des taux de charge de 22 à 98 %. Aussi, l'évolution linéaire des consommations électriques des auxiliaires s'explique par un fonctionnement plus fréquent de la vis d'alimentation et plus rapide du ventilateur à des taux de charges plus élevés.

La figure IV.10 donne les rendements et le ratio caractéristique de puissance en fonction du taux de charge. Les rendements sont donc plus élevés à pleine charge et le rendement global sur PCI atteint 95 %. Les rendements diminuent très peu avec la charge avec un rendement global sur PCI de 88 % à charge minimum. Le ratio caractéristique de puissance est relativement stable autour de 0,1 au delà d'un taux de charge de 50 %. En deçà, ce ratio diminue légèrement pour atteindre 0,09 à la charge minimum.

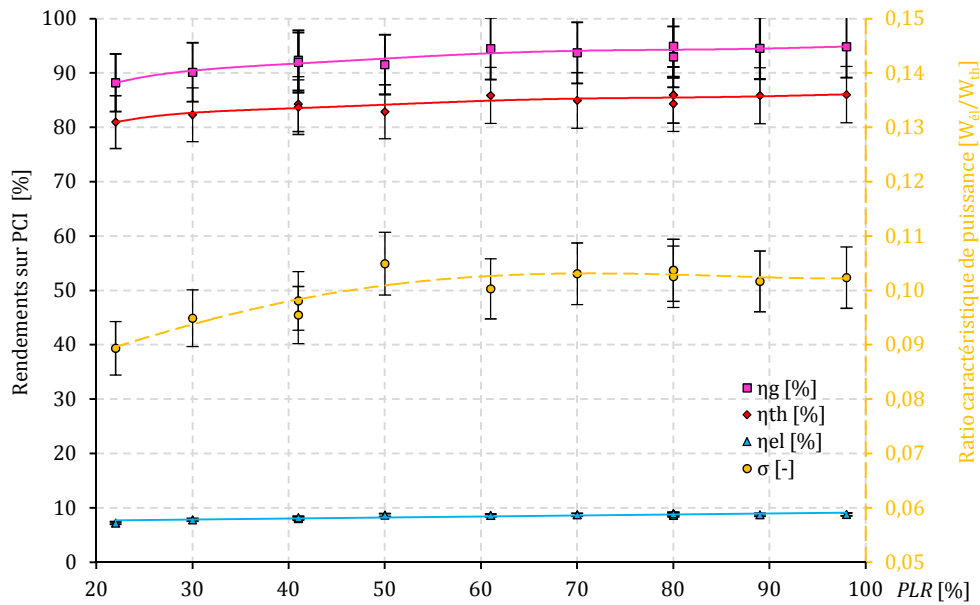


Fig. IV.10 - Rendements et ratio caractéristique de puissance en régime stationnaire.

IV.1.5.1.2. Caractérisation des émissions

Les émissions de polluants dans les gaz d'échappement ont également été étudiées. Les concentrations en CO et NO et la température des fumées ont été mesurées via un analyseur de combustion pendant des tests d'au moins 2 h. La figure IV.11 donne les valeurs moyennes des concentrations volumiques en CO et NO en fonction du taux de charge.

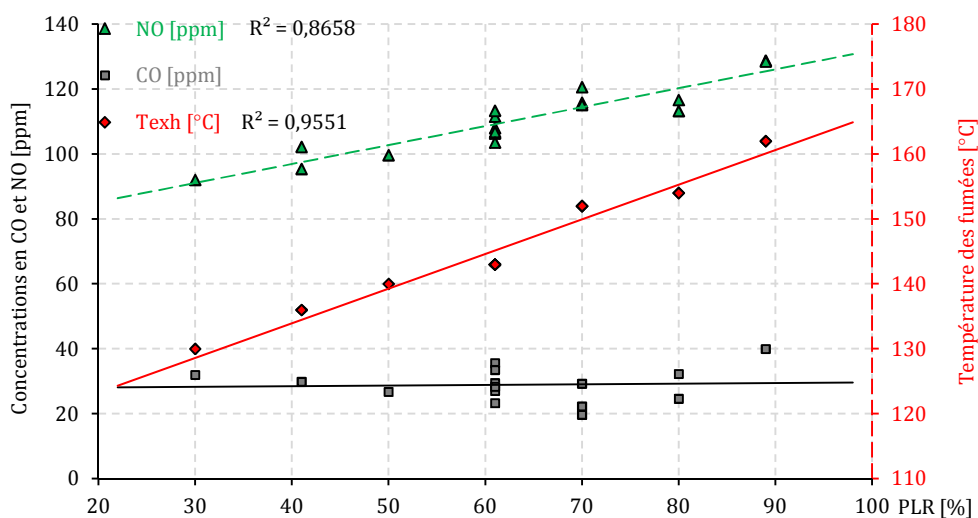


Fig. IV.11 - Concentrations en CO et NO et température des fumées en fonction du taux de charge.

La concentration en NO augmente linéairement avec le taux charge alors que la concentration en CO reste quasi-constante à des niveaux compris entre 20 et 40 ppm : ces dernières valeurs étant significativement inférieures aux seuils fixés par la norme européenne sur les chaudières à granulés de bois EN 12809 [AFN02]. Enfin, la température des fumées et les concentrations en CO et NO ne tendent respectivement pas vers la température ambiante et 0 quand le taux de charge tend vers 0. Les régressions linéaires obtenues ne sont donc pas extrapolables en-dehors d'une plage de taux de charge de 22 à 98 %.

IV.1.5.1.3. Caractérisation technique

La campagne expérimentale a aussi permis d'obtenir d'autres résultats utiles pour la modélisation numérique comme le taux d'oxygène dans les fumées humides qui est contrôlé à 6,2 % ou la température des cendres en partie basse de la chambre de combustion qui est constante à environ 230 °C. Enfin, la figure IV.12 présente l'évolution de la pression de vapeur en sortie de l'évaporateur/entrée de chapelles en fonction de la charge. Cette pression est linéaire selon la charge et varie de 9 à 20 bars.

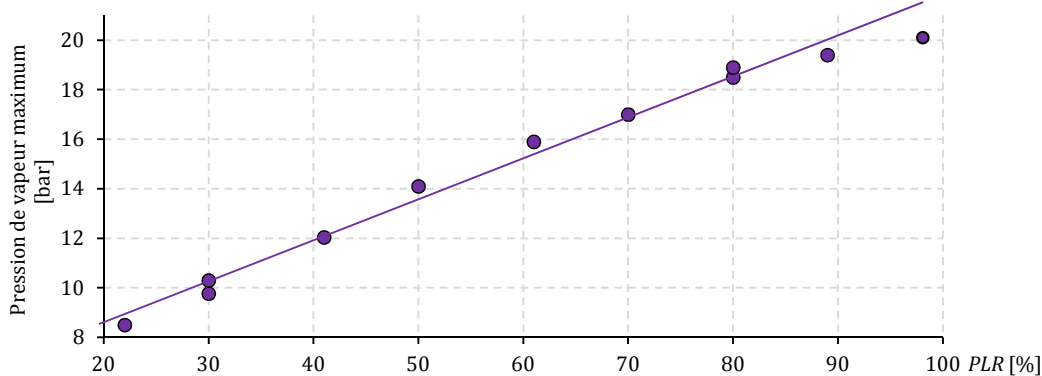


Fig. IV.12 - Pression de vapeur maximum en fonction du taux de charge.

IV.1.5.2. Régime instationnaire

IV.1.5.2.1. Caractérisation énergétique des phases de démarrage

Différents essais en régime instationnaire ont été réalisés de manière à caractériser un cycle moyen de démarrage en termes énergétiques, en termes de dynamique et de fonctionnement des auxiliaires. Les valeurs données par la suite sont issues de moyennes sur 10 cycles de démarrage. La figure IV.13 donne un exemple de cycle type de démarrage.

Le système débute son cycle de démarrage en utilisant deux pompes pour le circuit primaire vapeur et pour le circuit secondaire de refroidissement, le ventilateur et la carte électronique. Ensuite après 20 s environ en moyenne, le démarreur s'enclenche pour préchauffer la chambre de combustion avec une puissance électrique moyenne de 1 250 W_{él} pendant une durée moyenne de 300 s (soit une énergie électrique de 0,104 kWh_{él}). La production thermique commence après 450 s en moyenne, le moteur est by-passé et l'eau chaude puis la vapeur alimente directement un échangeur coaxial sur le circuit secondaire (cf. §IV.1.2.3). La charge de consigne de démarrage est de 27 %. Ensuite, la pompe haute pression (HP) est déclenchée jusqu'au démarrage du moteur à vapeur après 670 s en moyenne. Une partie de l'énergie mécanique du moteur est utilisée en régime stationnaire pour compresser le fluide de la basse pression à la haute pression. Le cycle de démarrage génère en moyenne une surconsommation électrique par rapport au régime stationnaire de 0,142 kWh_{él} induite par l'utilisation des systèmes auxiliaires spécifiques au démarrage (démarreur, surutilisation de la vis d'alimentation de granulés de bois pour remplir le foyer et pompe haute pression). Lors du démarrage du moteur, la vapeur bascule du circuit hydraulique de démarrage via l'échangeur coaxial vers le circuit « moteur » qui est froid ; ce qui explique la chute brutale de la production thermique après 700 s environ. En effet, une partie de la chaleur va servir à réchauffer la masse thermique importante du nouveau circuit hydraulique (tubes, moteurs, etc.) avant d'atteindre le régime stationnaire. Des régressions exponentielles sont établies sur les puissances thermique et électrique en régime instationnaire et constitueront la base du modèle développé dans la partie IV.2.

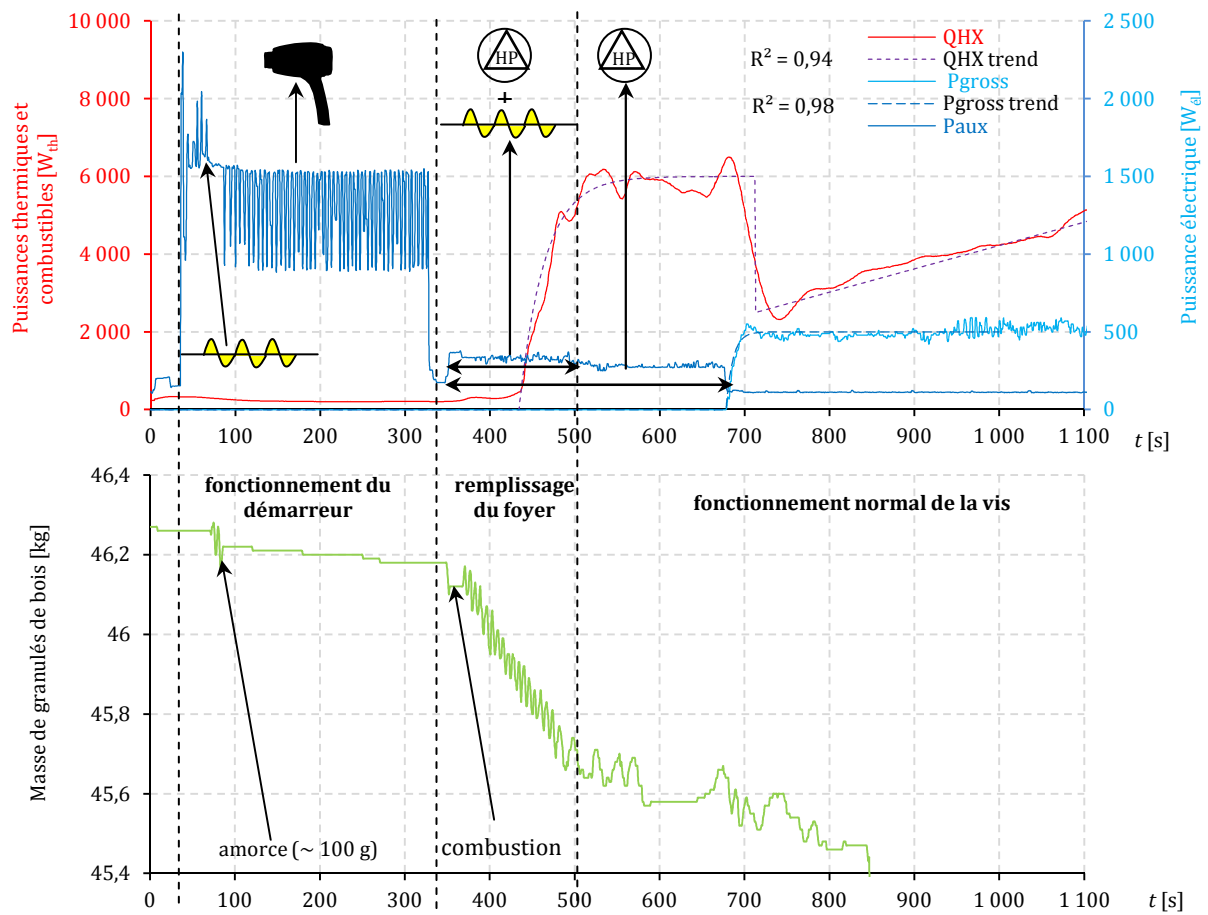


Fig. IV.13 – Evolution des puissances et de la masse des granulés de bois pendant une phase de démarrage.

La variation de la masse de combustible est également instrumentée. Il y a d’abord une amorce dans le but de remplir partiellement la chambre de combustion par environ 100 g de granulés de bois (la chambre peut contenir environ 500 g au maximum). Ensuite, dès que le préchauffeur électrique s’arrête, la combustion démarre et la vis d’alimentation fonctionne en continu pendant environ 150 s pour remplir complètement la chambre de combustion (cf. Fig. IV.13 entre 350 et 500 s). La variation de la masse est ensuite linéaire dans le temps : son taux de décroissance (pente) dépendra de la charge appliquée au système (cf. Fig. IV.7 page 111).

Enfin, la vis d’alimentation fonctionne selon la charge pour remplir la chambre de manière à maintenir constamment le niveau des granulés de bois au niveau maximum (cf. §IV.1.2.3). La consommation électrique de cet auxiliaire sera donc variable en fonction de la fréquence de sollicitation (variation linéaire avec le taux de charge) (cf. Fig. IV.9 page 113).

IV.1.5.2.2. Caractérisation énergétique des phases de refroidissement

Pendant une phase de refroidissement, la vis d’alimentation s’arrête. Restent les 500 g environ de granulés de bois dans la chambre de combustion (soit environ 2,5 kWh_{th} d’énergie thermique à consommer). La figure IV.14 donne un exemple de cycle type de refroidissement. La production électrique diminue jusqu’à un seuil de 500 W_{él} environ. Une fois cette valeur atteinte, le moteur se coupe et la pompe haute pression est mise en route pour terminer le cycle de refroidissement et pour faire circuler la vapeur jusqu’à l’arrêt final du système. La production thermique continue jusqu’à la fin de la combustion des granulés restant. La phase de refroidissement se termine quand la pompe haute pression s’arrête après 1800 s en moyenne. Aucun redémarrage n’est possible durant cette phase. La surconsommation électrique induite par le fonctionnement de la pompe haute pression atteint en moyenne 0,038 kWh_{él}. Des régressions exponentielles sont établies sur les puissances thermique et électrique pendant la phase de refroidissement et constitueront la base du modèle développé dans la partie IV.2.

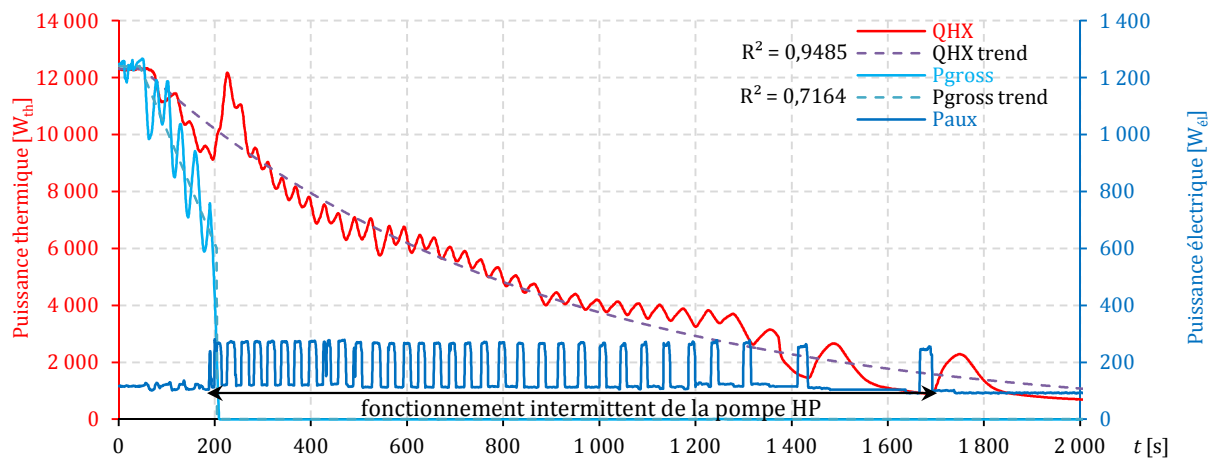


Fig. IV.14 - Evolutions des puissances pendant une phase de refroidissement.

IV.1.5.2.3. Caractérisation des phases de modulation de puissance

Pendant le régime stationnaire, le taux de charge de consigne peut varier suivant la régulation utilisée. Cette modulation de puissance présente un comportement dynamique assimilable à une rampe de puissance. La figure IV.15 montre un exemple de modulation des puissances thermique et électrique en réponse à un changement de consigne de 27 à 90 % du taux de charge. Ces puissances varient donc linéairement à la hausse ou à la baisse suivant un gradient temporel intrinsèque lié à l'inertie thermique et mécanique du système. Des essais ont été menés pour évaluer ces rampes de puissance qui atteignent en moyenne $6 \text{ W}_{\text{th}} \cdot \text{s}^{-1}$ pour la puissance thermique, $0,6 \text{ W}_{\text{él}} \cdot \text{s}^{-1}$ pour la puissance électrique et $7 \text{ W}_{\text{th}} \cdot \text{s}^{-1}$ pour la puissance combustible.

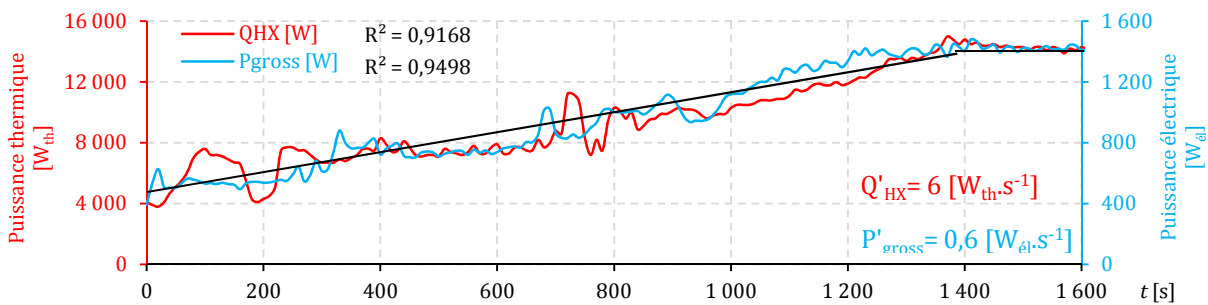


Fig. IV.15 – Rampes de puissance en réponse à un changement de consigne de 27 à 90 %.

IV.1.5.2.4. Caractérisation des émissions

Les émissions durant les phases instationnaires ont également été étudiées. La figure IV.16 montre l'évolution des teneurs volumiques en NO et en CO pendant un cycle de fonctionnement complet (démarrage, régime stationnaire et refroidissement). En particulier les émissions de CO sont plus importantes durant les phases de démarrage et de refroidissement. Les émissions de NO sont stables sauf durant les phases de refroidissement uniquement où l'évolution est plus variable.

Pendant le démarrage, les émissions importantes de CO s'expliquent par le fait que la chambre de combustion est froide au début du cycle : les basses températures ralentissent la cinétique d'oxydation de la biomasse ce qui génère davantage de CO [BER05]. Les phases de refroidissement impliquent une suralimentation en air comburant ce qui refroidit la chambre de combustion et ralentit la réaction d'oxydation de la biomasse d'où la forte concentration en CO. De plus, en régime stationnaire, des pics d'émissions de CO apparaissent. Ces pics ponctuels s'expliquent par le déclenchement régulier du compresseur de nettoyage de l'évaporateur (toutes les 1 000 s). Cet apport d'air comprimé froid provoque des turbulences et tend à refroidir localement la chambre de combustion ce qui dégrade la qualité de la combustion.

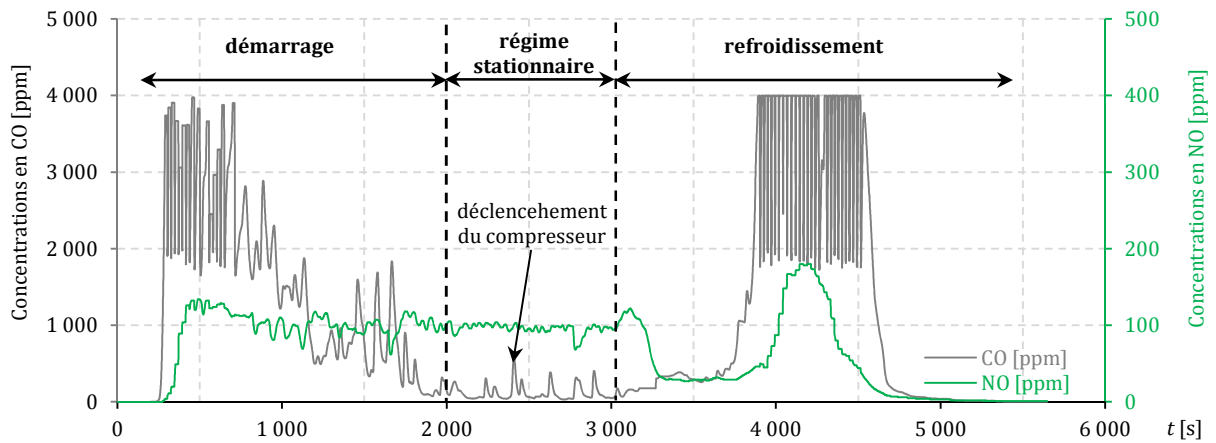


Fig. IV.16 – Emissions durant un cycle complet (démarrage, régime stationnaire et arrêt).

Enfin, le taux de cendre a été déterminé par leur récupération et leur pesée sur des tests longs (> 24 h) de manière à minimiser l'incertitude de mesure (< 1 %). Une concentration massique de 0,3 % a été trouvée en moyenne pour chaque charge appliquée au système (valeur analogue aux tests en laboratoire donnés à l'Annexe E).

IV.2. Modélisation numérique d'un micro cogénérateur biomasse

IV.2.1. Typologie du modèle numérique

Un état de l'art sur la typologie des modèles numériques de micro cogénérateur a été dressé au Chapitre II où sept objectifs ont été définis. Dans la continuité des travaux précédents sur le micro cogénérateur gaz, une typologie semi-physique a été préférée. L'objectif est donc de réaliser un modèle semi-physique sur la base des résultats expérimentaux précédents et adaptés aux tendances constatées (régressions exponentielles et rampes de puissances par exemple). Quatre phases sont modélisées séparément : le démarrage, le régime stationnaire, le refroidissement et l'arrêt. Seul le paramètre du taux de charge est considéré puisque le débit et la température de l'eau de refroidissement n'ont pas d'impact significatif sur les flux énergétiques des systèmes. Pour le régime instationnaire, la modélisation découle des résultats expérimentaux présentés ci-avant montrant que le système se comporte thermiquement comme un système du premier ordre. De manière analogue au modèle de micro cogénérateur gaz, elle est basée sur des constantes de temps et des temps de retard. En particulier, une modélisation simplifiée par facteurs d'émissions (en $\text{mg}\cdot\text{cycle}^{-1}$) et par facteurs de consommation électrique (en $\text{kWh}_{\text{él}}\cdot\text{cycle}^{-1}$) est mise en place pour caractériser les émissions de polluants et les consommations de certains auxiliaires électriques pendant les phases instationnaires. Enfin, des modèles physiques de combustion et de pertes thermiques sont développés.

IV.2.2. Développement d'un modèle numérique

Cette partie donne les équations et les paramètres à intégrer à un code de calcul de manière à simuler le comportement réel d'un micro cogénérateur biomasse. Le modèle est constitué d'entrées (inputs), de paramètres internes et de sorties (outputs). Les entrées comprennent les conditions aux limites du système (taux de charge, excès d'air, caractéristiques du combustible). Les paramètres internes comprennent principalement les coefficients des corrélations semi-physiques pour le régime stationnaire et les paramètres temporels (constantes de temps et temps de retard) pour le régime instationnaire. Enfin, les sorties comprennent principalement les différents flux énergétiques (combustible, thermique et électriques), les rendements et les émissions de CO_2 , CO et NO. L'architecture simplifiée du modèle est présentée sur la figure IV.17. L'Annexe F donne l'architecture détaillée du modèle numérique développé.

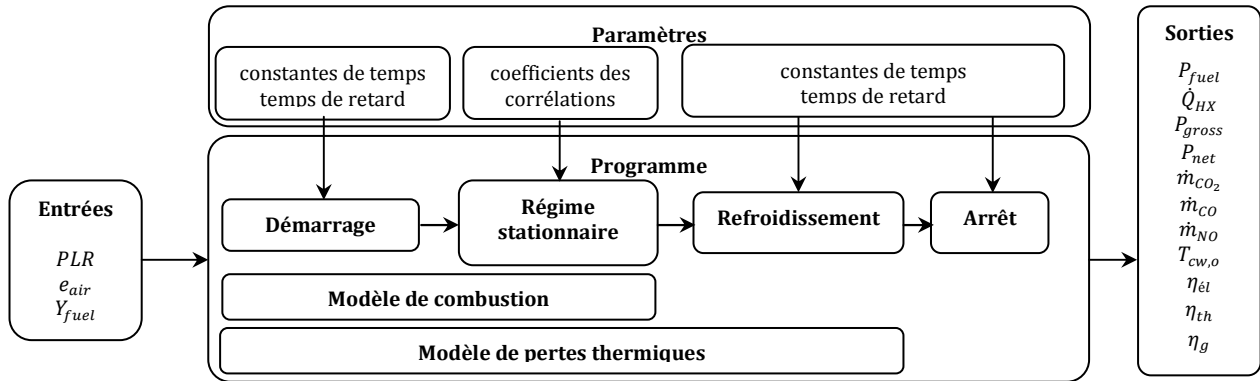


Fig. IV.17 – Architecture du modèle numérique semi-physique du micro cogénérateur biomasse.

IV.2.2.1. Régime stationnaire

Le bilan d'énergie des flux entrants et sortants et le modèle de combustion constituent la partie physique. En régime stationnaire, le bilan suivant doit être respecté :

$$\dot{H}_{fuel} + \dot{H}_{air} + P_{fuel} = P_{gross} + \dot{Q}_{loss} + \dot{Q}_{HX} + \dot{H}_{exh} \quad (IV.8)$$

Les principaux flux, à savoir : la puissance électrique brute, la puissance combustible et la puissance thermique, sont calculés par des corrélations fonction du taux de charge PLR . Ces corrélations sont basées sur le modèle de différences linéaires de Lombardi *et al.* [LOM10] adapté aux résultats expérimentaux obtenus précédemment. Les corrélations sont donc définies en fonction des conditions nominales en termes de débit-masse de granulés, de taux de charge et de puissances (*cf.* équations IV.9 à IV.11) :

$$P_{fuel} = 1000[a(PLR - PLR_{nom}) + \dot{m}_{fuel}^{nom}]PCI \quad (IV.9)$$

$$\dot{Q}_{HX} = b(PLR - PLR_{nom}) + \dot{Q}_{HX}^{nom} \quad (IV.10)$$

$$P_{gross} = c(PLR - PLR_{nom}) + P_{gross}^{nom} \quad (IV.11)$$

Avec:

$$PLR_{nom} = 100 \% \quad \text{et} \quad 22 < PLR < 98 \%$$

La puissance électrique nette correspond à la puissance effective produite par le moteur et exportée vers le réseau. L'autre part de la production est autoconsommée par les auxiliaires (vis, pompes, ventilateur, carte électronique). Cette grandeur est définie à l'équation IV.12:

$$P_{net} = P_{gross} - P_{aux} \quad (IV.12)$$

Avec:

$$P_{aux} = d(PLR - PLR_{nom}) + P_{aux}^{nom} \quad (IV.13)$$

La température de sortie de l'eau de refroidissement est calculée selon l'équation de transport de la chaleur sensible :

$$T_{cw,o} = \frac{\dot{Q}_{HX}}{c_{cw} \dot{m}_{cw}} + T_{cw,i} \quad (IV.14)$$

Les valeurs des paramètres stationnaires du modèle sont données en Annexe F.

IV.2.2.2. Régime instationnaire

En plus de la caractérisation du régime stationnaire, le régime instationnaire et plus particulièrement les phases de démarrage, de modulation et d'arrêt ont été modélisées. Ces phases sont modélisées par des lois exponentielles ou linéaires et des temps de retard selon les données expérimentales collectées (*cf.* Fig. IV.13 à IV.15 pages 116 à 117). Les phases de modulation sont simulées par trois rampes de puissance constantes pour les puissances combustible, thermique et électrique.

Les surconsommations électriques des auxiliaires sont modélisées à l'aide de facteurs de surconsommations par phase instationnaire (en kWh_{él}/démarrage et kWh_{él}/arrêt). Cela permet de prendre en compte les consommations additionnelles liées au fonctionnement de la vis, de la pompe HP et du démarreur par rapport au fonctionnement courant de la vis, des pompes du ventilateur et de la carte électronique. Ces facteurs sont réparties sur les durées des phases instationnaires selon les équations IV.15 et IV.16 :

$$\text{si } t < t_{start} + \Delta t_{start}^P : P_{aux}^{start} = P_{aux}(PLR_{start}) + \frac{E_{start}^P}{\Delta t_{start}^P} \quad (IV.15)$$

$$\text{si } t > t_{stop} + \Delta t_{stop}^P : P_{aux}^{stop} = P_{aux}(PLR_{stop}) + \frac{E_{stop}^P}{\Delta t_{stop}^Q - \Delta t_{stop}^P} \quad (IV.16)$$

La stratégie de modélisation des phases instationnaires et les conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire sont présentées à l'Annexe F. Il est à noter qu'un démarrage à chaud n'est pas possible en pratique : celui-ci n'est donc pas modélisé.

Enfin, la figure IV.18 représente le rendement adimensionné (rapport entre le rendement électrique d'un cycle de fonctionnement et le rendement électrique nominal) en fonction de la durée du cycle. Ce rendement réduit prend en compte le fait que l'énergie électrique qui est consommée pendant la phase de démarrage (démarreur, pompe HP, etc.) doit être récupérée (« remboursée ») au cours du début du fonctionnement du moteur avant de considérer que la production électrique soit excédentaire. En effet, le moteur démarre en moyenne après 11 min seulement. Le cycle doit durer au moins 3 h pour obtenir des rendements électriques réduits de 90 % (cf. Fig. IV.18). Il est à noter qu'il faut un fonctionnement minimum de 25 minutes environ pour obtenir un rendement de cycle nul. Un parallèle est fait avec les résultats de Cardozo *et al.* [CAR14] qui sont parmi les rares auteurs à donner un résultat expérimental sur un micro cogénérateur biomasse en régime instationnaire. Cependant, le rendement de cycle donné à la figure IV.18 n'inclut pas la consommation des auxiliaires de démarrage. Ils montrent un temps de démarrage de 20 minutes pour le moteur Stirling ainsi qu'une durée de fonctionnement de l'ordre de 2 h pour atteindre le régime stationnaire (cf. Fig. IV.18). Ces essais confirment l'inertie élevée des technologies biomasse qu'il faudra prendre en compte dans les codes de simulation.

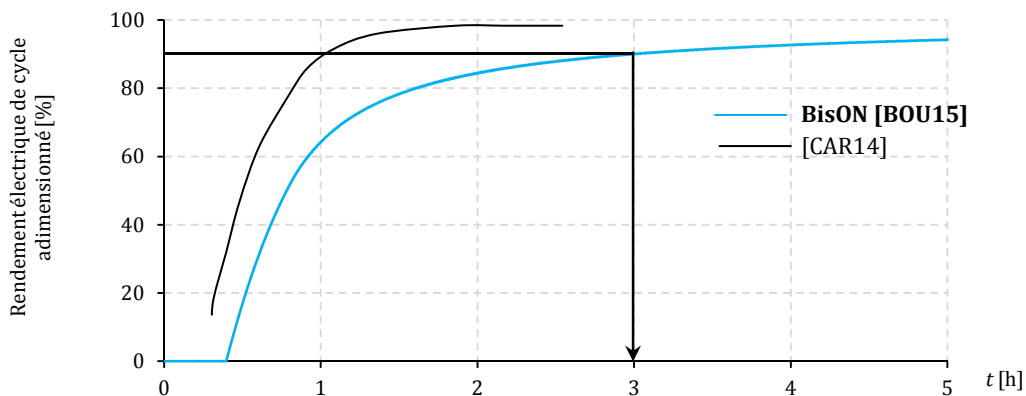


Fig. IV.18 – Rendement électrique de cycle adimensionné (en partie adapté de [CAR14]).

IV.2.2.3. Modèle de combustion

Le modèle de combustion est basé sur des réactions chimiques d'oxydation impliquant l'air comburant, le combustible et les produits de réaction. Il requiert d'abord la composition physico-chimique du combustible ainsi que le PCI et peut être utilisé pour différents types de combustible biomasse (bois bûches, plaquettes forestières, granulés de bois, etc.). L'excès d'air e_{air} est un paramètre supposé connu et est facilement identifiable à l'aide d'un analyseur de fumées. A partir de celui-ci, du débit-masse de biomasse, de la composition chimique et de la température du combustible, des calculs de combustion sont réalisés afin d'évaluer les produits de combustion, leurs débits-masse et les pertes de chaleur.

Soit la composition chimique et le PCI proviennent d'essais normatifs en laboratoire, soit des valeurs par défaut sont proposées (cf. Annexe E). La composition chimique des granulés de bois se résume principalement à la teneur massique en oxygène Y_O , en carbone Y_C , en hydrogène Y_H , en cendres Y_{ash} , et en humidité w . Selon l'état de l'art et les essais réalisés, cette composition peut être considérée comme stable [AFN12] [ROS84] [BER05]. Pour les taux de cendres et d'humidité, des tests simples en laboratoire peuvent être réalisés ou les valeurs des normes [AFN12] ou des constructeurs peuvent être utilisées (cf. Annexe E). Le PCI peut être déterminé soit par des tests en laboratoires par bombe calorimétrique (cf. Annexe E), soit par des valeurs par défaut (normes, spécifications constructeurs). Bernard [BER05] cite une formulation simple du PCI basée sur la composition chimique des granulés de bois secs en fonction du taux d'humidité et de la composition chimique :

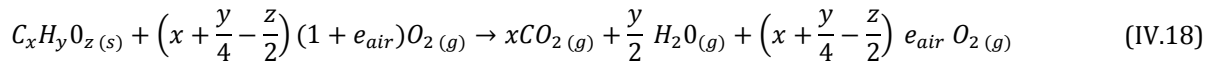
$$PCI = (1 - w)(34\,030 Y_{C\,dry} + 121\,640 Y_{H\,dry} - 12\,540 Y_{O\,dry}) - w L_v \quad (IV.17)$$

Dans le cadre de cette thèse, le PCI et la composition physico-chimique ont été mesurés à l'aide d'essais normatifs en laboratoire (cf. Annexe E). Les valeurs théoriques et expérimentales retenues sont données dans le tableau IV.4. A défaut de valeurs expérimentales, le modèle numérique utilise les valeurs théoriques proposées.

Tab. IV.4 - Caractéristiques expérimentales et théoriques des granulés de bois.

	w [%]	Y_{ash} [%]	$Y_{C\,dry}$ [%]	$Y_{H\,dry}$ [%]	$Y_{O\,dry}$ [%]	PCI_{dry} [kWh.kg ⁻¹]	PCI [kWh.kg ⁻¹]
Valeurs expérimentales (cf. Annexe E)	6,6	0,34	51,3	6,2	42	5.29	4.9
Valeurs théoriques (par défaut) [BER05]	8	0,4	50	6	44	5.34	4.9

A partir du débit-masse, de la composition chimique du combustible et de l'excès d'air comburant, des calculs de réactions d'oxydation sont réalisés. La réaction d'oxydation de la partie sèche du combustible biomasse est formulée à l'équation IV.18. La production de CO, NO et de cendres sont négligées ici.



Avec :

$$x = 1 \quad (IV.19)$$

$$y = \frac{M_C Y_H}{M_H Y_C} = 1,45 \quad (IV.20)$$

$$z = \frac{M_C Y_O}{M_O Y_C} = 0,61 \quad (IV.21)$$

La réaction d'évaporation de la partie humide du combustible biomasse est donnée à l'équation IV.22 où l'eau adsorbée sous forme liquide se transforme en vapeur d'eau par l'apport de chaleur :



Différents calculs sont réalisés pour la détermination des débits-masse de chaque composant (cf. Eq. IV.23 à IV.28) :

$$\dot{m}_{fuel} = \frac{P_{fuel}}{PCI} = 1000 [a (PLR - PLR_{nom}) + \dot{m}_{fuel}^{nom}] \quad (IV.23)$$

$$\dot{m}_{air} = \dot{m}_{fuel} (1 - w) \frac{x + \frac{y}{4} - \frac{z}{2}}{M_{C_x H_y O_z}} (1 + e_{air}) \frac{(\chi_{O_2} M_{O_2} + \chi_{N_2} M_{N_2})}{\chi_{O_2}} \quad (IV.24)$$

Avec:

$$\chi_{O_2} = 0,21 \quad \text{et} \quad \chi_{N_2} = 0,79$$

L'humidité dans les fumées provient de deux contributions:

- la part venant de l'oxydation de l'hydrogène présent dans le combustible biomasse solide,
- la part venant de l'évaporation de l'humidité adsorbée dans le combustible biomasse et libérée pendant la combustion :

$$\dot{m}_{H_2O} = \dot{m}_{fuel} \left(w + (1-w) \frac{y}{2} \frac{M_{H_2O}}{M_{C_xH_yO_z}} \right) \quad (IV.25)$$

Les débits-masse de CO₂, N₂ et O₂ dans les gaz d'échappement sont calculés selon les équations IV.26 à IV.28:

$$\dot{m}_{CO_2} = \dot{m}_{fuel} (1-w) \frac{x M_{CO_2}}{M_{C_xH_yO_z}} \quad (IV.26)$$

$$\dot{m}_{N_2} = \dot{m}_{fuel} (1 + e_{air}) (1-w) \left(x + \frac{y}{4} - \frac{z}{2} \right) \frac{\chi_{N_2}}{\chi_{O_2}} \frac{M_{N_2}}{M_{C_xH_yO_z}} \quad (IV.27)$$

$$\dot{m}_{O_2} = \dot{m}_{fuel} e_{air} (1-w) \left(x + \frac{y}{4} - \frac{z}{2} \right) \frac{M_{O_2}}{M_{C_xH_yO_z}} \quad (IV.28)$$

L'excès d'air comburant est une grandeur importante qui détermine la qualité de la combustion. Celle-ci est inconnue par défaut et peut se calculer par la connaissance du taux d'oxygène dans les fumées humides P_{O_2} (cf. Eq. IV.29).

$$e_{air} = \frac{P_{O_2} \left[\left[\left(x + \frac{y}{4} - \frac{z}{2} \right) \frac{\chi_{N_2}}{\chi_{O_2}} + x + \frac{y}{2} \right] + \frac{w}{(1-w)} \frac{M_{C_xH_yO_z}}{M_{H_2O}} \right]}{\left(x + \frac{y}{4} - \frac{z}{2} \right) \left[1 - P_{O_2} \left(1 + \frac{\chi_{N_2}}{\chi_{O_2}} \right) \right]} \quad (IV.29)$$

Le taux d'oxygène dans les fumées humides est contrôlé par un ventilateur à vitesse variable. Pour le micro cogénérateur étudié, ce taux est d'environ 6,2 % pour tout coefficient de charge, ce qui conduit à un excès d'air de 47 %. Par défaut, une valeur courante de 50 % est considérée. Les débits-masse de cendres et de fumées sont calculées par les équations IV.30 et IV.31. Il est à noter que la production de cendres est négligée pour le calcul du débit masse des fumées.

$$\dot{m}_{ash} = Y_{ash} \dot{m}_{fuel} \quad (IV.30)$$

$$\dot{m}_{exh} = \dot{m}_{fuel} + \dot{m}_{air} \quad (IV.31)$$

Durant les phases instationnaires, les masses produites de CO et de NO ont été intégrées pour en tirer des facteurs d'émission mv . Pour chaque cycle de démarrage et de refroidissement, une valeur d'émission est incrémentée comme Persson *et al.* [PER09] l'ont fait pour les chaudières et poêles à granulés de bois (cf. Annexe F). Pendant les phases stationnaires, ces émissions de CO et NO sont modélisées par les équations IV.32 et IV.33. L'équation IV.34 donne la concentration de NO en fonction du taux de charge (cf. Fig. IV.11 page 114). L'équation IV.35 donne le débit-volume des gaz de combustion.

$$\dot{m}_{CO} = \rho_{CO} \dot{V}_{exh} \quad (IV.32)$$

$$\dot{m}_{NO} = \rho_{NO} \dot{V}_{exh} \quad (IV.33)$$

Avec :

$$\rho_{NO} = f (PLR - PLR_{nom}) + \rho_{NO}^{nom} \quad (IV.34)$$

$$\dot{V}_{exh} = \dot{m}_{fuel} V_m \left[\frac{w}{M_{H_2O}} + \frac{(1-w)}{M_{C_xH_yO_z}} \left[\frac{y}{2} + x + \left(e_{air} + \frac{\chi_{N_2}}{\chi_{O_2}} (1 + e_{air}) \right) \left(x + \frac{y}{4} - \frac{z}{2} \right) \right] \right] \quad (IV.35)$$

IV.2.2.4. Modèle des pertes thermiques

De manière analogue au modèle de micro cogénération gaz, une approche basée sur les enthalpies spécifiques est mise en œuvre. Chaque réactif (combustible et air) de la réaction d'oxydation de la biomasse génère des produits de combustion (cendres, CO₂, N₂, O₂ et CO). Les enthalpies spécifiques sensibles liées à ces composants sont calculées à l'aide de capacités thermiques massiques c_p ou sont directement issues des tables de JANAF [CHA98].

Initialement, différentes températures sont nécessaires : la température du combustible T_{fuel} et la température de l'air comburant T_{air} (définies librement par l'utilisateur du modèle par une valeur constante ou variable) ainsi que la température des gaz de combustion T_{exh} . Cette dernière est définie selon une relation linéaire avec le taux de charge selon l'équation IV.36 (cf. Fig. IV.11). La température de chaque produit de combustion correspondra à la température des fumées.

$$T_{exh} = T_{exh}^{nom} + e (PLR - PLR_{nom}) \quad (IV.36)$$

Ensuite, chaque flux d'enthalpie est modélisé. Pour le combustible biomasse d'abord, Bernard [BER05] cite Wenzl [WEN70] qui donne une formulation empirique de la capacité thermique massique du matériau « bois humide » paramétrée par sa température et son taux d'humidité (cf. Eq. IV.37). Le flux d'enthalpie du combustible biomasse s'exprime alors selon l'équation IV.38:

$$c_{fuel} = (1114 + 4,86 T_{fuel})(1 - w) + 4180 w \quad (IV.37)$$

$$\dot{H}_{fuel} = \dot{m}_{fuel} c_{fuel} (T_{fuel} - T_{réf}) \quad \text{avec } T_{réf} = 273 K \quad (IV.38)$$

Ensuite, le flux d'enthalpie des pertes latentes par les fumées s'exprime selon l'équation IV.39:

$$\dot{H}_{exh}^{lat} = \dot{m}_{H_2O} L_v \quad (IV.39)$$

Enfin, les pertes de chaleur sensibles par les fumées liées à tous les autres composants (O₂, N₂, H₂O) sont évaluées par l'utilisation d'enthalpies spécifiques extraites des tables de JANAF [CHA98] (cf. Annexe F). Celles-ci donnent l'enthalpie spécifique de chaque composant i selon sa température (cf. Eq IV.40).

$$\dot{H}_i = \frac{\dot{m}_i}{M_i} (H_i(T_i) - H_i(T_{réf})) \quad (IV.40)$$

Il est à noter que les pertes de chaleur par les fumées ne sont pas récupérées ici : c'est la raison pour laquelle cette grandeur est calculée indépendamment. Toutefois, son évaluation donne la possibilité d'intégrer un système supplémentaire pour les récupérer et augmenter le rendement global de ce système comme le propose Renzi *et al.* [REN14] sur un micro cogénérateur biomasse à moteur Stirling.

Les pertes de chaleur par transmission thermique entre l'enveloppe du micro cogénérateur et l'ambiance sont calculées par l'équation IV.41. Par défaut, cette grandeur n'est pas récupérée en considérant que le système ne se situe pas dans le local chauffé mais il est possible d'utiliser cette sortie comme un apport de chaleur interne (gain) dans une STDA de bâtiment.

$$\dot{Q}_{loss} = \dot{H}_{fuel} + \dot{H}_{air} + P_{fuel} - P_{gross} - \dot{Q}_{HX} - \dot{H}_{exh} \quad (IV.41)$$

L'architecture du modèle numérique est donnée à l'Annexe F. Finalement, il possède 34 paramètres dont 15 pour caractériser le régime stationnaire et 19 pour le régime instationnaire.

IV.2.3. Validation du modèle numérique

IV.2.3.1. Validation du régime stationnaire

Les performances du micro cogénérateur biomasse ont été comparées au modèle numérique en régime stationnaire. Les essais de validation sont réalisés sur toute la plage du taux de charge. Le tableau IV.5 donne les écarts relatifs entre le modèle numérique et les résultats expérimentaux de validation.

Tab. IV.5 – Ecarts relatifs entre le modèle numérique et les résultats expérimentaux en régime stationnaire.

PLR [%]	22	30	41	50	61	70	80	90	98
P_{fuel} [%]	-0,6	-1,2	+0,9	+0,1	-3,2	-3,2	-0,6	+1,8	+0,1
\dot{Q}_{HX} [%]	-0,2	-0,6	-0,3	+2,5	-3,6	-2,1	-0,2	+2,6	+1,0
$P_{él}$ [%]	+3,5	+0,2	+3,0	-2,7	-3,1	-3,6	-1,2	+3,6	+1,6
T_{exh} [%]	+6,0	-3,3	-2,7	-1,5	+1,0	-1,4	+1,2	+5,2	+3,0

Les faibles écarts entre le modèle numérique et les données expérimentales restent de l'ordre de grandeur des incertitudes de mesure calculées et sont également imputables à la répétabilité expérimentale. Ainsi, ces résultats tendent à valider le modèle développé notamment en termes de puissances où les écarts ne dépassent pas 4 %.

IV.2.3.2. Validation du régime instationnaire

Le modèle numérique a également été comparé à des tests expérimentaux dynamiques de validation. Les énergies thermiques et électriques produites sur l'ensemble du cycle sont comparées pour deux cas ayant chacun une durée de test caractéristique. Le premier cas est un test long de 3 h à un taux de charge de 70 % et le second est un test long de 9 h à un taux de charge de 70 %. Le tableau IV.6 en fournit les résultats. Le modèle présente donc une précision acceptable avec un écart maximal de +5,3 % pour l'énergie électrique de l'essai 1.

Tab. IV.6 - Ecarts relatifs entre le modèle numérique et les résultats expérimentaux en régime instationnaire.

	E_{exp}^P [kWh _{él}]	E_{model}^P [kWh _{él}]	Ecart [%]	E_{exp}^Q [kWh _{th}]	E_{model}^Q [kWh _{th}]	Ecart [%]
Test 1	2,66	2,80	+5,3	31,32	32,60	+4,1
Test 2	10,69	10,65	-0,4	109,93	107,10	-2,7

La modélisation de ces phases par des fonctions de transfert d'ordre 1 est donc appropriée pour simuler correctement le comportement réel du système. Les écarts entre le modèle numérique et les données expérimentales restent de l'ordre de grandeur des incertitudes de mesure calculées et sont également imputables à la répétabilité expérimentale.

IV.3. Bilan du chapitre

Un dispositif de micro cogénération à granulés de bois a donc été testé afin de connaître ses performances énergétiques et environnementales. Ensuite, un modèle semi-physique basé sur ces études expérimentales préalables a été développé.

D'après les essais expérimentaux réalisés sur le micro cogénérateur biomasse, il a été montré que la température de l'eau et le débit de l'eau de refroidissement ont une influence négligeable sur les performances énergétiques et environnementales de l'appareil. Ceci s'explique principalement par l'absence d'échangeur à condensation sur les fumées et par des considérations thermodynamiques (rendement de Carnot).

Des études expérimentales conduisent à un rendement électrique sur PCI d'environ 9 % et un rendement global d'environ 95% à pleine charge. Le taux de charge est le principal paramètre ayant une influence significative sur les performances du dispositif. Les rendements électriques, thermiques et globaux sont inférieurs au minimum du taux charge avec un rendement électrique d'environ 7 % et un rendement global de 88 %. Les principales pertes de chaleur sont les pertes par les gaz d'échappement. Une récupération de chaleur sensible et latente sur les gaz d'échappement à l'aide d'un échangeur à condensation pourrait améliorer l'efficacité globale du système. La production de chaleur est prépondérante par rapport à la production électrique (1:10). Les émissions de polluants (CO, NO et de cendres) ont également été étudiées et présentent des valeurs basses en régime stationnaire par rapport aux seuils normatifs (seulement 40 ppm de CO dans les fumées). Les phases instationnaires présentent des émissions élevées en CO qu'il faudra chercher à limiter.

Sur la base de ces données expérimentales, le modèle développé du micro cogénérateur biomasse, basé sur 34 paramètres, permet de caractériser les régimes stationnaire et instationnaire en évaluant les flux d'énergie impliqués dans le système ainsi que les émissions de polluants. L'étude des phases instationnaires souligne que les durées de cycle doivent être élevées (> 3 h) pour obtenir des rendements électriques de cycles élevés proches du rendement nominal et de faibles impacts sur les émissions de polluants.

Ce modèle sera utilisé pour simuler dynamiquement et annuellement les interactions entre les bâtiments et ce genre de dispositif innovant en considérant des critères énergétiques, économiques et environnementaux (*cf.* Chapitre VI).

L'Annexe F détaille l'architecture du modèle et en récapitule les 34 paramètres. Au final, ces travaux contribuent à enrichir l'état de l'art en termes d'essais et de modélisation de micro cogénérateurs biomasse encore peu étudiés. L'apport principal de l'étude expérimentale réside dans la précision des résultats (métrologie, répétabilité, fonctionnement et consommations des auxiliaires électriques, *etc.*) et dans la diversité des paramètres considérés (phases instationnaires, modulation, débit, température et taux de charge, CO, NO et cendres). En particulier, un protocole de détermination précise et dynamique du débit-masse de granulés de bois est proposé et détaillé. L'apport principal de la modélisation réside dans la précision, le niveau de détail de modélisation (influence du taux de charge, surconsommations électriques des auxiliaires, phases instationnaires) et dans leur compatibilité avec des simulations dynamiques annuelles.

/// Chapitre V

Pertinence de la micro cogénération dans le contexte énergétique,
environnemental et économique français

« La science moderne est un admirable monument qui fait honneur à l'espèce humaine et qui compense (un peu) l'immensité de sa bêtise guerrière. »

Hubert Reeves

V.1. Analyse comparative entre une production micro cogénérée et séparée de chaleur et d'électricité dans le contexte français

Cette première partie permet d'apprécier quantitativement et de manière approfondie et originale le potentiel énergétique, environnemental et économique de technologies de micro cogénération en remplacement d'une production séparée de chaleur et d'électricité (SHP pour « separate heat and power »). Une production séparée consiste en une production de chaleur par un système de référence et en une production électrique centralisée (mix électrique/importation du réseau). Pour ceci, les trois aspects : énergétique, environnemental et économique sont étudiés successivement dans le détail. Ensuite, pour chacun de ces trois aspects, deux niveaux de comparaison sont étudiés : une comparaison relative et une comparaison absolue.

La comparaison relative consiste à évaluer les gains algébriques (en %) entre une production micro cogénérée et une production séparée conventionnelle de chaleur et d'électricité. Cette notion requiert le choix d'un système de référence de comparaison. En pratique, ces systèmes peuvent être multiples et diversifiés en termes technologiques ou de combustibles : générateur gaz, générateur biomasse, générateur fioul, chauffage solaire, PAC, PAC hybride, chauffage électrique, réseau de chaleur, *etc.* Par cohérence avec les deux systèmes de micro cogénération étudiés précédemment, deux systèmes de référence similaires en termes de technologie et de combustible sont distingués pour la comparaison relative. Ainsi, un générateur de chaleur gaz à condensation constituera le système de référence du micro cogénérateur gaz à condensation et un générateur de chaleur à granulés de bois constituera le système de référence du micro cogénérateur biomasse. Toujours par soucis de cohérence, les rendements énergétiques globaux seront considérés égaux (*cf.* Tab. V.1 et V.2).

Une comparaison relative pourrait cependant être réalisée sur chaque technologie de référence voire sur les systèmes de micro cogénération entre eux ce qui impliquerait de nombreuses combinaisons possibles. Malgré ce manque de diversité, les comparaisons relatives sont les plus courantes. Une comparaison absolue permet quant à elle d'évaluer indépendamment les performances de chaque technologie pour une comparaison par la suite plus aisée et plus large entre chaque technologie. En plus des deux micro cogénérateurs gaz et biomasse et de leur système de référence « naturel » (générateurs thermiques gaz et biomasse), trois autres technologies seront considérées pour les comparaisons absolues : une pompe à chaleur (PAC), un micro cogénérateur gaz à moteur à combustion interne (MCI) et une pile à combustible PEMFC gaz (PàC). Ces trois dernières technologies sont présentes sur le laboratoire **Climatherm** de l'**INSA de Strasbourg** et permettent de couvrir un large spectre des technologies de micro cogénération.

Il est à noter qu'un micro cogénérateur peut être caractérisé énergétiquement par quatre termes : ses rendements thermique η_{th}^{CHP} , électrique $\eta_{él}^{CHP}$, global η_g^{CHP} et son ratio caractéristique annuel σ . Seuls deux termes suffisent pour permettre leur caractérisation complète. Seuls le ratio caractéristique et le rendement global seront retenus par la suite tels que :







$$\eta_{th}^{CHP} = \frac{\eta_g^{CHP}}{1 + \sigma} \quad \text{et} \quad \eta_{él}^{CHP} = \eta_g^{CHP} \left(\frac{\sigma}{1 + \sigma} \right) \quad (V.1)$$

Enfin, pour réaliser des études paramétriques, des micro cogénérateurs gaz et biomasse présentant des ratios caractéristiques de puissance de 0 à 1 et des rendements globaux de 75 à 100 % seront considérés en plus des quatre micro cogénérateurs pris en compte. Le tableau V.1 fournit les caractéristiques des systèmes de production de chaleur séparée de référence et le tableau V.2 fournit les caractéristiques des micro cogénérateurs considérés.

Tab. V.1 – Caractéristiques des systèmes de production de chaleur séparée.

Technologie	Symbole	$\eta_{th}^{SHP} (= \eta_g^{SHP})$ ou $COP (= \eta_g^{SHP}) [-]$
Générateur de chaleur à gaz à condensation	●	1
Générateur de chaleur à granulés de bois	●	0,95
Pompe à chaleur (PAC)	●	3 (COP)

Tab. V.2 – Caractéristiques des systèmes de production micro cogénérée de chaleur et d'électricité.

Technologie	Icône	Système de référence « naturel »	σ [kWh _{él} /kWh _{th}]	η_g^{CHP} [-]
Micro cogénération gaz		Générateur gaz + réseau	[0 – 1]	[0,75 – 1]
Micro cogénération à granulés de bois		Générateur à granulés de bois + réseau	[0 – 1]	[0,75 – 1]
BisON		Générateur de chaleur à granulés de bois + réseau	0,10 (cf. Chapitre IV)	0,95 (cf. Chapitre IV)
Hybris Power		Générateur de chaleur gaz à condensation + réseau	0,18 (cf. Chapitre III)	1 (cf. Chapitre III)
Vitobloc 200 EM-5 (MCI)		Générateur de chaleur gaz à condensation + réseau	0,41*	0,94*
Vitovvalor 300-P (PàC)		Générateur de chaleur gaz à condensation + réseau	0,75*	0,90*

* issus des spécifications du constructeur

V.1.1. Analyse énergétique

La pertinence énergétique d'un système de micro cogénération comparé à une production séparée de chaleur et d'électricité réside dans l'utilisation rationnelle de l'énergie primaire. Cette partie propose une analyse quantitative des gains énergétiques potentiels procurés par des systèmes de micro cogénération.

V.1.1.1. Détermination des facteurs d'énergie primaire

Un bilan en énergie primaire s'établit en considérant des facteurs d'énergie primaire qui traduisent le taux de conversion de l'énergie finale en énergie primaire.

V.1.1.1.1. Facteurs d'énergie primaire de l'électricité

Le facteur d'énergie primaire de l'électricité centralisée dépend de plusieurs paramètres :

- du mix énergétique national (part relative de chaque moyen de production électrique : le mix français est marqué par une part prédominante du nucléaire),
- des rendements électriques de chaque type de centrale thermique (centrales à cycle combiné gaz (CCCG), turbines à combustion (TAC), turbines à vapeur (TAV), cogénération, etc.),
- du type d'énergie primaire employée (nucléaire, fossile, biomasse),
- des pertes en lignes du réseau (HT et BT),
- de la méthode de calcul employée :
 - prise en compte ou non de l'analyse de cycle de vie (ACV) du combustible (énergie primaire nécessaire à la construction des centrales, l'extraction, le transport, le traitement).
 - prise en compte ou non de la variabilité horo saisonnière du mix énergétique.

Le **CSTB** [CST15] dresse un état de l'art à l'échelle européenne des facteurs d'énergie primaire réglementaires de l'électricité. Les auteurs proposent des facteurs intégrant l'ACV de l'énergie électrique dans le contexte français en utilisant les bases de données **DEAM** [PWC15] et d'**Ecoinvent** [ECO15] (cf. Tab. V.2). Le tableau V.3 fait la synthèse de ces facteurs d'énergie primaire et intègre les valeurs issues de l'état de l'art du Chapitre II.

Tab. V.3 – Facteurs d'énergie primaire pour l'électricité selon le contexte régional.

zone	Réf.	[CST15]			Etat de l'art des études numériques (cf. Chapitre II)									
		Réglem.	ACV	ACV+ Pertes réseau	[DOR09]	[BIA12][BIA13] [ROS13][BARK1] [MAG12]	[ROS11]	[ALA10] [ALA14]	[CAO14] [MOH14]	[FUB14]	[GON15]	[DEP06]	[GAH07]	[REN08]
FRA		2,58	3,1-3,3*	3,38-3,77*										
EUR (CCCG)					2,29*									
EUR (mix)					3,54*		1,9-2,6							
ITA						2,2	2,2							
ALL		2,6					2,9							
FIN								2,45-3,05	2,22					
RU										1,8				
ESP		2,28									2,2			
AUT		3,51												
BEL		2,5										2 - 2,70		
RT		3,16												
SUI													2	
JAP														2,78

* valeur ACV

Ce facteur varie donc d'un pays à l'autre sur une plage de 1,8 à 3,77. Comme le montrent Alanne *et al.* [ALA10] et De Paep *et al.* [DEP06], la variation horo saisonnière de ce facteur est faible (de l'ordre de ± 10 %) et sera négligée par la suite. Cependant, les valeurs en ACV présentent des valeurs plus élevées de l'ordre de 50 % dans le contexte français. Par la suite les facteurs réglementaire (2,58) et en ACV (de 3,1 à 3,8) seront considérés.

V.1.1.1.2. Facteurs d'énergie primaire du gaz

Le facteur d'énergie primaire réglementaire (RT2012) du gaz naturel est considéré à 1 en France. Certains pays européens emploient des valeurs réglementaires différentes souvent plus pénalisantes (>1) [CST15] (cf. Tab. V.4). Enfin, certaines études basées sur les données de **DEAM** [PWC15] et d'**Ecoinvent** [ECO15] évaluent le facteur d'énergie primaire en considérant l'ACV du combustible. Le tableau V.4 fait la synthèse de ces facteurs d'énergie primaire et intègre les valeurs issues de l'état de l'art du Chapitre II. En moyenne, ce facteur est stable est varie entre 1 et 1,2. Par la suite les facteurs réglementaire (1) et en ACV (de 1,2) seront considérés.

Tab. V.4 – Facteurs d'énergie primaire pour le gaz naturel (* valeur ACV).

zone	Réf.	[CST15]		Etat de l'art des études numériques (cf. Chapitre II)
		Réglem.	ACV	[DOR09] (+[ECO15])
FRA		1	1,12 - 1,2*	
ALL		1,1		
ESP		1,07		
AUT		1,3		1,19*
BEL		1		
RT		1,45		

V.1.1.1.3. Facteurs d'énergie primaire du biogaz

Au niveau réglementaire, le biogaz est considéré de la même manière que le gaz naturel et est affecté d'un facteur d'énergie primaire unitaire. Cependant, la base de données **Ecoinvent** [ECO15] propose un facteur prenant en compte l'ACV en termes d'énergie primaire (culture, récolte, stockage, épuration, transport, distribution) en y retranchant la part renouvelable (croissance par photosynthèse du CO₂ atmosphérique). Ce facteur s'élève à 0,40.

V.1.1.1.4. Facteurs d'énergie primaire des granulés de bois

Le facteur d'énergie primaire réglementaire (RT2012) d'un combustible biomasse (dont les granulés de bois) est considéré à 1 en France comme pour les énergies fossiles. Certains pays européens emploient des valeurs réglementaires différentes [CST15] soit pénalisantes soit avantageuses selon la politique nationale (*cf.* Tab. V.5). La base de données **Ecoinvent** [ECO15] donne un facteur prenant en compte l'ACV des granulés de bois en termes d'énergie primaire (approvisionnement en sciure, fabrication, séchage, transport, distribution). Ce facteur en ACV s'élève à 1,22 d'un point de vue global, et à 0,21 en lui retranchant la part renouvelable de l'énergie primaire (croissance par photosynthèse du CO₂ atmosphérique). Le tableau V.5 réalise la synthèse de tous ces facteurs.

Tab. V.5 – Facteur d'énergie primaire pour les granulés de bois (* valeur ACV).

zone	Réf.	[CST15]		[ECO15]
		Réglementaire	ACV	ACV (énergie primaire non renouvelable)
FRA		1		
ALL		0,2		
ESP		1,25		
AUT		1,22	1,22	
BEL		1		0,21
RT		0,04		

V.1.1.2. Economies d'énergie primaire

V.1.1.2.1. Comparaison relative

Usuellement, un système de micro cogénération est caractérisé par son taux d'économie d'énergie primaire (primary energy savings PES). Ces économies d'énergie primaire *EEP* (ou *PES* en anglais) entre une production cogénérée et une production séparée de chaleur et d'électricité de référence peuvent être quantifiées simplement à l'aide de quatre termes selon l'équation V.2 :

$$EEP = 1 - \frac{1}{k_{EP}^{él} \eta_{él}^{CHP} + \frac{\eta_{th}^{CHP}}{\eta_{th}^{SHP}}} = 1 - \frac{1 + \sigma}{\eta_g^{CHP} \left(k_{EP}^{él} \sigma + \frac{1}{\eta_{th}^{SHP}} \right)} \quad (V.2)$$

La figure V.1 montre le potentiel d'EEP en considérant un facteur d'énergie primaire électrique réglementaire (2,58). Malgré un rendement global moindre par rapport à son système de référence (94/100%), la pile à combustible procure les gains les plus élevés de l'ordre de 35 %. Ensuite, le moteur à combustion interne procure des gains de l'ordre de 25 %. Les micro cogénérateurs **Hybris Power** et **BisON** procurent respectivement des gains de 19 et 12 % dans leurs conditions nominales de fonctionnement. Il est à noter que ces chiffres sont du niveau des objectifs d'UE en termes d'efficacité énergétique dans le cadre de son plan 20/20/20 [UE09]. La figure V.1 met également en parallèle les technologies de micro cogénération et la performance énergétique des bâtiments sur le critère du ratio caractéristique des consommations des bâtiments d'habitation (chauffage + ECS pour la chaleur et électricité spécifique) (*cf.* Chapitre I).

Cette représentation montre que les micro cogénérateurs testés dans le cadre de cette thèse ont, sur le papier, des caractéristiques compatibles avec des bâtiments anciens ou en rénovation alors que les piles à combustible par exemple sont clairement adaptés aux bâtiments très performants. Cependant cette représentation occulte les spécificités de chaque technologie ; par exemple une pile à combustible doit fonctionner en continu et offre peu de flexibilité.

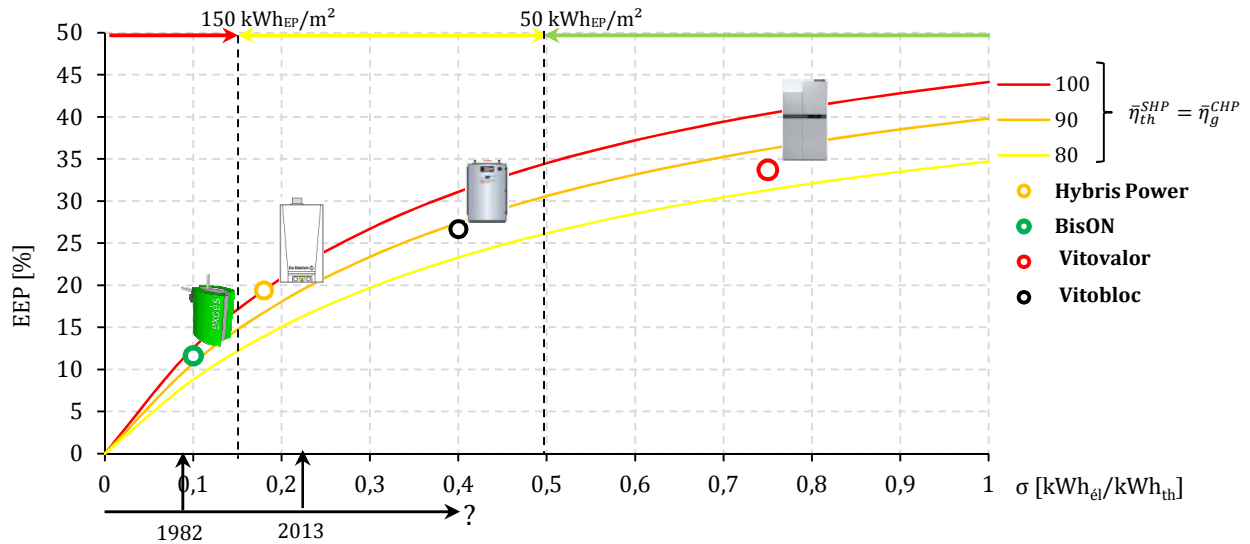


Fig. V.1 – Economies en énergie primaire relatives (EEP).

V.1.1.2.2. Comparaison absolue

Pour comparer chaque technologie, il est intéressant de caractériser les performances énergétiques des systèmes individuellement. Le rendement en énergie primaire η_{EP} permet de quantifier ces performances (cf. Eq. V.3).

$$\eta_{EP} = \frac{\eta_{th} + k_{EP}^{él} \eta_{él}}{k_{EP}^{fuel}} = \frac{\eta_g}{k_{EP}^{fuel}} \left(\frac{1 + k_{EP}^{él} \sigma}{1 + \sigma} \right) \quad (V.3)$$

La figure V.2 positionne les différentes technologies (micro cogénérateurs et systèmes de référence) en terme de rendements en énergie primaire en considérant des facteurs d'énergie primaire réglementaires ($k_{EP}^{fuel} = 1$ et $k_{EP}^{él} = 2,58$).

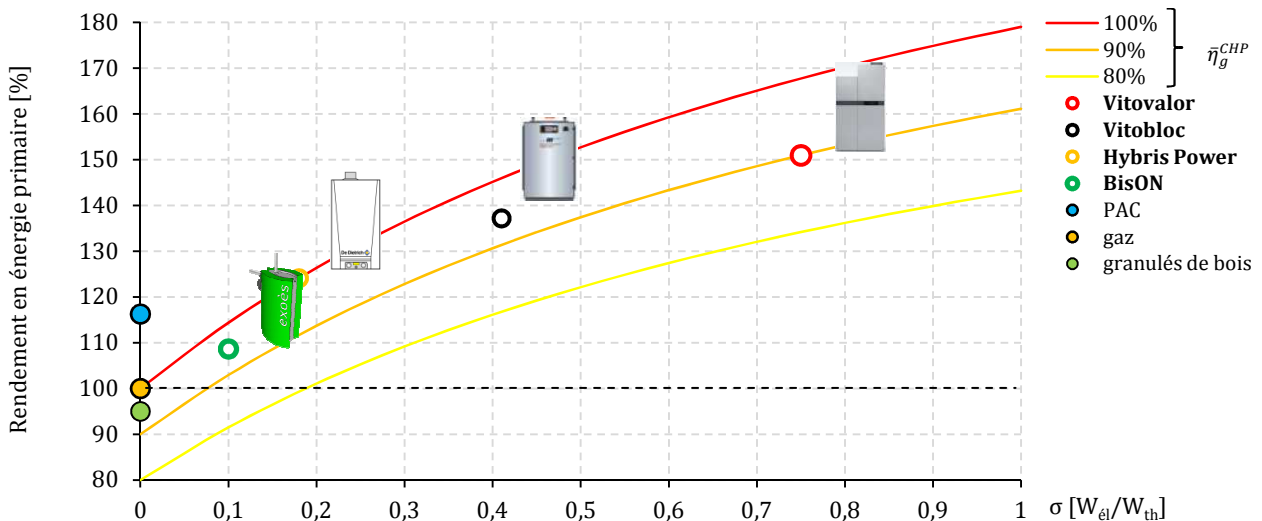


Fig. V.2 – Rendements en énergie primaire.

Sous les hypothèses réalisées, le micro cogénérateur **BisON** (109 %) présente des performances équivalentes voire inférieures à une PAC mais supérieures à des générateurs de chaleur conventionnels à gaz ou à biomasse. Les micro cogénérateurs **Hybris Power** (124 %), **Vitobloc** (137%) et **Vitovvalor** (151 %) offrent quant à eux des rendements élevés. Cependant, ces rendements sont grandement tributaires de la détermination des facteurs d'énergie primaire de l'électricité et du combustible. La figure V.3 en présente une analyse paramétrique en considérant des valeurs réglementaires et en ACV. Il en ressort qu'une analyse en ACV rend les technologies biomasse particulièrement compétitives malgré un faible rendement électrique pour les micro cogénérateurs. Ces hypothèses favorables permettent d'atteindre artificiellement des rendements de l'ordre de 500 %. Enfin, cette analyse révèle que l'évaluation des gains énergétiques de ces systèmes est très sensible aux hypothèses prises en termes de facteurs d'énergie primaire et donc au contexte régional.

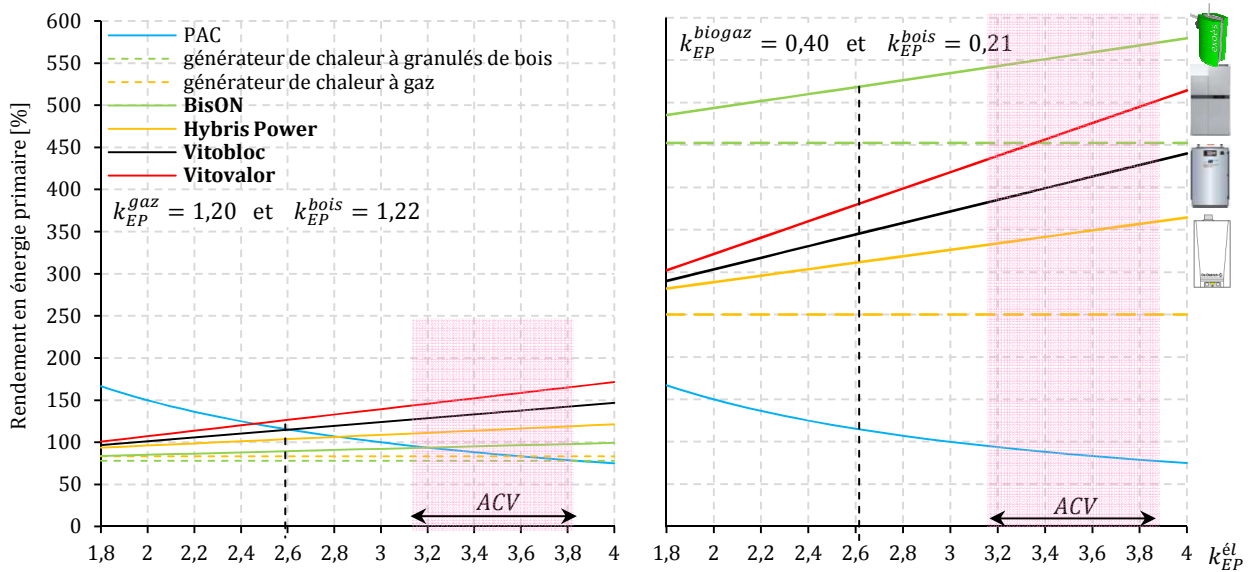


Fig. V.3 – Rendements d'énergie primaire en ACV.

V.1.1.3. Thermo-sensibilité de la production électrique et soulagement du réseau

La production électrique centralisée est marquée par de fortes variations horo-saisonnnières avec un comportement thermosensible ; c'est-à-dire que la production est corrélée à la température extérieure. En effet, la rigueur du climat en hiver augmente les besoins de chauffage et d'éclairage à raison d'environ 2,4 $\text{GW}_{el}/^{\circ}\text{C}$ en 2014 [RTE14] ce qui nécessite la mise en route de centrales dites de pointe. Ce gradient thermoélectrique est particulièrement marqué en France en comparaison aux grands voisins européens (cf. Fig. V.4). En parallèle, la production électrique d'un micro cogénérateur est également marquée par un comportement thermosensible. En effet, les besoins de chauffage sont directement et principalement corrélés à la température extérieure (cf. Chapitre VI). Or, si un système de micro cogénération est régulé sur le suivi de la demande de chauffage, sa production électrique concomitante suivra le même comportement avec un fonctionnement plus fréquent pour de basses températures extérieures. Ainsi, les systèmes de micro cogénération impactent différemment le réseau électrique par rapport aux systèmes de production de chaleur séparée. Par exemple, un générateur thermique au gaz consomme de l'électricité uniquement via ses auxiliaires ou un radiateur électrique consomme de l'électricité proportionnellement aux besoins de chauffage alors que les micro cogénérateurs vont produire de l'électricité proportionnellement aux besoins de chauffage et viennent soulager le réseau en offrant une capacité de production « naturelle » et prévisible. Vuillecard *et al.* [VUI11] proposent une représentation de la charge algébrique électrique de plusieurs technologies vis-à-vis du réseau (cf. Fig. V.4). A terme, un mix judicieux entre : chauffage électrique, PAC, PAC hybrides et micro cogénérateurs apparaît comme une solution intéressante pour compenser ce phénomène saisonnier et éviter le recours à des centrales de pointes.

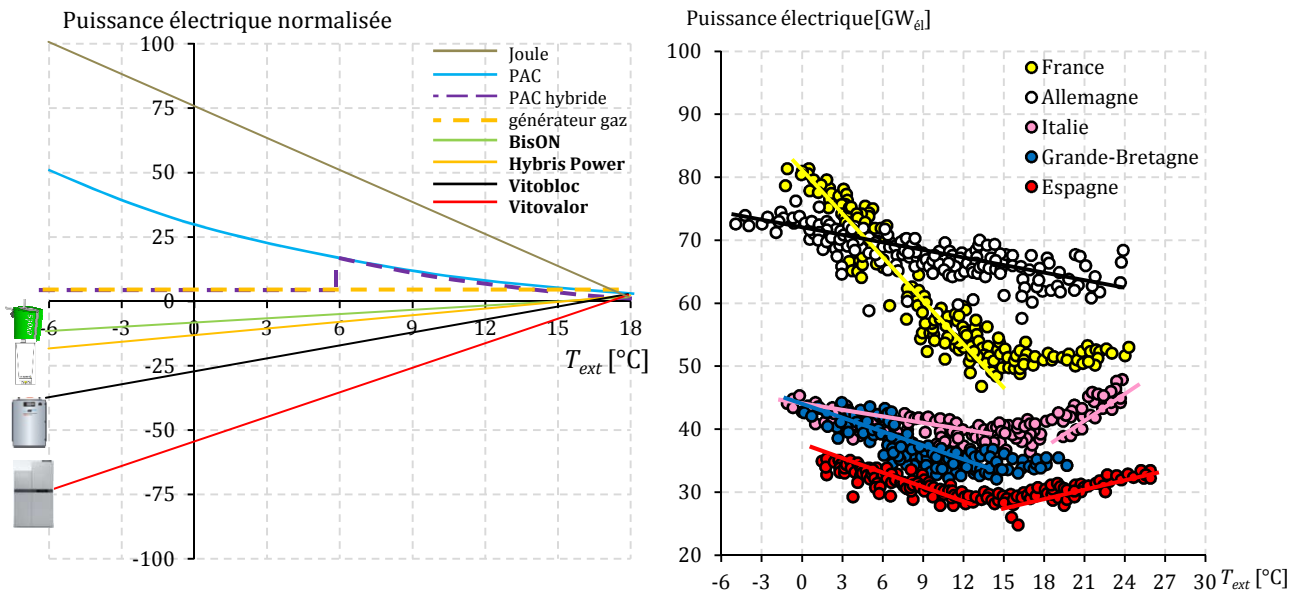


Fig. V.4 – Thermosensibilité électrique des systèmes de génération de chaleur (à gauche) (adapté de [VUI11]) et du parc de production centralisé dans cinq pays européens (à droite) [RTE14].

V.1.2. Analyse environnementale

L'analyse environnementale se restreint aux émissions de CO₂ et occulte les émissions liées aux produits de combustion courants (NO_x, CO, etc.). Le bénéfice environnemental d'un système de micro cogénération comparé à une production séparée de chaleur et d'électricité réside également dans l'utilisation rationnelle de l'énergie primaire et donc dans la baisse du facteur d'émission de CO₂ de l'énergie finale thermique produite (en g_{CO2}/kWh_{th}). Cette partie propose une analyse quantitative des gains environnementaux potentiels procurés par des systèmes de micro cogénération.

V.1.2.1. Détermination des facteurs d'émission

Un bilan d'émissions s'établit en considérant des facteurs d'émissions de CO₂ qui traduisent le niveau d'émissions requis à la génération d'une quantité d'énergie finale donnée. Ces facteurs dépendent du combustible primaire et de différents paramètres.

V.1.2.1.1. Facteurs d'émission du gaz

L'ADEME fournit dans sa base de données **Bilan GES** [ADE15-2] les facteurs d'émissions du gaz naturel en distinguant la part directe liée à la combustion du combustible et la part dite « amont » liée à l'ACV. Ils fournissent deux facteurs avec une incertitude de 5 % :

- un facteur d'émission direct (seulement issu de la combustion) : 205 g_{CO2}/kWh_{PCI},
- un facteur d'émission total en ACV : 244 g_{CO2}/kWh_{PCI}.

V.1.2.1.2. Facteurs d'émission du biogaz et des granulés de bois

La combustion de granulés de bois ou de biogaz génère deux types d'émissions. D'abord, les émissions dites « amont » correspondent à toutes les étapes depuis l'approvisionnement en matières premières (sciures de l'usine de fabrication, déchets organiques) jusqu'à la fourniture. Ensuite, les émissions directes sont liées à la combustion du biogaz ou de la biomasse : celles-ci n'émettent pas de CO_{2f} « fossile », mais émettent du CO_{2b} « biogénique ».

Lorsqu'un composé d'origine organique est consommé, deux cas de figure apparaissent :

- le biogaz ou la biomasse brûlé n'est pas remplacé : il faut donc comptabiliser ces émissions,
- le biogaz ou la biomasse brûlé est remplacé l'année même ou peu de temps après : il n'est pas nécessaire de compter ces émissions car elles sont compensées par la croissance des matières organiques, de la biomasse ailleurs.

Au niveau du biogaz¹, l'ADEME [ADE14] fournit dans sa **Base Carbone** [ADE14] des facteurs d'émission directs et totaux en ACV. Les émissions en ACV proviennent des fuites (5 %) et du fonctionnement du dispositif (transports, énergie sur site, construction et maintenance.) :

- facteur d'émission direct (seulement issu de la combustion) : 205 g_{CO2}/kWh_{PCI},
- facteur d'émission total en ACV : 41 g_{CO2}/kWh_{PCI}.

Au niveau de la biomasse (incluant les granulés de bois) : lorsque les émissions directes de CO₂ sont intégrées au cycle carbone des espaces forestiers et agricoles, elles ne contribuent pas à l'effet de serre. Ceci restant vrai tant que la photosynthèse du CO₂ atmosphérique compense les émissions liées à l'exploitation de cette biomasse et à sa combustion. Cette hypothèse est vérifiée dans le cas des espaces forestiers français, puisqu'ils se renouvellent et sont gérés durablement (0,4 % de croissance annuelle de la surface forestière sur la dernière décennie, +50 % d'espaces boisés depuis la fin du XIX^{ème} siècle [ADE15-2]). Ainsi, l'ADEME [ADE15-2] fournit :

- un facteur d'émission direct (seulement issu de la combustion) : 462 g_{CO2}/kWh_{PCI},
- un facteur d'émission total en ACV (avec une incertitude de 50 %) : 30 g_{CO2}/kWh_{PCI}.

V.1.2.1.3. Facteurs d'émission de l'électricité

Le facteur d'émission de l'énergie électrique centralisée est un paramètre crucial et complexe à déterminer. En effet, le contexte régional (politique, climatique, géographique), la diversité des moyens de production, la variation horo-saisonnière de sollicitation de ces moyens de production ou les importations d'électricité induisent une certaine complexité de calculs et donc différentes méthodes de détermination.

RTE [RTE15] donne les facteurs d'émission directs de chaque moyen de production centralisée (cf. Annexe G). Sur cette base, selon le mix électrique utilisé à un instant donné, RTE donne le contenu CO₂ de l'électricité française au pas de temps semi horaire. La figure V.5 montre ces variations horo-saisonnières.

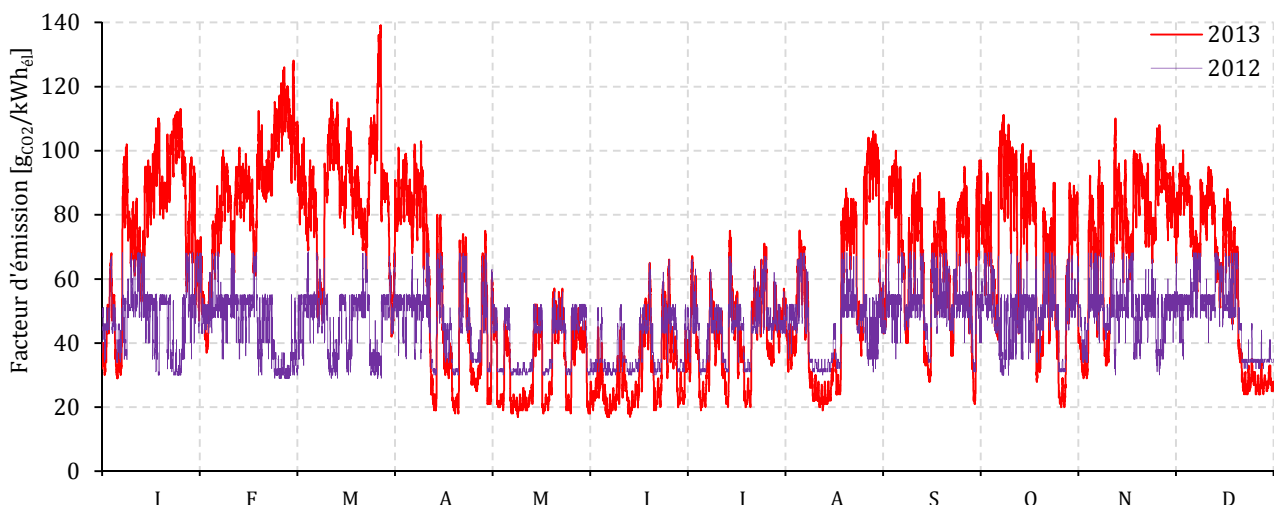


Fig. V.5 – Facteur d'émission dynamique du mix de production électrique en 2012 et 2013 [RTE15].

¹ seul le biogaz produit par méthanisation à partir de déchets organiques est considéré ici

EDF va plus loin et réalise chaque année le profil environnemental de ses moyens de production électriques en utilisant la norme ISO 14040-44 [EDF15] en prenant en compte : les émissions directes (combustion), la construction des installations industrielles, la déconstruction des installations industrielles, la fabrication des combustibles, le transport des combustibles et l'élimination des déchets. L'annexe G détaille tous ces facteurs qui s'échelonnent de 4 g_{CO2}/kWh_{él} pour les centrales nucléaires, 499 g_{CO2}/kWh_{él} pour une CCCG et à des valeurs supérieures à 1 000 g_{CO2}/kWh_{él} pour des centrales au fioul ou au charbon. Face à la multitude des moyens de production électrique et à l'aspect horo-saisonnier de la production, trois méthodes de calculs émergent quant à l'évaluation de ce paramètre dans le contexte français :

- les méthodes « moyennes »,
- les méthodes « saisonnières »,
- les méthodes « marginales ».

Martin et Schiesser [MAR12] détaillent ces trois méthodes. Ils distinguent trois variantes pour les méthodes moyennes, deux variantes pour les méthodes saisonnières et deux variantes pour les méthodes marginales. Chacune de ces sept méthodes de calcul est détaillée à l'Annexe G. La figure V.6 en réalise le bilan.

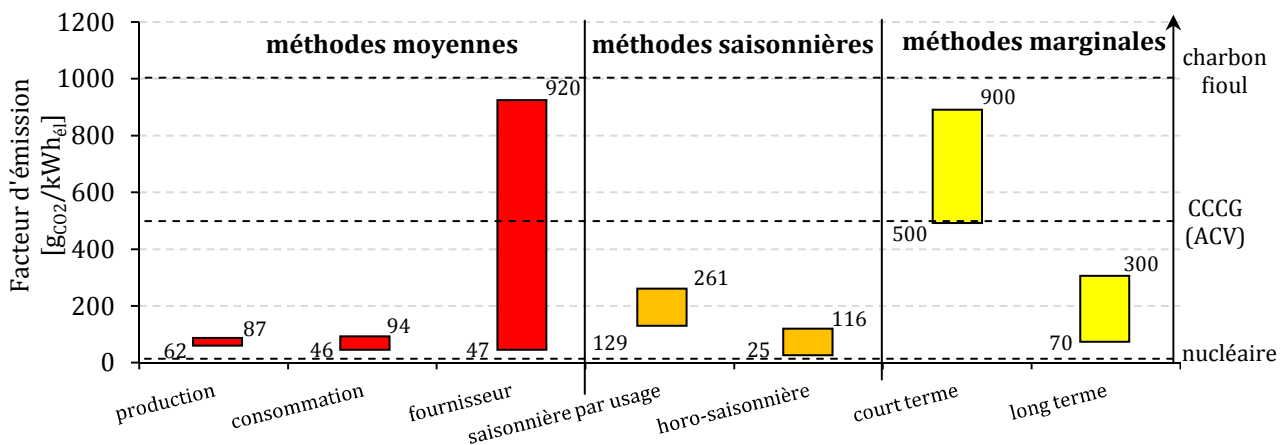


Fig. V.6 – Bilan sur les méthodes de détermination des facteurs d'émission de l'électricité.

Le bilan sur l'analyse des méthodes conclue qu'une méthode "moyenne" s'avère être plus adaptée pour réaliser des bilans sur des installations existantes, et qu'une méthode "marginale" est plus pertinente dès lors qu'il y a la modification, la création voire la suppression d'installations et pour lequel l'impact futur de ces décisions sur les émissions de gaz à effet de serre doit être évalué. Il est à noter que les méthodes saisonnières sont compliquées à mettre en œuvre dans des études dynamiques.

Enfin, l'état de l'art réalisé à la fin du chapitre II recense les divers facteurs d'émission de l'électricité employés. Il en ressort une grande hétérogénéité quant au choix de la méthode employée. En particulier, seules deux études considèrent des facteurs dynamiques : Alanne *et al.* [ALA10][ALA14] utilisent une valeur moyenne dynamique du mix électrique finlandais et Ribberink *et al.* [RIB09] utilisent une valeur marginale dynamique du mix électrique canadien. Spitalny *et al.* [SP114] font une projection à moyen terme sur la baisse de ce facteur en Allemagne en anticipant l'essor des énergies renouvelables. Dorer *et al.* [DOR09], Ribberink *et al.* [RIB09] et Gonzales-Pino *et al.* [GON14] emploient un facteur d'émission marginal en ACV. Enfin, Pehnt [PEH08] et De Paepe *et al.* [DEP06] utilisent une méthode marginale moyenne. Le facteur d'émission varie donc selon le contexte régional ou national sur une plage de 272 à 1030 g_{CO2}/kWh_{él}. Par la suite une plage de 0 à 1 000 g_{CO2}/kWh_{él} sera considérée et trois valeurs caractéristiques du contexte français seront isolées : le facteur d'émission en ACV d'une CCCG (499 g_{CO2}/kWh_{él}), la valeur moyenne annuelle du mix français en ACV (82 g_{CO2}/kWh_{él}) et le facteur moyen saisonnier pour un usage de chauffage (220 g_{CO2}/kWh_{él}).

V.1.2.2. Réductions des émissions de CO₂

V.1.2.2.1. Comparaison relative

Le principe de micro cogénération génère des EEP qui sont corrélées à des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (G_{CO_2}). Ces gains peuvent être quantifiés simplement à l'aide de sept termes dont les différents rendements définis précédemment, le ratio caractéristique de puissance et les facteurs d'émission de CO₂ des combustibles fossiles et de l'électricité centralisée : e_{fuel}^{CHP} , e_{fuel}^{SHP} et e_{el} (cf. Eq. V.4).

$$G_{CO_2} = 1 - \frac{e_{fuel}^{CHP}}{\frac{\eta_{th}^{CHP}}{\eta_{th}^{SHP}} e_{fuel}^{SHP} + \eta_{el}^{CHP} e_{el}} = 1 - \frac{(1 + \sigma) e_{fuel}^{CHP}}{\eta_g^{CHP} \left(\frac{e_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} + \sigma e_{el} \right)} \quad (V.4)$$

La figure V.7 présente une étude paramétrique sur les gains potentiels algébriques des différentes technologies de micro cogénération en considérant des facteurs d'émission en ACV pour les combustibles biomasse (30 gCO₂/kWh_{PCI}) et gaz naturel (244 gCO₂/kWh_{PCI}). Les technologies à granulés de bois, offrent les meilleurs gains relatifs en comparaison à des solutions équivalentes. En particulier, malgré un rendement électrique faible, le micro cogénérateur **BisON** présente des gains de 10 % (méthode moyenne sur la production) à 70 % (méthode marginale à court terme). Les technologies à gaz offrent des gains plus faibles de 0 à 60 % voire des hausses d'émissions pour des facteurs d'émission de l'électricité centralisée inférieurs à 240 gCO₂/kWh_{el} environ. Par exemple, l'emploi de la méthode saisonnière par usage offre un gain nul voire négatif pour des technologies au gaz naturel, y compris pour les piles à combustible. En particulier, le micro cogénérateur **Hybris Power** affiche des gains de 15 à 30 % en utilisant des méthodes marginales. Enfin, malgré un rendement global moindre par rapport à son système de référence (94/100%), la pile à combustible procure des gains de l'ordre de 25 à 50 % sous un calcul marginal. Cette analyse révèle donc que l'évaluation des gains environnementaux de ces systèmes est très sensible aux hypothèses prises en termes de facteurs d'émissions de CO₂ et donc au contexte régional. Aussi, il ressort que seules des méthodes marginales permettent des gains positifs pour les technologies au gaz naturel même à haut rendement électrique.

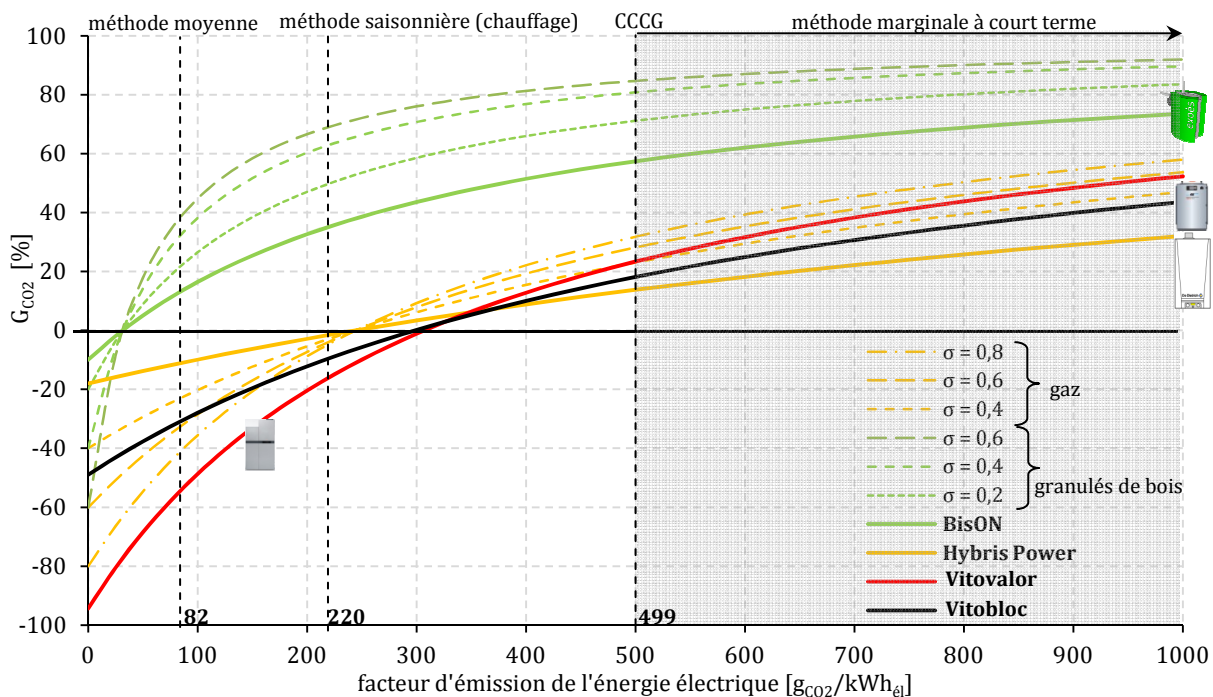


Fig. V.7 – Gains relatifs algébriques selon le facteur d'émission de l'électricité centralisée.

V.1.2.2.2. Comparaison absolue

Chaque système est maintenant évalué individuellement en caractérisant son facteur d'émission e_{th} de l'énergie finale thermique produite en g_{CO_2}/kWh_{th} (cf. Eq. V.5).

$$e_{EF} = \frac{e_{fuel}}{\eta_{th}} - \sigma e_{él} = \frac{(1 + \sigma)e_{fuel}}{\eta_g} - \sigma e_{él} \quad (V.5)$$

La figure V.8 positionne les différentes technologies (micro cogénérateurs et systèmes de référence) en termes de facteurs d'émissions de l'énergie thermique produite et en considérant des facteurs d'émissions en ACV pour les combustibles biomasse (30 g_{CO_2}/kWh_{PCI}) et gaz naturel (244 g_{CO_2}/kWh_{PCI}). Il résulte que le micro cogénérateur à granulés de bois, malgré son faible rendement électrique, est la technologie la plus compétitive jusqu'à un facteur d'émission de l'électricité de 700 $g_{CO_2}/kWh_{él}$. Il apparaît que les micro cogénérateurs à gaz sont compétitifs par rapport aux systèmes de référence (générateur gaz à condensation et PAC) seulement avec des méthodes de calculs marginales ($e_{él} > 500 g_{CO_2}/kWh_{él}$). Encore une fois, cette analyse révèle que l'évaluation des réductions d'émissions de CO_2 de ces systèmes est très sensible aux hypothèses prises en termes de facteurs d'émissions qui sont à manier avec rigueur et précision.

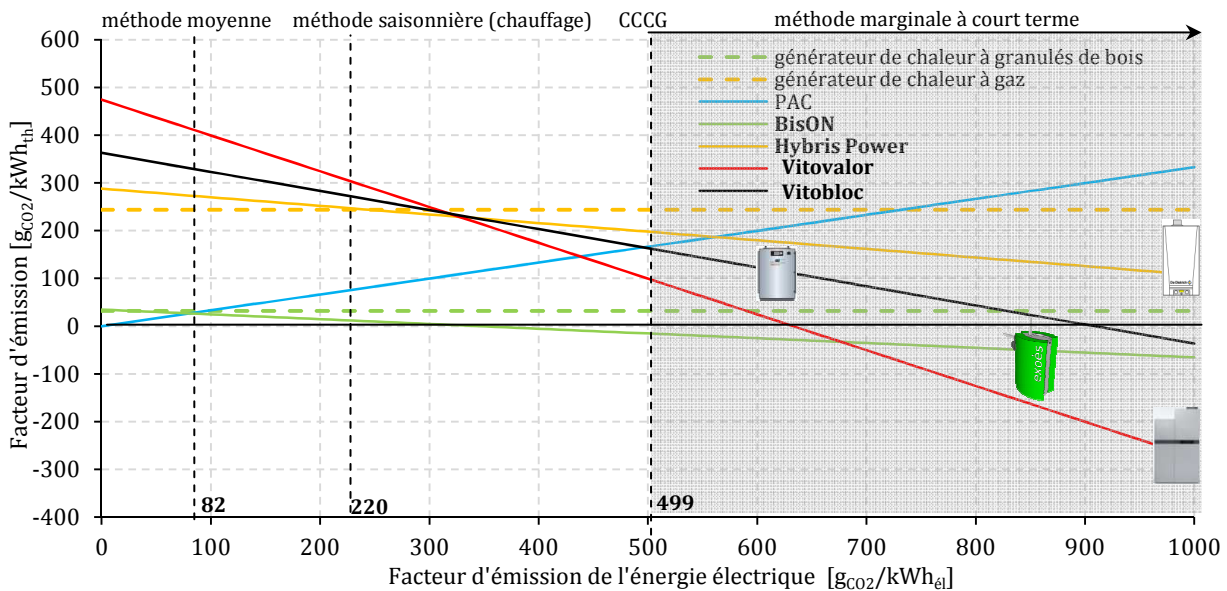


Fig. V.8 – Facteurs d'émission de la chaleur produite de différentes technologies.

V.1.3. Analyse économique

La performance et le développement de la micro cogénération sont liés à son potentiel économique. Ces gains économiques procurés en comparaison à une production séparée de chaleur et d'électricité résident encore une fois dans l'utilisation rationnelle de l'énergie primaire. En effet, les économies d'énergie primaire précédemment évaluées induisent des économies en termes de coûts d'exploitation par la simple baisse du recours aux ressources d'énergie primaire. Cette partie propose une analyse quantitative des gains économiques potentiels procurés par des systèmes de micro cogénération.

V.1.3.1. Coût des énergies

Un bilan économique s'établit en fonction du coût des énergies primaires et électriques qui dépendent du marché et des fournisseurs nationaux. Le service statistique du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (le Service de l'Observation et des Statistiques **(SOeS)**) et l'institut européen de statistique **Eurostat** fournissent des valeurs moyennes via leurs bases de données [SOE15-2] [EUR15]. Celles-ci sont basées sur des statistiques sur la consommation des ménages et incluent les frais d'abonnement (pour l'électricité et le gaz notamment) et de transport (pour les granulés de bois ou le propane). La figure V.9 donne l'évolution des prix des énergies dans le contexte français et européen (seulement pour le gaz et l'électricité) depuis 2007.

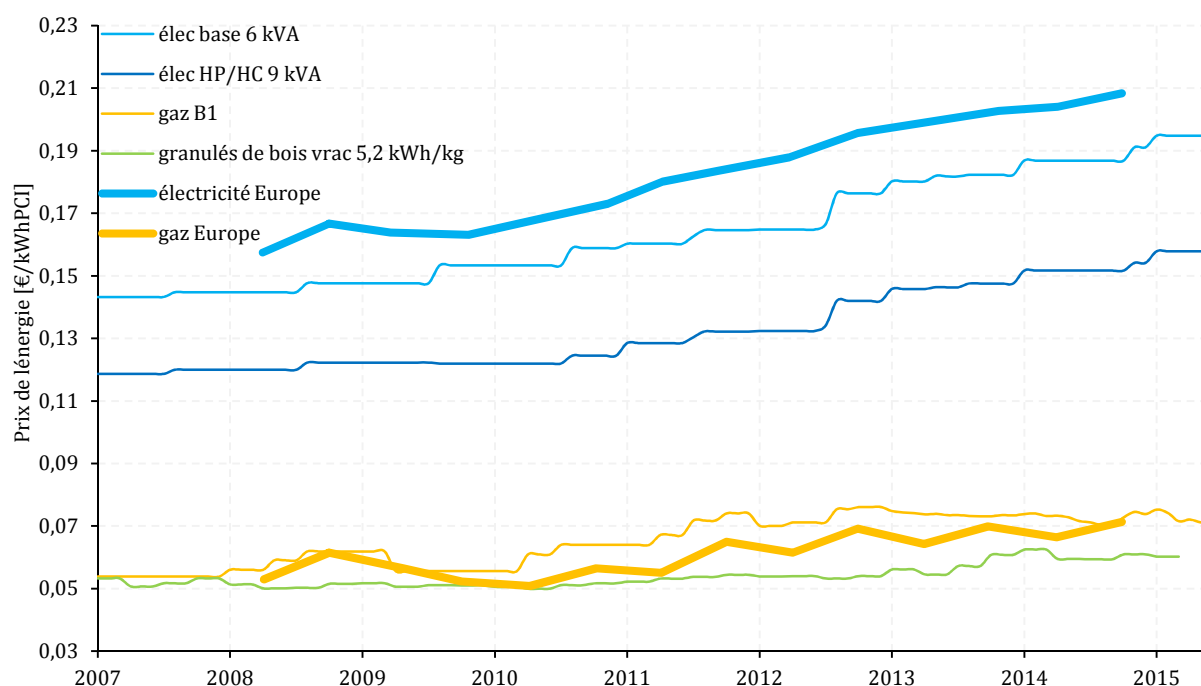


Fig. V.9 – Prix de l'énergie en France [SOE15-2] et prix du gaz et de l'électricité moyen en Europe [EUR15].

Le prix varie donc de manière variable selon le type d'énergie. Le gaz naturel et les granulés de bois ont ainsi un prix relativement stable depuis une décennie malgré la hausse de la demande. Le prix du gaz, réglementé en France pour les particuliers, reste stable et au niveau du prix moyen dans l'Union Européenne. Le prix de l'électricité a augmenté quant à lui de 36 % en 8 ans de manière analogue au prix moyen dans l'Union Européenne. En particulier, le prix de l'électricité en France est l'un des plus faibles en Europe d'autant plus quand l'indice du standard de pouvoir d'achat (SPA) lui est appliqué (prix corrigé en fonction du pouvoir d'achat national) [EUR15]. Cependant la France est aussi le pays où ce prix a le plus augmenté dans l'UE entre 2013 et 2014 (+10,2 %)[EUR15]. Il s'avère que le gain économique potentiel induit par une production cogénérée en général est lié au rapport des prix de l'énergie électrique et de l'énergie primaire (gaz, fioul, biomasse ou autre) (cf. §V.1.3.5). Ce rapport est déterminé pour chaque pays européen à la figure V.10 en considérant le prix de l'énergie gaz et de l'énergie des granulés de bois. Ces ratios varient en 2014 de 1,3 à 4,4 pour le gaz et de 2,9 à 5,6 pour les granulés de bois. Il est à noter que la France présente des rapports parmi les moins élevés en Europe ce qui en fait donc un pays moins favorable au développement des technologies de micro cogénération.

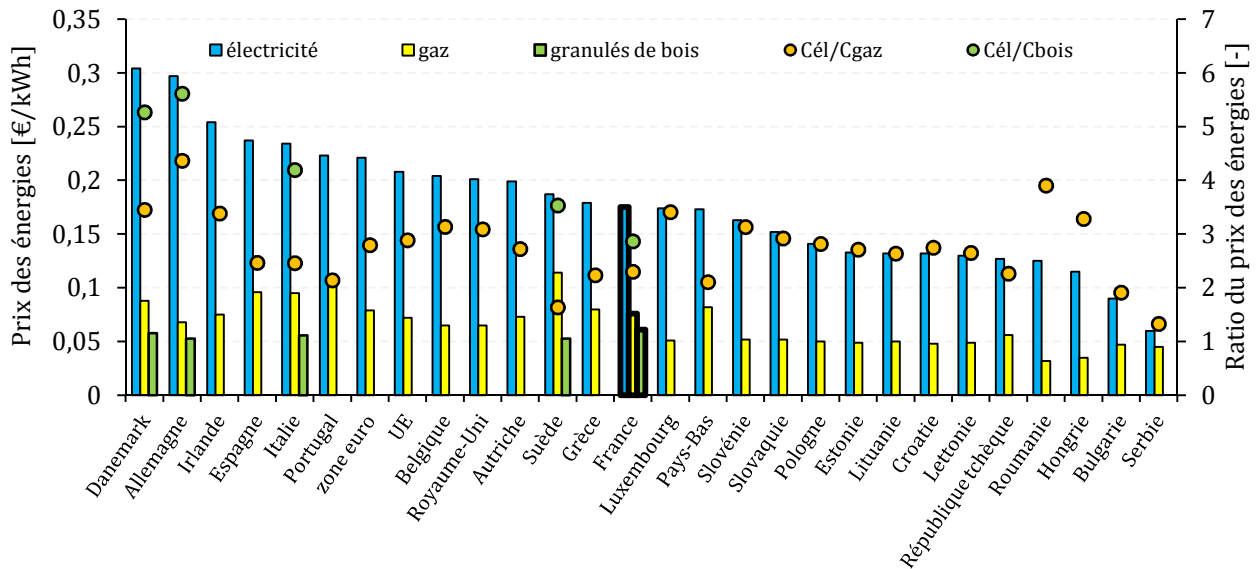


Fig. V.10 – Prix moyens des énergies gaz, granulés de bois et de l’électricité en 2014 et ratios économiques.

V.1.3.2. Structure tarifaire du gaz en France

La structure tarifaire des combustibles gaz est en général une structure simple à prix fixes qui n’intègrent pas de variations horo-saisonniers. En effet, malgré la volatilité de la demande des particuliers, les combustibles gaz offrent une flexibilité élevée notamment grâce à leurs capacités de stockage. Au niveau national, différents fournisseurs proposent des offres à destination des particuliers (**EDF, ES, ENGIE, Direct Energie, etc.**). Ces tarifs sont donnés en €/kWh_{PCS} et dépendent du niveau de consommation annuelle de gaz et de la zone géographique (les zones de prix sont définies en fonction des coûts de transport, de distribution et de stockage). Le tableau V.6 donne l’exemple de la structure tarifaire du prix du gaz naturel d’**EDF** [EDF115-3] au 01/08/15 pour des applications de chauffage :

Tab. V.6 – Structure tarifaire du prix du gaz naturel fourni par **EDF** [EDF15-3].

zone	1	2	3	4	5	6	
Prix du kWh _{PCS} [c€TTC/kWh _{PCS}]	6 000 à 11 000 kWh _{PCS} /an	5,3	5,42	5,39	5,49	5,73	6,21
	> 11 000 kWh _{PCS} /an	5,08	5,21	5,22	5,3	5,51	6,09

Le tarif réglementé TTC (hors abonnement) moyen des différents fournisseurs de gaz naturel est d’environ 5,5 c€/kWh_{PCS} soit de l’ordre de 6 c€/kWh_{PCI} au 01/08/15 (valeur considérée par la suite).

V.1.3.3. Structures tarifaires de l’électricité

D’abord, la structure tarifaire la plus simple consiste à des prix fixes de l’électricité. Au niveau national, différents fournisseurs proposent des offres à destination des particuliers (**EDF, ES, Direct Energie, etc.**). Le tarif dit de « base » consiste en un prix fixe réglementé de l’énergie électrique. Le tarif réglementé TTC (hors abonnement) proposé par **EDF** est de 14,67 c€/kWh_{el} au 01/08/15. Ensuite, d’autres structures tarifaires plus élaborées existent. A l’inverse du gaz naturel et de la biomasse qui se stockent et dont les prix peuvent être considérés comme stables à l’échelle d’un jour voire d’une semaine ou d’un mois, l’électricité est une énergie qui doit s’ajuster en temps réel et de manière précise à la demande avec une capacité de stockage très faible. Cette contrainte a fait émerger des structures tarifaires variables pour traduire cet état de l’offre et de la demande qui se tend pendant les pointes horo-saisonniers.

La structure variable la plus simple consiste à utiliser une variation uniquement horaire en distinguant des heures dites « creuses » (HC) et de celles dites « pleines » (HP) qui reflètent l'activité des consommateurs. L'option « Heures Creuses » proposée par **EDF** fixe des tarifs de 11,14 c€/kWh_{el} en HC et 16,00 c€/kWh_{el} en HP au 01/08/15. Enfin, une structure plus élaborée intégrant une variation saisonnière s'avère encore plus adaptée aux variations horo-saisonnières de la production. Au niveau national, l'option TEMPO (anciennement EJP) d'**EDF** propose un tarif horo-saisonnier basé sur un code couleur (tarifs bleu, blanc et rouge). **EDF** indique la couleur du jour J+1 le jour J : couleur dépendant de la prévision de la demande électrique : la couleur rouge étant réservée aux pointes hivernales extrêmes. Contractuellement, il y a 300 jours « bleus », 43 jours « blancs » et 22 jours « rouge ». Le tableau V.7 donne la tarification au 01/08/2015 de l'offre TEMPO [EDF15-2].

Tab. V.7 – Tarifs de l'option TEMPO d'**EDF** (HC : 22h – 6h /HP : 6h – 22h) [EDF15-2].

Prix du kWh _{el} [c€TTC/kWh _{el}]					
bleu		blanc		rouge	
HC	HP	HC	HP	HC	HP
9,31	11,11	13,00	15,49	23,66	61,71

Enfin, il existe des prix variables issus de marchés de l'électricité. La bourse **EPEX SPOT** gère par exemple le marché de l'électricité pour la France, l'Allemagne, l'Autriche, la Suisse et le Luxembourg. Elle diffuse un indice **ELIX** (European Electricity Index) qui n'est pas encore utilisé en pratique, mais qui simule le futur prix reflétant l'état de l'offre et de la demande au niveau du réseau interconnecté [EPE15]. Ce prix remplacerait l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) actuellement de 42 €/MW_{el} au 31/12/14. Le tableau V.8 présente la structure tarifaire et de taxation de l'électricité en France pour le particulier où l'indice ELIX peut venir s'insérer.

Tab. V.8 – Structure tarifaire de l'électricité en France [DGT13] [EDF15-2] [MED14].

Composante du tarif	Valeur	Organisme de gestion	Organisme bénéficiaire	
TVA [%]	20	Etat	Etat	} espace régulé
Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) [c€HT/kWh _{el}]	0,96			
Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) [c€HT/kWh _{el}]	1,65			
Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) [c€HT/kWh _{el}]	4			
Fourniture [c€HT/kWh _{el}]	ARENH - ELIX	Etat - EPEX	Fournisseur (EDF, etc.)	} espace concurrentiel
Commercialisation [%]	0,15	Fournisseur (EDF, etc.)	Fournisseur (EDF, etc.)	

L'état de l'art présenté à la fin du Chapitre II a recensé toutes les structures tarifaires de l'électricité employées. La plupart des études emploient les tarifs régulés fixes ou variables HP/HC. En particulier, Matics et Krost [MAT08] proposent une structure tarifaire de l'électricité horo-saisonnière plus complexe qu'un tarif HP/HC en utilisant trois niveaux de tarification (heures creuses de 21 h à 5h, heures de pointe de 11 h à 13 h et de 18 h à 21 h et heures pleines le reste du temps). Seuls Houwing *et al.* [HOU07] et Alahäivälä *et al.* [ALA15] utilisent des cotations issues de marché spot de l'électricité (respectivement **Amsterdam Power Exchange** et **Nord Pool Spot**). Enfin, les études italiennes de Rosato *et al.* [ROS13] et de Barbieri *et al.* [BAR12] [BAR12-2] emploient des tarifs issus des structures nationales assimilables à des tarifs de marché dont les prix sont horo-saisonniers et dépendent du niveau de consommation. Aussi, Seuls Fubara *et al.* [FUB14] et Merkel *et al.* [MER15] intègrent l'inflation des coûts de l'énergie dans leurs études.

La figure V.11 compare un tarif de base (**EDF**), un tarif HP/HC (TEMPO) et un tarif intégrant l'indice ELIX à la place de l'ARENH dans la structure tarifaire et de taxation française (*cf.* Tab. V.8) pour l'année 2012. Ces tarifs sont également corrélés avec la température extérieure moyenne calculée selon la méthode **RTE** [RTE15] (pondération des températures des villes selon la démographie et l'activité). Cette représentation montre la corrélation entre la rigueur du climat, les périodes d'activité (WE, Noël) et les tarifs dynamiques.

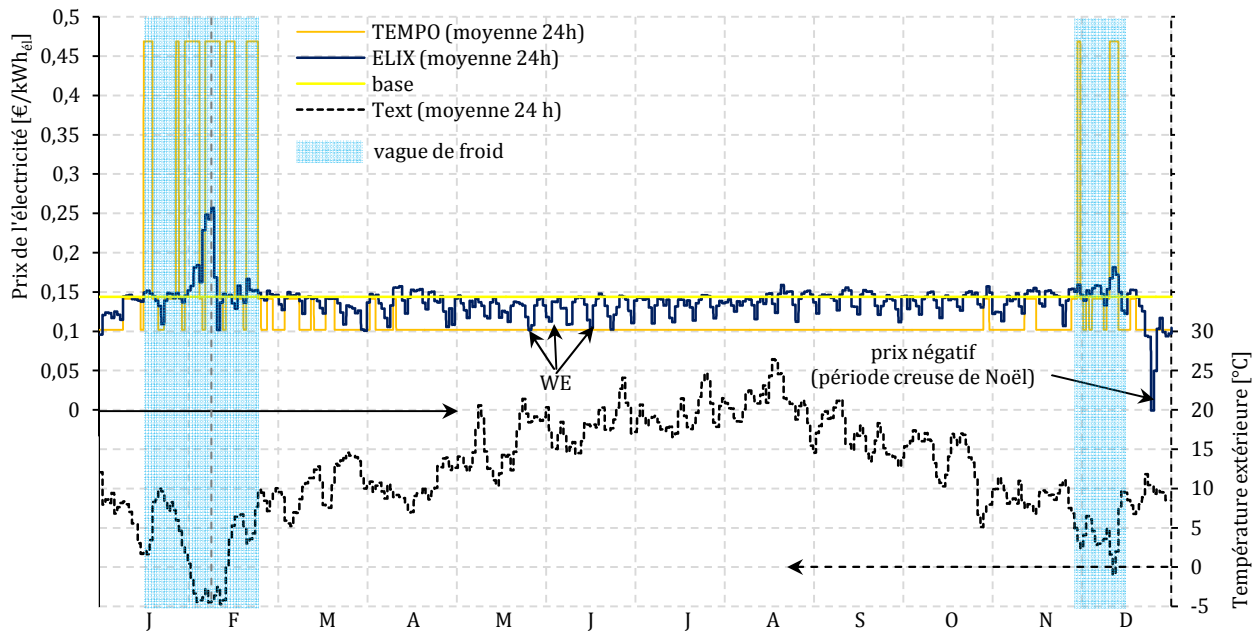


Fig. V.11 – Variation journalo-saisonnière des différents tarifs d'électricité en corrélation avec la température extérieure moyenne et la production électrique nationale française [EPE15][RTE15][MET15].

La figure V.12 montre la concomitance des différents tarifs et de la production électrique nationale pour un jour de pointe hivernale en février 2012.

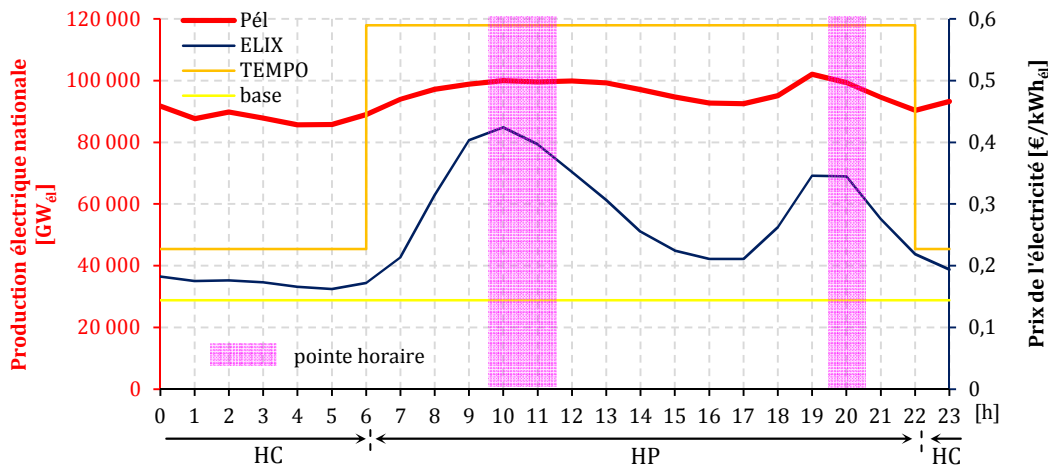


Fig. V.12 – Variation horaire des différents tarifs d'électricité en corrélation avec la production électrique nationale française [EPE15] [RTE15].

Il ressort qu'une tarification horo-saisonnière est adaptée au contexte français marqué par une production thermo-sensible. En effet, des tarifs élevés pendant les pointes de demande de chauffage et d'éclairage permettent de dissuader de consommer de l'électricité et d'éviter la mise en route de centrales thermiques de pointes coûteuses et carbonées (cf. Annexe G). *In fine*, ces tarifs dissuasifs profitent potentiellement en parallèle à des systèmes de micro cogénération qui produiront « naturellement » plus d'électricité pendant ces périodes ce qui évitera l'importation d'électricité à prix élevé pendant les pointes horaires (matin et soir) et pendant l'hiver et permettra l'importation d'électricité à prix bas l'été notamment.

Il apparaît donc que des tarifications dynamiques horo-saisonnières sont encore peu prises en compte dans la littérature alors qu'il est judicieux de les employer pour l'étude de systèmes de micro cogénération.

V.1.3.4. La marge de production électrique: le Spark Spread adapté à la cogénération

La rentabilité économique d'un moyen de production électrique centralisé est déterminée par l'indicateur Spark Spread (*SS*) pour les centrales au gaz ou Dark Spread (*DS*) pour les centrales au charbon. Le *SS* ou le *DS* est la marge brute théorique d'une centrale électrique au gaz ou au charbon pour vendre une unité d'énergie électrique après l'achat du combustible. Tous les autres coûts (exploitation et d'entretien, capital et autres frais financiers) doivent être couverts par cette marge (cf. Eq. V.6).

$$SS \text{ ou } DS = C_{\text{él}} - \frac{C_{\text{fuel}}}{\eta_{\text{él}}} \quad (\text{fuel} = \text{gaz ou charbon}) \quad (\text{V.6})$$

Les considérations environnementales ont fait évoluer ces indicateurs pour prendre en compte économiquement l'impact environnemental des centrales électriques via leurs émissions de CO₂. Ces indicateurs sont donc modifiés en ajoutant une pénalité financière : chaque kg de CO₂ émis a une valeur financière : *C*_{CO₂} en €/kg_{CO₂}. Les indicateurs *SS* et *DS* deviennent Clean Spark Spread (*CSS*) et Clean Dark Spread (*CDS*) (cf. Eq. V.7).

$$CSS \text{ ou } CDS = C_{\text{él}} - \frac{C_{\text{fuel}}}{\eta_{\text{él}}} - C_{\text{CO}_2} e_{\text{él}} \quad (\text{fuel} = \text{gaz ou charbon}) \quad (\text{V.7})$$

L'Europe a mis en place une bourse Carbone pour coter les émissions de CO₂ : ce sont les quotas européens d'émission (European Union Allowances : **EUAs**). Le système communautaire d'échange de ces quotas (SCEQE) est décrit dans la directive 2003/87/CE et est mis en place pour « favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans des conditions économiquement efficaces et performantes » [UE09-1]. La bourse **EEX** [EEX15] fournit la cotation des émissions de CO₂ oscillant entre 3 et 18 €/t_{CO₂} (cf. Fig. V.13).

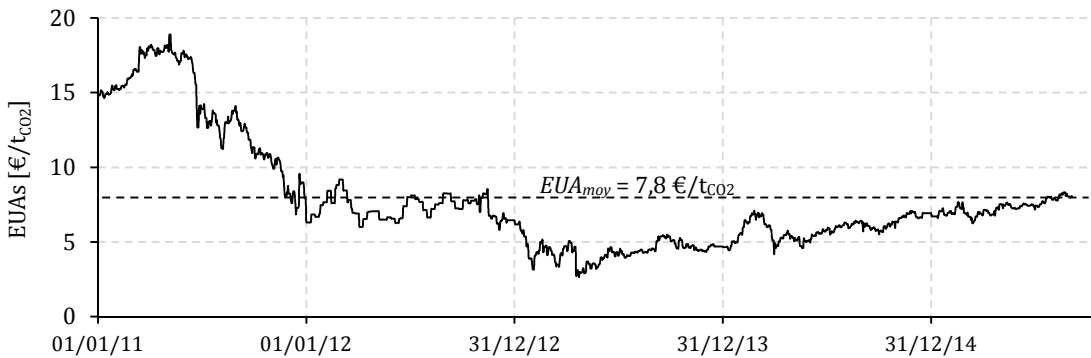


Fig. V.13 – EUAs entre 2011 et 2015 [EEX15].

Un nouvel indicateur économique similaire aux indicateurs *SS* et *DS* permet d'évaluer la marge financière d'une production cogénérée par rapport à une production séparée de chaleur et d'électricité. A la différence du *SS* ou du *DS*, ce Spark Spread de cogénération *SSC* compare la différence de marge réalisée entre une production séparée et une production cogénérée sachant qu'1 kWh_{él} génère 1/σ kWh_{th}.

$$SSC = C_{\text{él}} + \frac{1}{\sigma} \left(\frac{C_{\text{fuel}}^{\text{SHP}}}{\eta_{\text{th}}^{\text{SHP}}} - \frac{C_{\text{fuel}}^{\text{CHP}}}{\eta_{\text{th}}^{\text{CHP}}} \right) = C_{\text{él}} + \frac{1}{\sigma} \left(\frac{C_{\text{fuel}}^{\text{SHP}}}{\eta_{\text{th}}^{\text{SHP}}} - \frac{C_{\text{fuel}}^{\text{CHP}}(1 + \sigma)}{\eta_{\text{g}}^{\text{CHP}}} \right) \quad (\text{V.8})$$

Cet indice peut être modifié en intégrant la valorisation des émissions de CO₂ évitées. L'indice *SSC* devient alors Clean Spark Spread de cogénération: *CSSC* :

$$CSSC = SSC + C_{\text{CO}_2} \left[e_{\text{él}} + \frac{1}{\sigma} \left(\frac{e_{\text{fuel}}^{\text{SHP}}}{\eta_{\text{th}}^{\text{SHP}}} - \frac{e_{\text{fuel}}^{\text{CHP}}(1 + \sigma)}{\eta_{\text{g}}^{\text{CHP}}} \right) \right] \quad (\text{V.9})$$

La figure V.14 donne l'indicateur *CSSC* pour différentes configurations et pour trois cotations du CO_2 différentes (0 - 0,01 et 0,02 €/kg $_{CO_2}$). Le tableau V.9 donne les prix des énergies utilisés pour ces calculs.

Tab. V.9 – Prix des énergies utilisés pour ces calculs.

Energie	Electricité (base - 6 kVA)	Gaz (B1)	Granulés de bois (vrac)
Coût [€/kWh $_{el}$]	0,1948	0,0753	0,0603

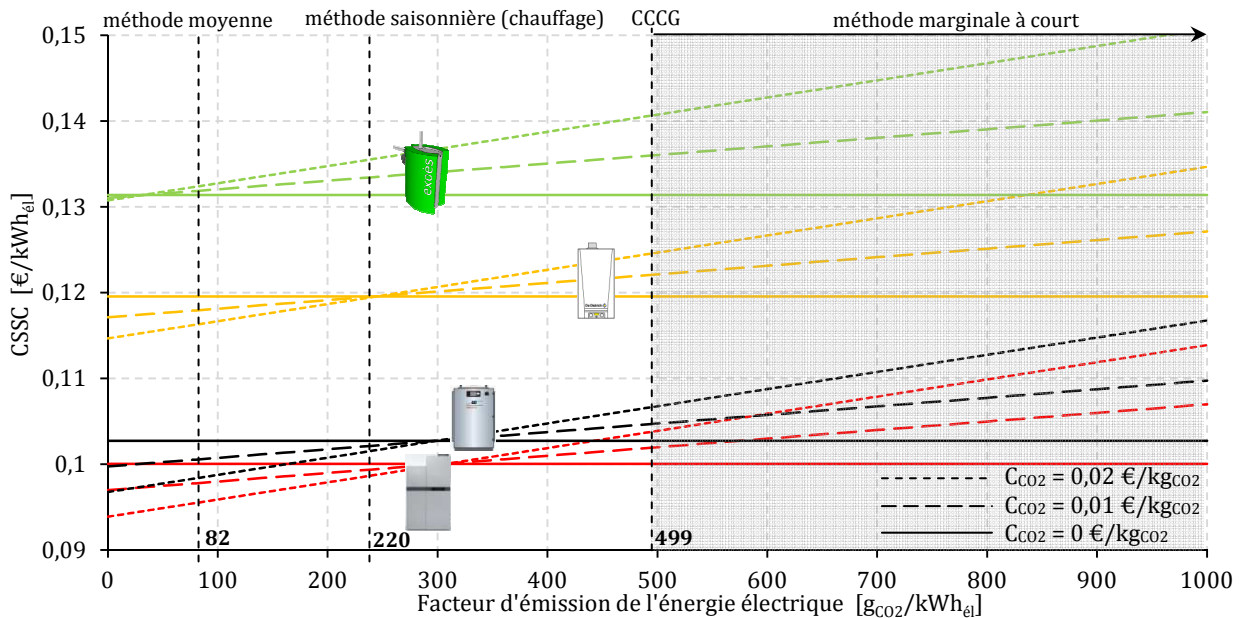


Fig. V.14 – Indicateur *CSSC* des systèmes de micro cogénération.

L'indicateur *CSSC* montre donc les marges réalisées d'une production de chaleur et d'électricité micro cogénérée par rapport à une production séparée. Celles-ci s'échelonnent de 0,1 (PàC) à 0,13 (granulés de bois) €/kWh $_{el}$ sans la prise en compte de la cotation du CO_2 . Il est à noter que cette représentation occulte le volume de production électrique qui favorise les systèmes à haut ratio caractéristique. En effet, ici la pile à combustible présente un indicateur *CSSC* plus faible que le micro cogénérateur biomasse, cependant son meilleur rendement électrique permettra une production électrique et des gains annuels plus élevés. Enfin, ces marges augmentent de manière significative en prenant en compte la valorisation des émissions de CO_2 évitées : jusqu'à 2 c€/kWh $_{el}$ dans le cas le plus favorable. Enfin, seules des méthodes de calculs marginales du facteur d'émission de l'électricité centralisée permettent d'en tirer un bénéfice significatif pour les technologies gaz ($e_{el} > 300g_{CO_2}/kWh_{el}$).

V.1.3.5. Réduction des coûts d'exploitation

V.1.3.5.1. Comparaison relative

La micro cogénération induit potentiellement un bénéfice économique via la baisse du recours à l'énergie primaire et via l'autoconsommation ou l'exportation de l'électricité autoproduite (baisse de facture ou revente). Ce gain économique relatif *G* d'un système de micro cogénération par rapport à une production séparée de chaleur et d'électricité est donné à l'équation V.10 :

$$G = 1 - \frac{C_{fuel}^{CHP}}{\eta_{th}^{CHP} \left(\frac{C_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} + \sigma C_{el} \right)} = 1 - \frac{(1 + \sigma) C_{fuel}^{CHP}}{\eta_g^{CHP} \left(\frac{C_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} + \sigma C_{el} \right)} \quad (V.10)$$

Dans le cas où les productions cogénérée et séparée de chaleur et d'électricité utilisent la même énergie primaire : le ratio tarifaire ρ apparaît (cf. Eq. 11).

$$G = 1 - \frac{1 + \sigma}{\eta_g^{CHP} \left(\frac{1}{\eta_{th}^{SHP}} + \sigma \rho \right)} \quad \text{avec} \quad C_{fuel}^{SHP} = C_{fuel}^{CHP} \quad \text{et} \quad \rho = \frac{C_{\text{él}}}{C_{fuel}} \quad (V.11)$$

La figure V.15 présente une étude paramétrique des gains économiques de systèmes de micro cogénération selon la technologie et une plage de ratio tarifaire de 1 à 6. De plus, les plages constatées en Europe y sont mises en évidence. Une production cogénérée permet donc des gains de l'ordre de 15 à 60 % pour les technologies gaz et de 15 à 70 % pour les technologies biomasse. En particulier, les micro cogénérateurs **BisON** et **Hybris Power** permettent des gains en France en 2014 respectivement de 14 % et de 16 %. Il est à noter que le contexte tarifaire allemand permet de doubler au minimum les gains économiques relatifs sur le coût d'exploitation.

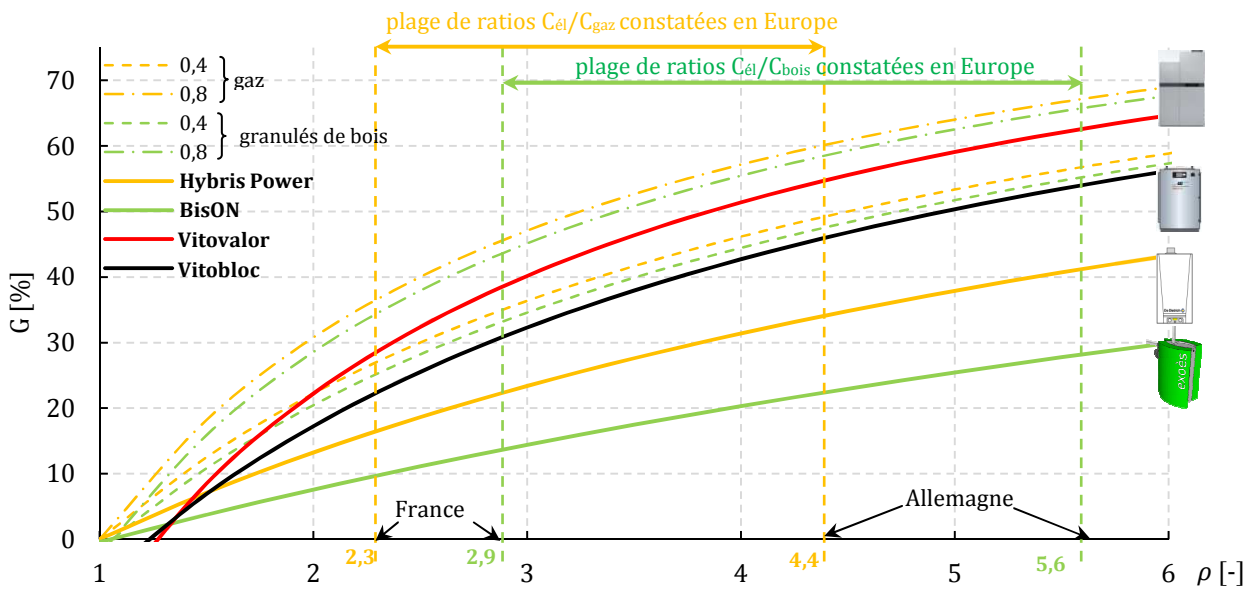


Fig. V.15 – Gains économiques en fonction du ratio tarifaire et de la technologie.

V.1.3.5.2. Comparaison absolue

Chaque système est maintenant évalué individuellement en caractérisant son coût d'exploitation (ou de production thermique) spécifique CE (en €/kWh_{th}). La production d'électricité permet donc une valorisation (en autoconsommation ou en exportation) qui est retranchée au coût de production d'un kWh_{th}. De plus, les émissions de CO₂ sont valorisées à hauteur d'une cotation variable de 0 à 0,2 €/kg_{CO2} (cf. Eq. V.12).

$$CE = \frac{C_{fuel} + e_{fuel}C_{CO_2}}{\eta_{th}} - \sigma(C_{\text{él}} + e_{\text{él}}C_{CO_2}) = \frac{(1 + \sigma)(C_{fuel} + e_{fuel}C_{CO_2})}{\eta_g} - \sigma(C_{\text{él}} + e_{\text{él}}C_{CO_2}) \quad (V.12)$$

La figure V.16 positionne chaque technologie en termes de coûts d'exploitation où les prix de l'énergie sont issus du tableau V.9. Il résulte que la technologie à pile à combustible offre les coûts de production les plus faibles voire négatifs en raison d'un ratio caractéristique de puissance élevé. L'impact du coût du CO₂ évité y est le plus marqué également. Cependant cet impact est favorable à partir de facteurs d'émissions de l'électricité centralisée supérieurs à 630 g_{CO2}/kWh_{él}. De plus, il s'avère que les micro cogénérateurs **BisON** et **Hybris Power** ont des coûts de production similaires, et malgré un rendement électrique plus faible, le système **BisON** présente des coûts légèrement inférieurs. Aussi, l'impact du coût du CO₂ évité est peu sensible en raison des faibles ratios caractéristiques de puissance de ces deux systèmes.

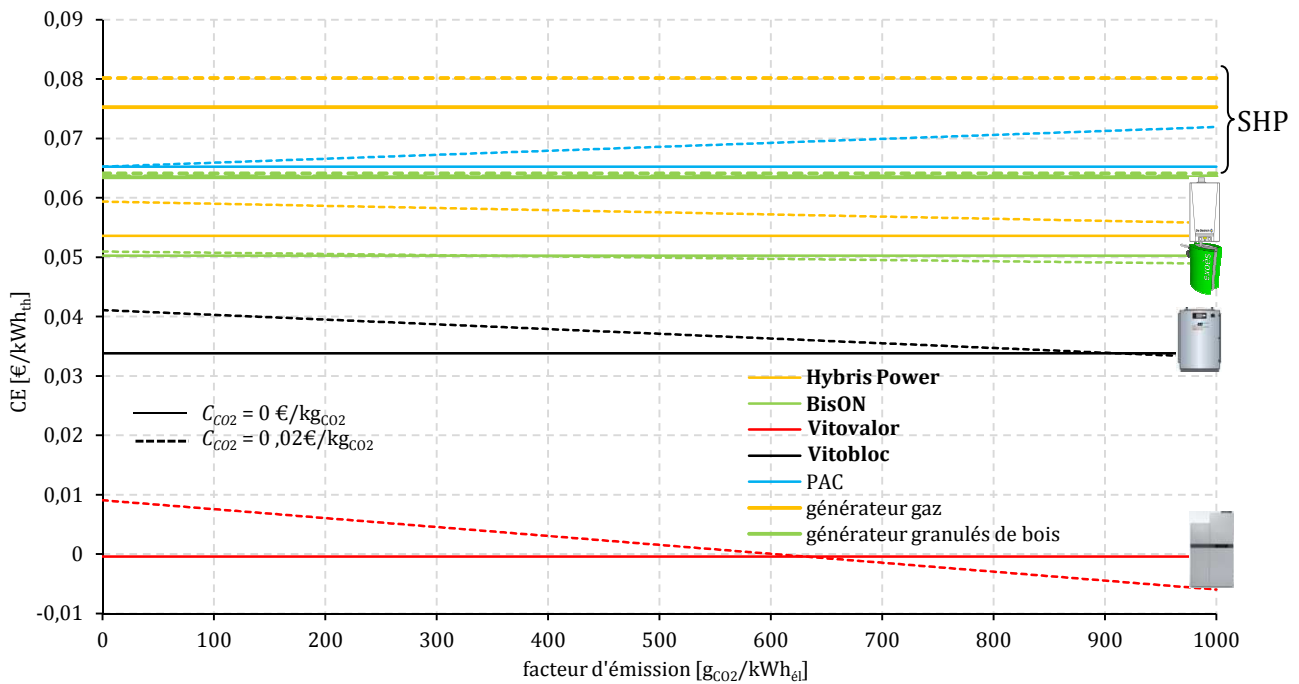


Fig. V.16 – Coûts d'exploitation de différents moyens de production de chaleur.

Ces mêmes calculs menés dans le contexte allemand conduisent à des coûts de productions inférieurs de 40 % pour l'**Hybris Power** et jusqu'à 400 % pour la pile à combustible.

V.1.3.5.3. Valorisation des économies d'énergie primaire

La production micro cogénérée d'électricité permet de réaliser des économies d'énergie primaire qui se traduisent directement par une baisse de la facture énergétique pour l'achat du combustible. Cependant, pour encourager les solutions de production d'énergie renouvelable, souvent onéreuses à l'investissement, certains dispositifs existent. La France a mis en œuvre un dispositif depuis 2005 pour la maîtrise de la demande énergétique. Celui-ci prend la forme de certificats d'économie d'énergie (CEE) et sont définis comme : « une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie appelés les « obligés » (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et nouvellement les carburants pour automobiles). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès de leurs clients : ménages, collectivités territoriales ou professionnels » [MED15].

Un registre national des CEE a été mis en place sous le nom d'**Emmy** [EMM15]. Celui-ci est destiné à tenir la comptabilité des certificats obtenus, acquis ou restitués à l'Etat et a en publier la cotation et le volume. L'unité de mesure des CEE est le kWh d'énergie finale cumulée et actualisée sur la durée de vie du produit (kWh_{cumac}). Cela représente une quantité d'énergie qui aura été économisée grâce aux opérations d'économies d'énergie mises en place. Ces CEE visent à encourager l'investissement qui permet de réduire sa facture énergétique que ce soit pour des systèmes ou pour des actions sur le bâtiment (isolation, étanchéité, ouvrants, etc.).

La figure V.17 donne la cotation moyenne mensuelle depuis 2010 d'un CEE qui oscille entre 0,25 et 0,45 c€/kWh_{cumac}.

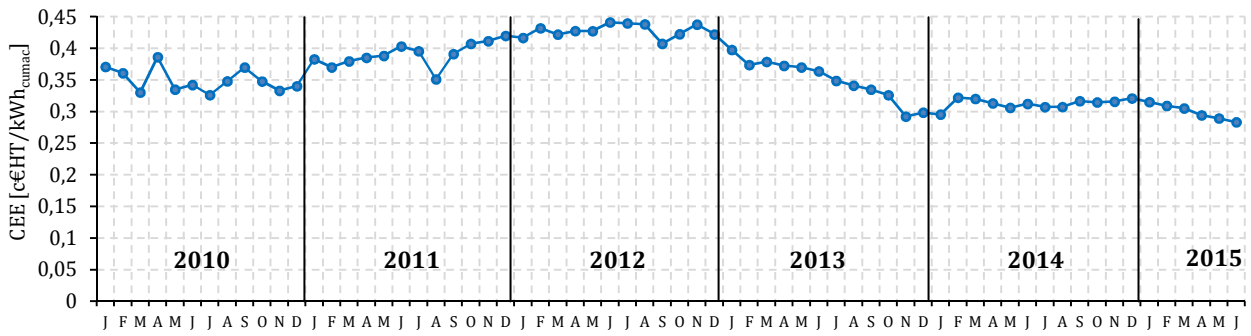


Fig. V.17 – Cotations sur le registre national des CEE : **EMMY** [EMM15].

L'intégration de la valorisation des économies d'énergie primaire dans les gains économiques relatifs est formulée à l'équation V.13 :

$$G_{CEE} = 1 - \frac{(1 + \sigma)C_{fuel}^{CHP} - C_{CEE} \left(\frac{k_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} - \frac{(1 + \sigma)}{\eta_g^{CHP}} k_{fuel}^{SHP} + \sigma k_{él} \right)}{\eta_g^{CHP} \left(\frac{C_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} + \sigma C_{él} \right)} \quad (V.13)$$

Enfin, l'intégration combinée de la valorisation des économies d'énergie primaire et des émissions de CO₂ évitées dans les gains économiques relatifs est donnée à l'équation V.14.

$$GE_{CO_2+CEE} = 1 - \frac{(1 + \sigma)C_{fuel}^{CHP} - C_{CEE} \left(\frac{k_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} - \frac{(1 + \sigma)}{\eta_g^{CHP}} k_{fuel}^{SHP} + \sigma k_{él} \right) - C_{CO_2} \left(\frac{e_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} - \frac{(1 + \sigma)}{\eta_g^{CHP}} e_{fuel}^{SHP} + \bar{\sigma} e_{grid}^{SHP} \right)}{\eta_g^{CHP} \left(\frac{C_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} + \sigma C_{él} \right)} \quad (V.14)$$

La figure V.18 présente les gains économiques pour quatre configurations (avec et sans CEE et/ou avec et sans valorisation des émissions de CO₂ évitées) appliquées aux micro cogénérateurs **Hybris Power** et **BisON** sur une plage de ratio tarifaire ρ de 2 à 4. Les facteurs considérés sont les facteurs d'énergie primaire réglementaires et les facteurs d'émissions de CO₂ en ACV (production par CCCG : 499 g_{CO2}/kWh_{él}). Les CEE sont valorisées à hauteur de 0,3 c€/kWh_{EP} et les émissions de CO₂ évitées à hauteur de 1 c€/kg_{CO2}. Il résulte que l'impact des CEE est équivalent à la valorisation des émissions de CO₂ pour la technologie biomasse : ceux-ci restant très peu sensibles malgré tout. Pour la technologie gaz, la valorisation des émissions de CO₂ évitées est quasiment négligeable. Au final, le gain combiné de ces valorisations reste faible : il permet des gains de l'ordre de 1 à 2 points seulement.

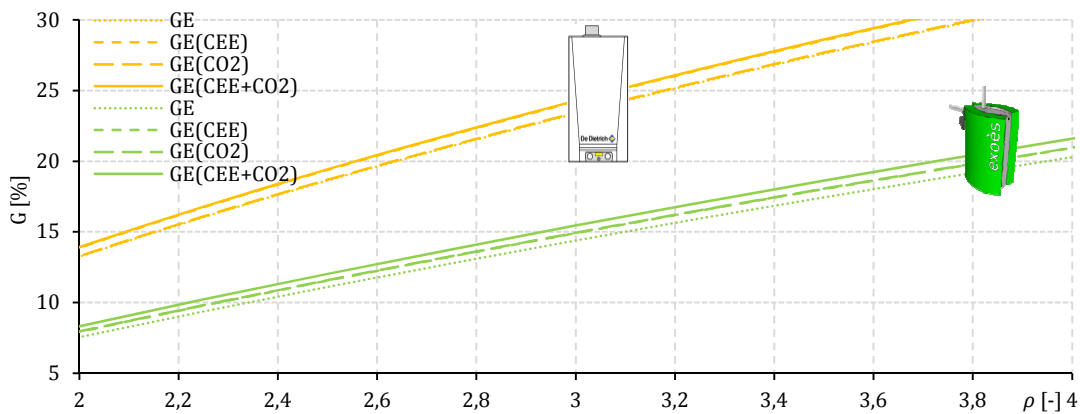


Fig. V.18 – Gains économiques relatifs intégrant la valorisation des CEE et des émissions de CO₂ évitées.

V.2. Analyse simplifiée de l'interaction micro cogénérateur/ bâtiment/réseau électrique dans le contexte français

V.2.1. Impact des instationnarités de la production et de la demande

Théoriquement, dans des conditions nominales, idéales et stationnaires, la production cogénérée de chaleur induit des bénéfices au niveau énergétique, environnemental et économique. Cependant, divers éléments non pris en compte précédemment peuvent venir modifier la quantification de ces gains.

Tout d'abord, l'aspect dynamique a pour le moment été négligé, or celui-ci peut avoir un impact important. Au niveau énergétique par exemple, le rendement électrique annuel des systèmes va dépendre de leur durée de cycle de fonctionnement (*cf.* Chapitres III et IV), et le rendement nominal sera rarement atteint. Ensuite, la régulation des systèmes a potentiellement un impact important dans la mesure où les différents paramètres qui influencent les gains d'une production cogénérée possèdent de grandes variations horo-saisonnnières. Le démarrage de ces systèmes à des moments opportuns : pendant un pic de demande électrique en hiver ou pendant un pic horaire le soir pourrait permettre d'augmenter davantage leurs performances. Enfin, la production cogénérée implique une production simultanée de chaleur et d'électricité selon un rapport de proportionnalité défini par le ratio caractéristique de puissance. Or, les besoins thermiques (chauffage + ECS) et électriques des bâtiments d'habitations sont faiblement corrélés en pratique. En particulier, les besoins d'ECS et d'électricité sont très « volatils ».

La figure IV.19 montre l'exemple de besoins de chauffage, d'ECS et d'électricité spécifique d'un bâtiment d'habitation pour une journée d'hiver et d'été issus des travaux de modélisation des besoins présentés au Chapitre VI. Cette représentation compare le ratio caractéristique de puissance σ de micro cogénérateurs avec le ratio décliné aux besoins énergétiques dynamiques σ^* . Le dimensionnement d'une installation de micro cogénération sur les seuls besoins thermiques et électriques annuels a donc ses limites : les micro cogénérateurs se retrouvent sous-dimensionnés en hiver et surdimensionnés en été.

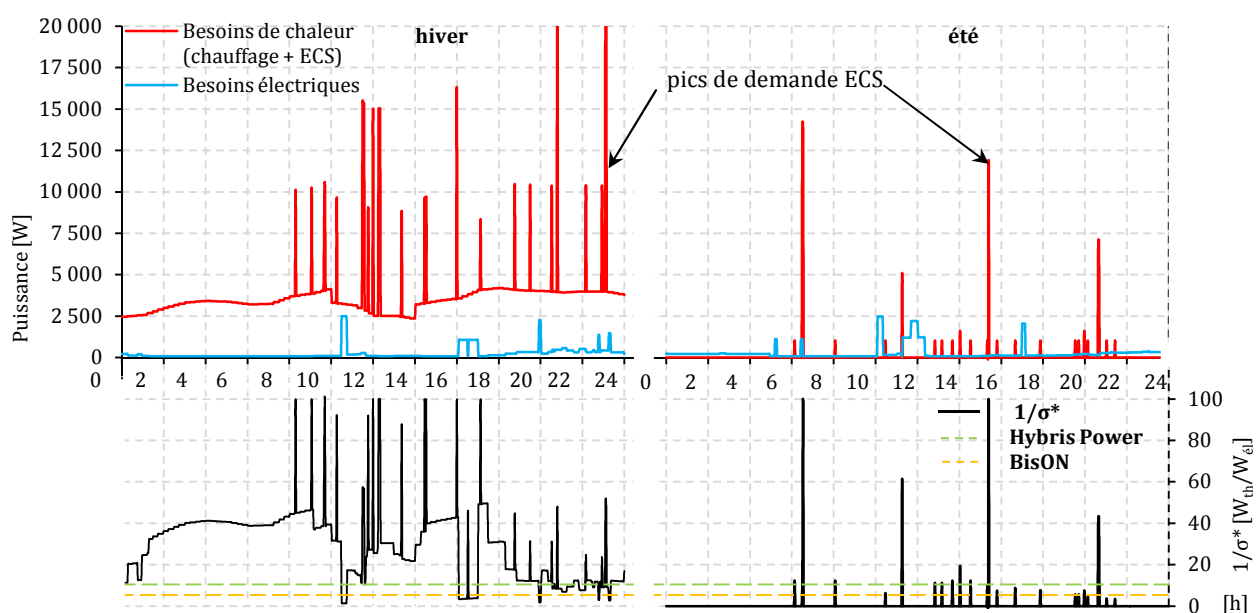


Fig. V.19 – Comparaison dynamique de la demande et de la production énergétique.

Le suivi des seuls besoins électriques en s'affranchissant des besoins thermiques générera un surplus de chaleur au pire perdue et au mieux stockée avec des pertes supplémentaires ainsi qu'un risque d'inconfort thermique. A l'inverse, le suivi des seuls besoins thermiques en s'affranchissant des besoins électriques générera une dépendance vis-à-vis du réseau que ce soit pour y injecter la production excédentaire ou pour y soutirer les besoins électriques non couverts. Une batterie peut venir améliorer l'autoconsommation mais implique des pertes de stockage et un surcoût d'investissement. Pohl *et al.* [POH14] soulignent la faible corrélation entre les besoins thermiques et électriques. En particulier, ils développent une méthodologie originale pour intégrer ces phénomènes de sur ou sous production par rapport aux besoins énergétiques pour le calcul des économies d'énergie primaire réelles. Ils conditionnent le succès de cette technologie à un accroissement de la concomitance de la production et des besoins locaux d'énergie.

V.2.2. Caractérisation des interactions

Energétiquement, un micro cogénérateur seul est caractérisé principalement par ses rendements, ses puissances nominales et son ratio caractéristique de puissance. Intégré dans un environnement physique, ces systèmes vont interagir avec le bâtiment, le réseau électrique et d'éventuels systèmes de stockage énergétique. Avant de caractériser ces interactions, les différents flux énergétiques impliqués sont identifiés (*cf.* Fig. V.20). En particulier, l'interaction avec le réseau électrique distingue trois types de flux électriques : l'électricité autoconsommée E_{AC} , l'électricité exportée E_{out} et l'électricité importée E_{in} .

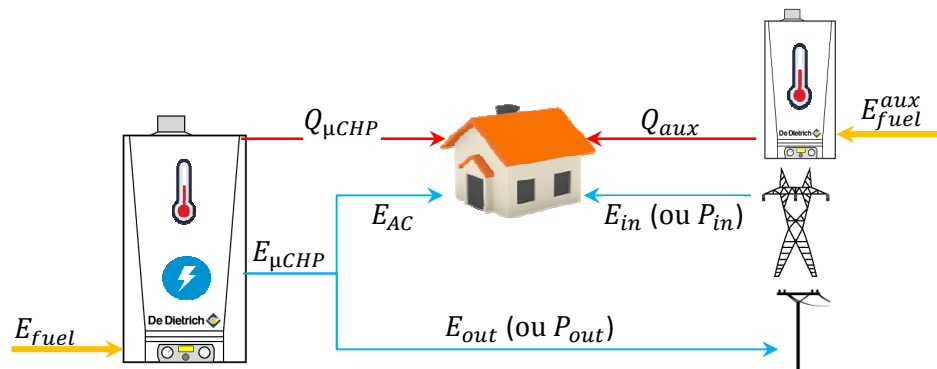


Fig. V.20 - Flux énergétiques entre un micro cogénérateur, un bâtiment et le réseau électrique.

Plusieurs indicateurs permettent de caractériser ces interactions :

- le **taux d'autoconsommation** représentant la part autoconsommée de la production électrique micro cogénérée :

$$TAC = \frac{E_{AC}}{E_{\mu CHP}} \quad (V.15)$$

- le **taux d'autoproduction** (ou d'autosuffisance) défini par le rapport de la production électrique micro cogénérée autoconsommée sur les besoins électriques totaux :

$$TAP = \frac{E_{AC}}{E_{él}} \quad (V.16)$$

- le **taux de couverture électrique** défini par le rapport de la production électrique micro cogénérée sur les besoins totaux :

$$TC_{él} = \frac{E_{\mu CHP}}{E_{él}} \left(= \frac{TAP}{TAC} \right) \quad (V.17)$$

N.B. : Il est à noter que seuls deux de ces trois derniers termes permettent une caractérisation complète de l'interaction énergétique entre un micro cogénérateur, le bâtiment et le réseau.

- la **puissance maximale d'injection** sur le réseau :

$$P_{out}^{max} = \max [P_{\mu CHP}(t) - P_{\acute{e}l}(t)] \quad (V.18)$$

- la **puissance maximum de soutirage** :

$$P_{in}^{max} = \max [P_{\acute{e}l}(t) - P_{\mu CHP}(t)] \quad (V.19)$$

Au niveau de l'interaction thermique entre un micro cogénérateur, un bâtiment et un générateur thermique d'appoint, seul le **taux de couverture thermique** est considéré en supposant que toute la production thermique est autoconsommée (ou stockée transitoirement) :

$$TC_{th} = \frac{Q_{\mu CHP}}{Q_{th}} \quad (V.20)$$

L'ensemble de ces critères vont permettre de quantifier les interactions entre un micro cogénérateur et son environnement d'implantation.

V.2.3. Interactions avec le réseau

L'interaction entre les systèmes de micro cogénération et le réseau électrique a été occultée précédemment, or celle-ci peut avoir un rôle important à tous les niveaux (énergétique, environnemental et économique). Un réseau électrique se caractérise par deux composantes : le réseau de distribution (ou réseau local à l'échelle du quartier ou à l'échelle régionale) et le réseau de distribution (lignes à haute tension, réseau à l'échelle nationale). La figure V.21 montre les différents éléments et les différentes échelles du réseau électrique.

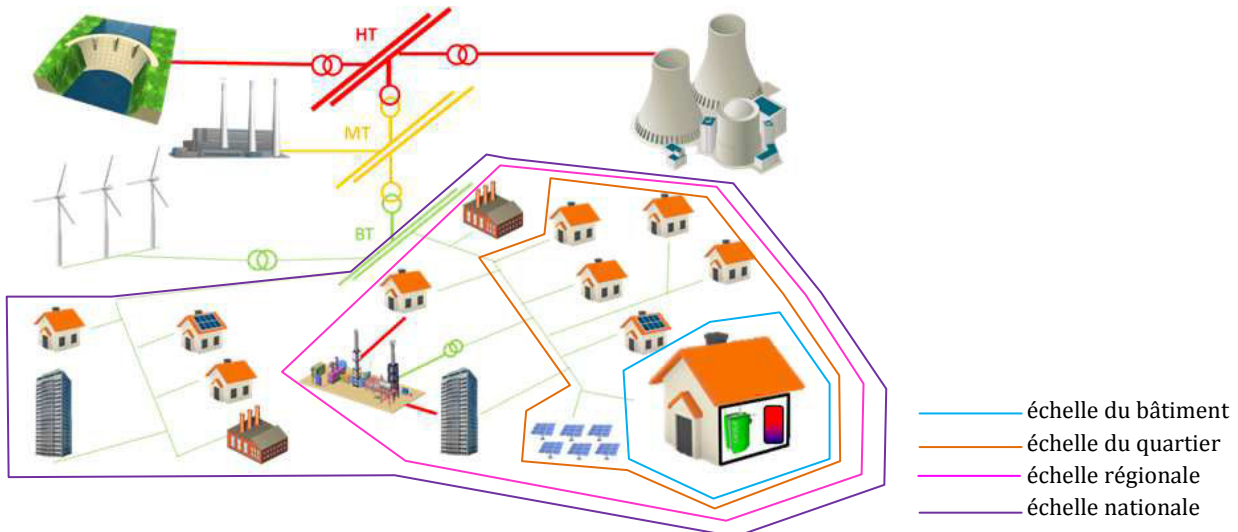


Fig. V.21 – Différentes échelles du réseau électrique national centralisé.

V.2.3.1. Impacts énergétiques

L'électricité autoconsommée ou exportée a un impact différent sur le réseau. En effet, l'autoconsommation évite les pertes sur le réseau que subit l'électricité importée. De plus l'électricité exportée peut être consommée soit localement (quartier) soit plus largement sur le réseau basse tension en fonction des besoins électriques locaux. Le taux de perte en ligne sera différencié par rapport à l'électricité importée. La Commission Européenne donne des coefficients de pertes moyennes suivant le réseau de transport et le réseau de distribution sur l'UE [UE11] (valeurs reprises quasiment systématiquement dans la littérature) pour une tension de service < 400 V et RTE donne les valeurs moyennes pour la France [RTE15] (cf. Tab. V.10).

Tab. V.10 – Coefficients de pertes électriques sur le réseau électrique.

	Réseau de transport	Réseau de distribution	Total
UE [UE11]	p_{tra} 0,935 (6,5 %)	p_{dis} 0,925 (7,5 %)	p_{tot} 0,86 (14 %)
France [RTE15]	0,97 (3%)	0,89 (11 %)	0,86 (14 %)

Les économies d'énergie primaire réelles procurées par un micro cogénérateur vont donc dépendre du taux d'autoconsommation de l'électricité micro cogénérée. La formulation du rendement en énergie primaire η_{EP} affecté du taux d'autoconsommation TAC permet de quantifier cet impact (cf. Eq. V.21).

$$\eta_{EP} = \frac{\eta_g}{(1 + \sigma)k_{EP}^{fuel}} \left(1 + k_{EP}^{el} \sigma \left(\frac{TAC}{p_{tot}} + \frac{1 - TAC}{p_{dis}} \right) \right) \quad (V.21)$$

La figure V.22 présente la variation du rendement en énergie primaire de quatre technologies en considérant des facteurs d'énergie primaire réglementaires. Le taux d'autoconsommation y a un impact positif et sensible notamment pour les technologies à haut ratio caractéristique de puissance (+ 8 points pour la pile à combustible). Pour le **BisON** et l'**Hybris Power**, une autoconsommation totale permet une hausse plus modeste de respectivement 2 et 3 points par rapport à une exportation totale. En comparaison, Roselli *et al.* [ROS11] sont parmi les rares auteurs à proposer une étude sur cette thématique d'intégration des pertes réseau. Ils considèrent deux taux d'autoconsommation de 50 et 100 % dans le contexte réglementaire italien et allemand et évaluent une différence de l'ordre de 5 % sur les gains relatifs en énergie primaire entre ces deux taux d'autoconsommation.

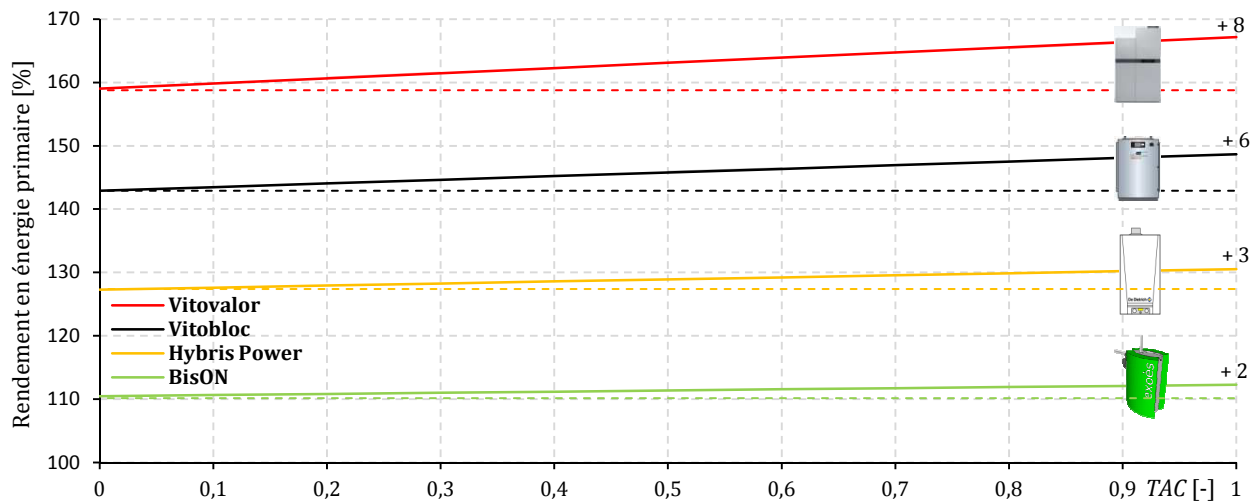


Fig. V.22 – Rendements en énergie primaire intégrant les pertes du réseau de distribution et de transport.

V.2.3.2. Impacts sur la puissance de soutirage

Un système de production électrique décentralisée interagit avec le réseau en termes d'énergie (« de volume ») mais également potentiellement en termes de puissance. Cette puissance est algébrique et peut engendrer à la fois des pics de soutirage en cas de fonctionnement insuffisant ou nul du système par rapport aux besoins et des pics d'injection en cas de surproduction. Or, du point de vue du gestionnaire de réseau, seule la diminution de la puissance souscrite d'un autoproducteur permet de tirer des bénéfices. En effet, le facteur dimensionnant du système électrique français est la puissance de production de pointe, et non l'énergie qui y transite ou la puissance d'injection d'autoproduiteurs [MED14]. Une production décentralisée d'électricité qui ne génère pas de diminution de pic de puissance, notamment en hiver, n'a aucun intérêt pour celui-ci, ses coûts étant majoritairement fixes : maintenance, exploitation et réparation (les coûts les plus élevés pour **ERDF** sont dépensés en élagage autour des lignes aériennes [MED14]). Enfin, environ 80 % des coûts d'investissement d'**ERDF** dans le réseau ne dépendent pas de l'énergie qui transite

sur le réseau mais des niveaux maximum de puissance qui s’y produisent [MED14]. L’autoconsommation doit donc s’accompagner d’une diminution sensible des puissances d’injection principalement pendant les pointes horo-saisonniers. De plus, historiquement, le réseau a été conçu de manière monodirectionnelle et pyramidale (cf. Fig. V.21), or dans le cas de faibles taux d’autoconsommation la production décentralisée requiert un fonctionnement bidirectionnel et un renforcement local du réseau. Enfin, actuellement, la part de la production électrique décentralisée intermittente est limitée à 30 % pour assurer la stabilité du réseau et éviter des puissances d’injection trop importantes. Ce critère concerne majoritairement les énergies intermittentes solaire et éolienne. Il est à noter que la micro cogénération biomasse ou biogaz est un moyen de production électrique renouvelable, décentralisée et non intermittent qui permet donc de s’affranchir de ce critère. Par rapport à la production décentralisée intermittente photovoltaïque ou éolienne, la micro cogénération présente aussi le bénéfice d’être programmable et prévisible avec une grande thermosensibilité ce qui permet de pallier les problèmes de pics de puissance et de gestion de son plan de puissance. L’objectif à terme pour les gestionnaire de réseau est de minimiser la modification du réseau tout en maximisant la production décentralisée et renouvelable d’électricité : seules l’encouragement de hauts taux d’autoconsommation et d’autoproduction permet de limiter les puissances d’injection et les soutirages pendant les pointes horo-saisonniers.

V.2.3.3. Impacts sur les émissions de CO₂

Parmi les sept méthodes de calculs du facteur d’émission de CO₂ recensées précédemment, seule la méthode moyenne sur la consommation intègre les pertes sur le réseau électrique. Or selon le taux d’autoconsommation de l’électricité, la production micro cogénérée d’électricité procurera des gains variables sur les émissions de CO₂. L’équation V.22 donne le facteur d’émissions de l’énergie finale thermique produite défini précédemment incluant le taux d’autoconsommation TAC et les pertes réseau :

$$e_{EF} = \frac{(1 + \sigma)e_{fuel}}{\eta_g} - \left(\frac{TAC}{p_{tot}} + \frac{1 - TAC}{p_{dis}} \right) \sigma e_{el} \quad (V.22)$$

Un facteur d’émission du réseau électrique de 499 g_{CO2}/kWh_{el} (correspondant à une CCCG en ACV) et des facteurs d’émission en ACV pour le gaz naturel et les granulés de bois sont considérés. La figure V.23 présente la variation de ce facteur d’émission (en g_{CO2}/kWh_{th}) selon le taux d’autoconsommation. De manière analogue au rendement en énergie primaire, le taux d’autoconsommation a un impact positif et sensible notamment pour les technologies à haut ratio caractéristique de puissance (- 31 g_{CO2}/kWh_{th} pour la pile à combustible). Pour le **BisON** et l’**Hybris Power**, une autoconsommation totale permet une baisse plus modeste de respectivement 4 et 7 g_{CO2}/kWh_{th} par rapport à une exportation totale.

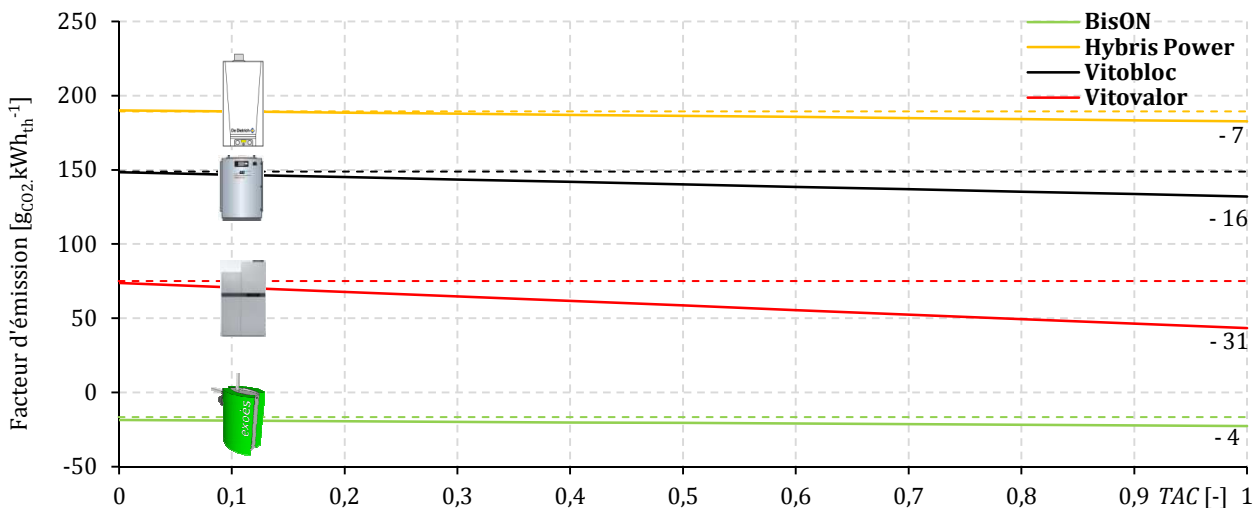


Fig. V.23 – Facteurs d’émission intégrant les pertes du réseau de distribution et de transport.

V.2.3.4. Impacts économiques

L'interaction entre un micro cogénérateur, un bâtiment et le réseau implique donc trois flux électriques distincts : l'électricité autoconsommée, l'électricité exportée et l'électricité importée. Ces trois flux peuvent être valorisés à des tarifs différents selon plusieurs mécanismes. Par exemple, pour encourager l'autoconsommation il suffit de dévaloriser l'électricité exportée par rapport à l'électricité autoconsommée. Aussi, l'électricité autoconsommée peut être davantage valorisée par rapport à l'électricité importée. Enfin, la revente totale peut être imposée.

V.2.3.4.1. Stratégies tarifaires

Actuellement trois stratégies tarifaires sur l'électricité existent à l'échelle européenne. La première stratégie consiste à revendre totalement la production électrique. Ceci nécessite la pose de deux compteurs pour l'électricité importée et l'électricité exportée. Le coût annuel d'une telle stratégie intègre un tarif d'achat (variable ou non), un tarif de revente (variable ou non), un abonnement pour le compteur d'importation et un abonnement pour le compteur d'exportation.

La deuxième stratégie consiste à ne revendre que l'électricité non autoconsommée en distinguant des tarifs d'achat et de revente. Ceci nécessite également la pose de deux compteurs distincts et des tarifs d'achat et de revente différenciées. La France a adopté cette stratégie qui tend à favoriser l'autoconsommation.

La troisième stratégie consiste à un « comptage net » (ou « net metering ») (pratiqué en Italie et en Belgique). La quantité d'énergie électrique produite et injectée dans le réseau est déduite de la quantité soutirée au réseau pour la consommation. Cette stratégie ne nécessite la pose que d'un compteur mais n'encourage pas particulièrement l'autoconsommation.

V.2.3.4.2. Valorisation de l'électricité autoproduite

Actuellement en France, la production micro cogénérée d'électricité (< 36 kVA) n'est pas bénéficiaire d'un tarif de rachat spécifique ce qui favorise l'autoconsommation (diminution de la facture électrique). L'électricité autoconsommée est valorisée à hauteur du prix d'achat contractuelle TTC (tarif bleu de base : 14,67 c€/kWh_{él} au 01/08/2015) par le biais de la facture d'électricité. L'électricité exportée sur le réseau est valorisée à hauteur du prix d'achat contractuelle HT (tarif bleu de base : 9,32 c€/kWh_{él} au 01/08/2015) par l'octroi d'une prime reversé par le fournisseur d'électricité. Au niveau européen, certains pays ont mis en place des structures tarifaires spécifiques à la micro cogénération [COG15] avec et sans tarifs de soutien (« Feed in Tariffs » FIT). L'Allemagne a instauré un tarif de soutien bonifié de 5,41 c€/kWh_{él} sur 10 ans, une exonération de la taxe sur l'électricité et un bonus sur les pertes évitées sur le réseau. Aussi, le Royaume-Uni a instauré un tarif de soutien de 17 c€/kWh_{él} sur 10 ans, pour des puissances inférieures à 2 kW_{él}.

V.2.3.4.3. Impacts sur la rentabilité économique

Les tarifs de l'électricité autoconsommée ou exportée sont donc dissociés en pratique. L'équation V.23 fournit la rentabilité économique R d'un micro cogénérateur en comparaison à une production séparée (comparaison des coûts d'exploitation). Cette formulation intègre des tarifs d'achat $C_{él}^{in}$ et de revente C_{out}^{out} issus de la réglementation française au 01/01/2014 ($C_{él}^{in} = 14,67$ c€/kWh_{él} et $C_{él}^{out} = 9,32$ c€/kWh_{él}).

$$R = \frac{C_{fuel}^{SHP}}{\eta_{th}^{SHP}} - \frac{C_{fuel}^{CHP}}{\eta_{th}^{CHP}} + \sigma(TAC \cdot C_{él}^{in} + (1 - TAC)C_{él}^{out}) \quad (V.23)$$

La figure V.24 donne la rentabilité économique de quatre systèmes de micro cogénération en fonction de leur système de référence « naturel » dans le contexte réglementaire français. L'étude inclut d'abord la valorisation de l'électricité exportée puis considère une valorisation nulle. La valorisation nulle permet de se placer dans le cas le plus défavorable. Cependant, cette situation peut malgré tout survenir dans le cas d'une location du compteur de revente ou d'un raccordement au réseau trop onéreux. La rentabilité des micro cogénérateurs est donc fortement sensible au taux d'autoconsommation. Une autoconsommation totale permet de multiplier d'un facteur 3 à 4 la rentabilité des systèmes par rapport à la revente totale. Cette hausse est très marquée pour les systèmes à haut ratio caractéristique de puissance. Enfin, la non valorisation de l'électricité exportée engendre des seuils de rentabilité en termes d'autoconsommation d'environ 40 % pour l'**Hybris Power** et de 50 % pour les trois autres technologies.

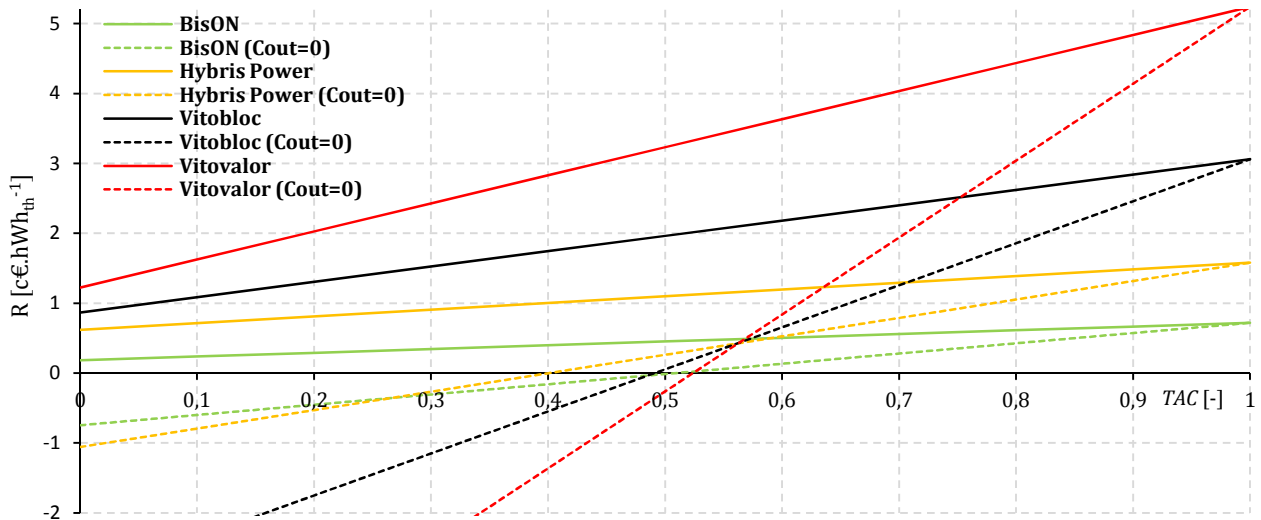


Fig. V.24 – Rentabilité entre une production cogénérée et une production séparée.

V.2.2.4.4. Nouvelles stratégies tarifaires

A terme, un modèle économique visant à pénaliser l'autoproduction qui n'engendre pas de réductions de puissance de pointe est en discussion [MED14]. Ce modèle permettrait de financer le renforcement du réseau malgré une baisse des recettes due à la diminution du transit d'électricité sur le réseau. En effet, une production autoconsommée est un manque à gagner pour les énergéticiens historiques et pour le gestionnaire de réseau qui ne perçoit pas la TURPE. D'un autre côté, une énergie autoproduite pendant les pointes saisonnières ou horaires permet d'éviter la congestion du réseau et permet d'éviter la mise en route de centrales thermiques de pointe carbonées et onéreuses (installations peu rentables en raison d'un faible taux de charge annuel). Pour son développement, la production décentralisée doit donc bénéficier aux consommateurs, aux producteurs et aux gestionnaires de réseaux électriques nationaux. C'est pourquoi selon le groupe de travail sur l'autoproduction de l'électricité renouvelable [MED14], le développement de la production décentralisée d'électricité nécessite de nouvelles structures tarifaires pour :

- rentabiliser les systèmes décentralisés,
- assurer le niveau de recettes pour le gestionnaire de réseau de distribution (la TURPE constituant 90 % de ses recettes),
- diminuer le recours aux productions électriques de pointe.

Une structure tarifaire semble s'imposer à l'avenir selon le groupe de travail [MED14] par l'octroi d'une prime complémentaire à la rémunération naturelle (diminution de facture et/ou la revente d'électricité) ; cette prime étant calculée sur la base des réductions de puissance d'injection sur le réseau.

Enfin, il est à noter que la France va mettre en place en 2016 via la loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME) de 2015 un marché d'échange de garanties de capacité. Ce marché consiste à donner une valeur financière à un moyen de production ou d'effacement électrique selon sa puissance disponible et non sur l'énergie qu'il est capable de générer. Un moyen de production électrique possèdera donc trois sources de financement : sur sa production énergétique (volume), sur sa disponibilité et sur sa capacité (puissance). L'objectif de ce dispositif est de garantir la couverture des pointes électriques horo-saisonnnières. La micro cogénération pourrait alors bénéficier de ce système par agrégation d'un parc de micro cogénérateurs ou de manière individuelle.

V.3. Bilan du chapitre

D'un point de vue global, la production micro cogénérée de chaleur et d'électricité permet donc théoriquement d'assurer un même niveau de production et de confort thermique et électrique qu'une production séparée tout en offrant une réduction de la consommation en énergie primaire, une réduction des émissions de GES et une réduction des coûts d'exploitation.

Ensuite, le contexte énergéico-économique français a été caractérisé : la baisse des températures extérieures requiert le démarrage de centrales électriques thermiques dites de pointes carbonées et onéreuses selon l'« ordre de mérite économique ». En parallèle, le marché de l'électricité « se tend » ce qui se répercute par la hausse horo-saisonnnières des prix spot de l'électricité. La figure V.25 illustre ces corrélations saisonnières en termes énergétique, environnemental et économique. La production thermosensible d'électricité micro cogénérée permet alors de venir effacer cette production électrique centralisée de pointe carbonée et coûteuse. Aussi, la production thermosensible d'électricité micro cogénérée permet d'éviter l'importation d'une électricité plus coûteuse pendant les périodes hivernales et pendant les pointes horaires (heures pleines).

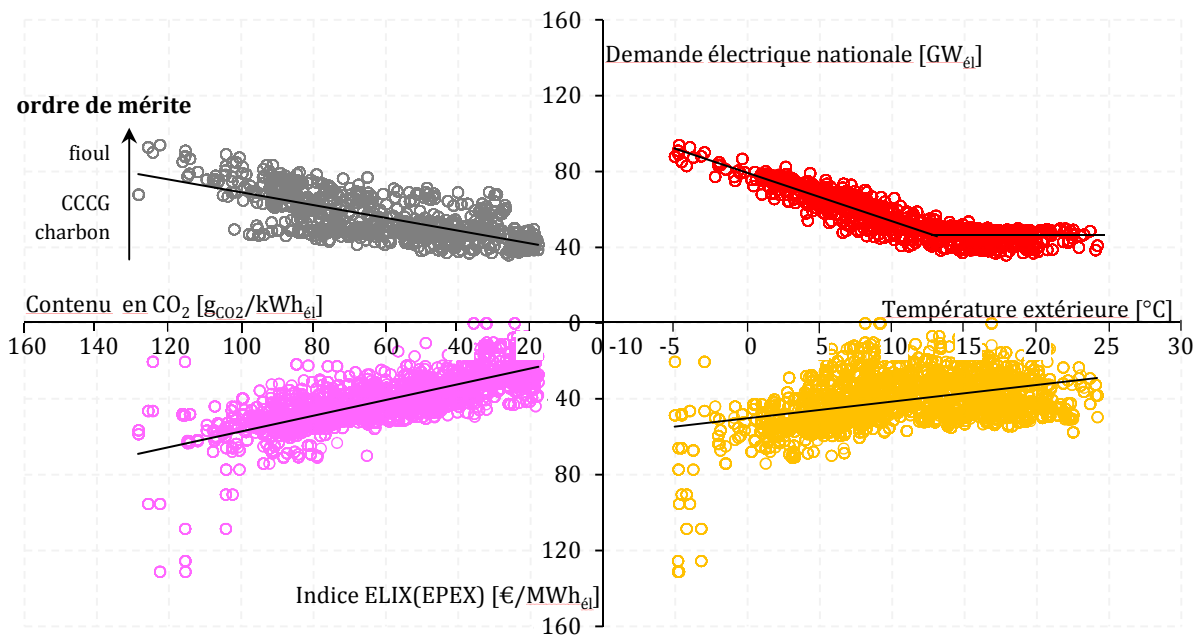


Fig. V.25 – Corrélations énergétiques, environnementales et économiques saisonnières du contexte français (valeurs moyennes sur 24 h).

La figure V.26 illustre les corrélations horaires entre les grandeurs énergétiques (production totale et production de pointe fossile), environnementales (facteur d'émission de CO₂) et économique (tarif variable selon l'indice ELIX). La moyenne adimensionnelle de chacune de ces quatre grandeurs est réalisée pour chaque heure de l'année. Le contexte français est donc marqué par une forte horo-saisonnalité et une interdépendance de chaque grandeur dont pourra tirer profit un micro cogérateur. En effet, à l'échelle journalière, ces systèmes non intermittents pourront être déclenchés lorsque les conditions seront les plus favorables.

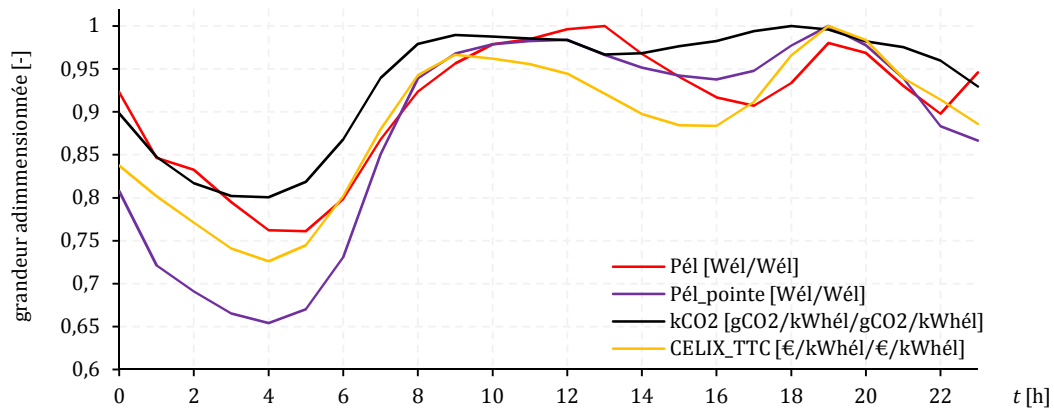


Fig. V.26 – Corrélations énergétiques, environnementales et économiques horaires du contexte français (valeurs moyennes de chaque heure de l'année).

Le contexte énergétique français marqué par une forte thermo-sensibilité est donc favorable au principe de micro cogénération. Le contexte environnemental est quant à lui moins favorable en raison d'une production de base peu carbonée (base nucléaire). Aussi, la détermination du facteur d'émission de l'électricité s'avère cruciale pour quantifier de manière judicieuse les gains sur les émissions ; une méthode marginale permettant de mieux caractériser l'effacement des émissions des centrales thermiques de pointe. Enfin, le contexte économique français n'est pas favorable à court terme en raison de la faiblesse du coût de l'électricité en comparaison aux coûts des énergies fossiles et de la biomasse. Cependant, à long terme, la probable hausse des tarifs de l'électricité en lien avec le développement des énergies renouvelables notamment (CSPE) et le développement de nouvelles structures tarifaires pourra bénéficier aux technologies de micro cogénération.

Enfin, l'interaction avec le réseau a été caractérisée. Il ressort que la pertinence énergétique, environnementale et économique d'un micro cogérateur va dépendre de la capacité d'un bâtiment à autoconsommer sa production, à couvrir ses besoins et à éviter d'exporter sa production électrique. Une représentation originale est proposée pour caractériser ces interactions électriques. La figure V.27 représente le champ d'indépendance électrique d'un bâtiment équipé d'un micro cogérateur (ou autre moyen de production électrique décentralisée). Ainsi, l'hypothèse d'un fonctionnement idéal d'un micro cogérateur occulte les interactions avec le réseau et suppose une autoconsommation totale (cf. exemple 1 sur la figure V.27). Or, la faible corrélation temporelle des besoins et de la production électriques induit des exportations vers le réseau. De plus, les instationnarités liées aux cycles de fonctionnement et à la régulation notamment vont diminuer la production électrique. Ces deux aspects vont venir dégrader à la fois le taux d'autoconsommation et le taux d'autoproduction (cf. exemple 2 sur la figure V.27). Enfin, des systèmes de stockage thermique et/ou électrique ou des stratégies de pilotage appropriées par exemple peuvent permettre d'améliorer ces deux indicateurs (cf. exemple 3 sur la figure V.27): le dimensionnement idéal étant d'aboutir à une autoconsommation, une autoproduction et un taux de couverture de 100 % (cf. Fig. V.27). Le chapitre VI porte sur ces aspects d'optimisation de la production électrique micro cogénérée par la mise en place d'une plateforme numérique de simulation de micro cogérateurs couplés aux bâtiments d'habitation et au réseau électrique.

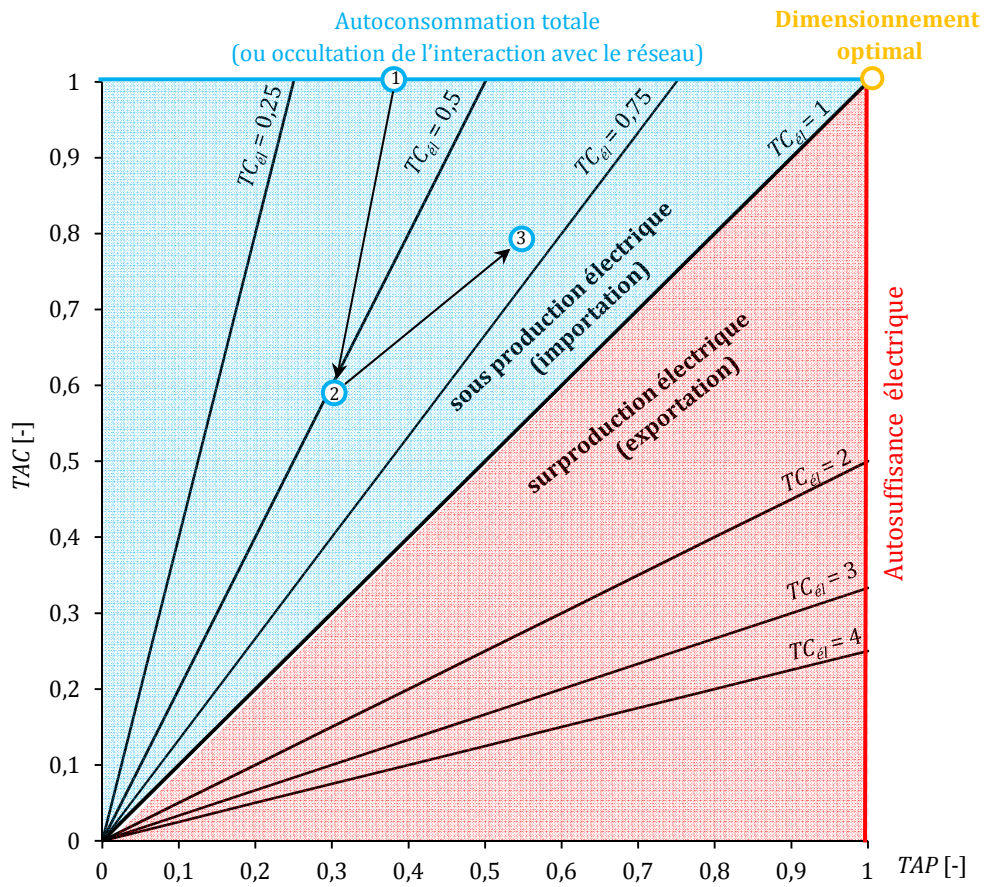


Fig. V.27 – Champs d'indépendance électrique.

///Chapitre VI

Analyse du couplage entre des micro cogénérateurs,
des bâtiments d'habitation
et le réseau électrique

« La vie n'est une belle aventure que lorsqu'elle est jalonnée de petits ou grands défis à surmonter, qui entretiennent la vigilance, suscitent la créativité, stimulent l'imagination et, pour tout dire, déclenchent l'enthousiasme »

Pierre Rabhi

VI.1. Développement d'une plateforme numérique : MICOBât_e

Un des objectifs de ce travail de thèse est d'évaluer la pertinence énergétique, environnementale et économique de micro cogénérateurs en interaction avec les bâtiments d'habitation et le réseau électrique dans le contexte français. L'état de l'art réalisé au Chapitre II a fait ressortir qu'aucune étude générique n'a été réalisée dans le contexte français et que la plupart des études se focalisent sur un des trois aspects énergétique, environnemental ou économique en mettant en œuvre des pas de temps de simulation et des niveaux de modélisation peu représentatifs d'un fonctionnement réel des systèmes et d'un comportement réel des habitants. Ce constat a motivé la création d'une nouvelle plateforme numérique qui se veut complète et représentative d'un comportement réel. Celle-ci est composée de différents éléments représentés sur la figure VI.1 où cinq flux sont mis en évidence : **le flux électrique**, **le flux thermique**, **le flux combustible**, **le flux financier** et **le flux des émissions de CO₂**. Cette plateforme distingue les systèmes (micro cogénérateur, générateur thermique auxiliaire et systèmes de stockage) et les interactions avec le bâtiment (besoins de chauffage, besoins en ECS et besoins en électricité spécifique) et le réseau (réseau de distribution et réseau de transport).

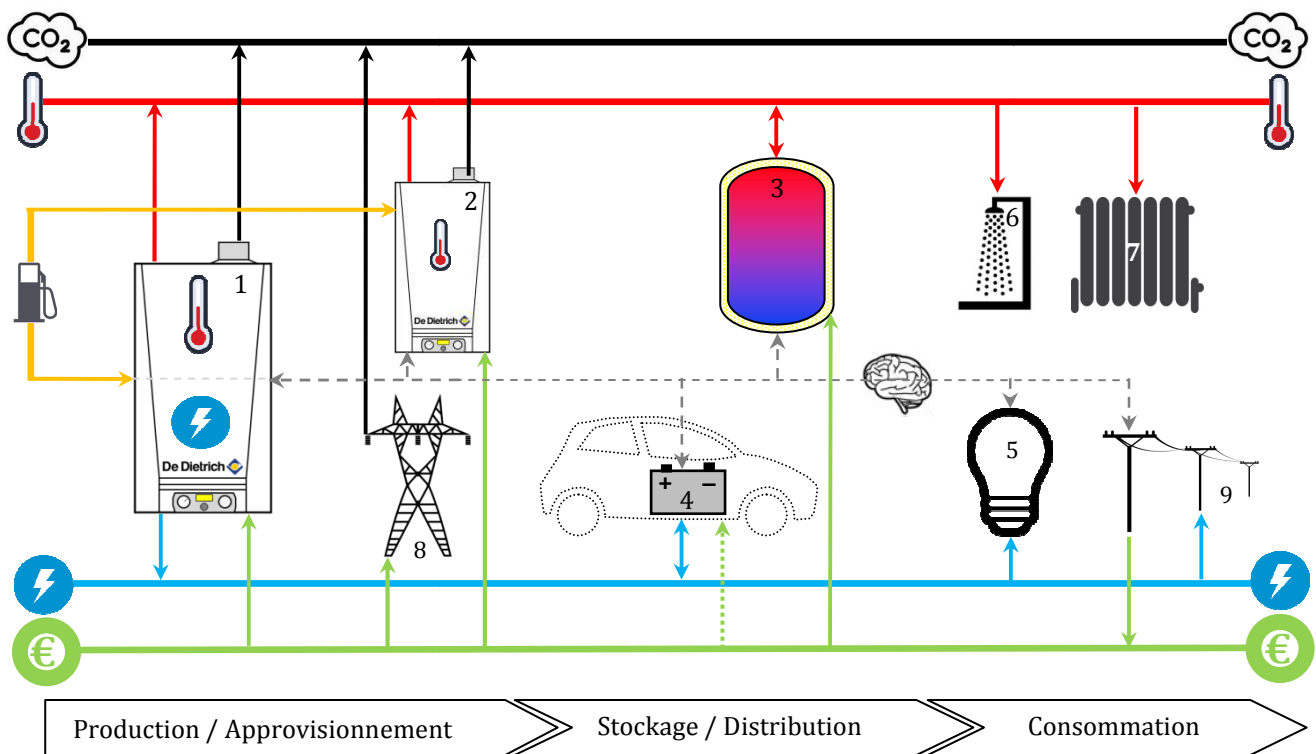


Fig. VI.1 – Principe de la plateforme numérique **MICOBât_e** (1: micro cogénérateur, 2: générateur thermique auxiliaire, 3: stockage thermique, 4: stockage électrique (et/ou VE), 5: besoins électriques, 6: besoins d'ECS, 7: besoins de chauffage, 8: importations électriques du réseau HT et 9 : exportations électriques vers le réseau BT).

VI.1.1. Choix de l'outil de simulation

L'état de l'art réalisé au Chapitre II a présenté les outils numériques adaptés à la simulation de micro cogénérateurs. Parmi eux, le choix s'est porté sur le logiciel **TRNSYS** qui se distingue par sa modularité, le développement aisé de nouveaux modèles (« types »), sa spécificité sur la modélisation numérique de systèmes énergétiques et des bâtiments pour des thématiques de recherche ou de R&D et pour sa bibliothèque de systèmes énergétiques déjà implémentés (ballons tampon, régulateur PID, etc.). De plus, sa conception permet un couplage aisé avec d'autres outils de simulations tels que **Excel**, **Matlab Simulink**, **ANSYS** ou les logiciels d'optimisation monocritère **Genopt** et multicritères génétique **Multipopt**.

VI.1.2. Modélisation des systèmes

VI.1.2.1. Modèles de micro cogénérateurs et des générateurs thermiques

Comme l'a montré l'état de l'art au Chapitre II, la modélisation des systèmes de micro cogénération est en majorité simplifiée, incomplète et stationnaire (rendements constants et stationnaires). Certaines études intègrent l'effet du taux de charge sur les rendements stationnaires [COL09][ALA12][TEU11][FUB14], d'autres y ajoutent des rampes de puissance [HAW05][HAW07][MAT08] mais peu d'études intègrent une dépendance des performances aux conditions aux limites du système (débit et température de l'eau de refroidissement) [DOR09][MAG12][GON14]. Aussi, quelques auteurs tentent de prendre en compte les phases instationnaires de manière simplifiée en instaurant des artifices numériques tels que des durées minimum de fonctionnement pour éviter les phénomènes de court cycles [PEA06][PEA07][MER15], une limitation du nombre de démarrages [MAT08] ou des pénalités sur la consommation en combustible (en kWh_{fuel}/cycle) [BAL15].

De nouveaux « types » ont été créés dans **TRNSYS** sur la base des modèles numériques développés aux Chapitres III et IV :

- le type 258 pour le micro cogénérateur **Bison**
- le type 253 pour le moteur Stirling du micro cogénérateur **Hybris Power**,
- le type 252 pour le générateur de chaleur auxiliaire du micro cogénérateur **Hybris Power**,

Ces modèles sont instationnaires, semi-physiques et intègrent les effets de la température d'entrée et du débit de l'eau de refroidissement ainsi que du taux de charge. Les générateurs thermiques de référence sont modélisés à l'aide des types 258 et 253 en affectant la production électrique en tant que production thermique.

VI.1.2.2. Systèmes de stockage thermique

L'état de l'art sur les études numériques révèle que les systèmes de stockage thermique ne sont pas systématiquement pris en compte. Surdimensionnés, il s'avère qu'ils procurent une flexibilité en permettant de dé-corréler la production et la consommation énergétique : des besoins électriques peuvent être couverts tout en stockant la chaleur cogénérée pour une utilisation ultérieure. Un système de stockage thermique permet également de jouer un rôle tampon en évitant les phénomènes de courts cycles. Cependant, un ballon surdimensionné majore les pertes thermiques et les coûts d'investissement.

VI.1.2.2.1. Technologies de stockage thermique

Une veille technologique des systèmes de stockages thermiques compatibles avec une application de micro cogénération a été réalisée sur la base des travaux de Hongois [HON11]. Le tableau VI.1 en réalise la synthèse.

Tab.VI.1 – Etat de l'art des technologies de stockage thermique.

Type de stockage	Technologie	Avantages	Inconvénients
Sensible	Réservoir de matériaux (eau, béton, roche, <i>etc.</i>)	-coût -simplicité technique	-faible densité énergétique -pertes thermiques
Latent	Réservoir de MCP*	- stockage à température ambiante - stockage intersaisonnier - haute densité énergétique	-coût des matériaux -complexité technique -coût
Chimique (hydratation, sorption, carbonatation, hydrogénation, <i>etc.</i>)	Réservoir de réactifs (sorbant/desorbant sel hygroscopique, <i>etc.</i>)	- stockage à température ambiante - stockage intersaisonnier - haute densité énergétique	- cinétique chimique lente -complexité technique -coût

* matériau à changement de phase

VI.1.2.2.2. Choix des technologies pour la plateforme numérique MICOBât_e

L'état de l'art sur les études numériques appliquées à la micro cogénération réalisé au Chapitre II a montré que le choix des technologies s'est porté dans la majorité des cas sur un stockage sensible par ballon d'eau chaude. Seuls Mongibello et *al.* [MON13] mettent en œuvre un stockage latent. Le choix a été fait ici d'intégrer uniquement une technologie de stockage thermique sensibles par ballon d'eau chaude de manière à conserver des technologies classiques et matures. L'objectif principal est d'évaluer l'intérêt de remplacer des générateurs thermiques par des micro cogénérateurs. L'opportunité d'employer d'autres technologies de stockage peut être intéressante mais sort du cadre de cette thèse. Cependant, il est à noter que le stockage intersaisonnier pourrait présenter un intérêt dans le cadre d'un couplage avec un micro cogénérateur. En effet, la charge thermique estivale d'un micro cogénérateur est faible en raison de l'absence de charges de chauffage. Si les besoins de climatisation sont trop faibles pour envisager une technologie de trigénération, un stockage intersaisonnier permettrait alors de couvrir les besoins électriques annuellement. Le surplus de chaleur produit pendant la période estivale pourra être sollicité pendant la période hivernale en remplacement d'un éventuel appoint thermique. Cette stratégie pourra également permettre de sousdimensionner le micro cogénérateur et le générateur thermique d'appoint voire de s'affranchir de ce dernier.

Enfin les technologies de stockage par ballons présentent des performances thermiques variables. Par exemple, l'entreprise **Sotralentz** commercialise des ballons dont la conception a été optimisée pour limiter les pertes thermiques linéiques et surfaciques [SOT15]. L'entreprise allemande **Hummelsberger** est une des seules à proposer des ballons d'eau chaude isolées sous vide [HUM15]. Au final, la technologie de stockage thermique par ballon d'eau chaude implémentée dans la plateforme **MICOBât_e** présente trois niveaux de performance thermique :

- moyennement efficace : stockage par ballon métallique avec une isolation dite « standard » (IS) de 5 à 10 cm (laine minérale ou mousse polyuréthane) respectant la norme DIN V 4753-8 [DIN11-2],
- efficace : stockage par ballon métallique avec une isolation dite « renforcée » (IR) de 15 à 20 cm de mousse polyuréthane ou équivalent (configuration par défaut dans la plateforme **MICOBât_e**),
- très efficace : stockage par ballon métallique avec une isolation par double paroi sous vide (IV).

La figure VI.2 donne les temps de décharge normalisés de chaque type de ballon ramenés à un volume de référence de 1 m³. La figure VI.2 donne également les épaisseurs et les conductivités thermiques de l'isolant à renseigner dans le modèle numérique. Ces calculs sont adaptés selon les spécifications constructeurs : **ThermoLentz** [SOT15] pour la variante « IR » et **Hummelsberger** [HUM15] pour la variante « IV ».

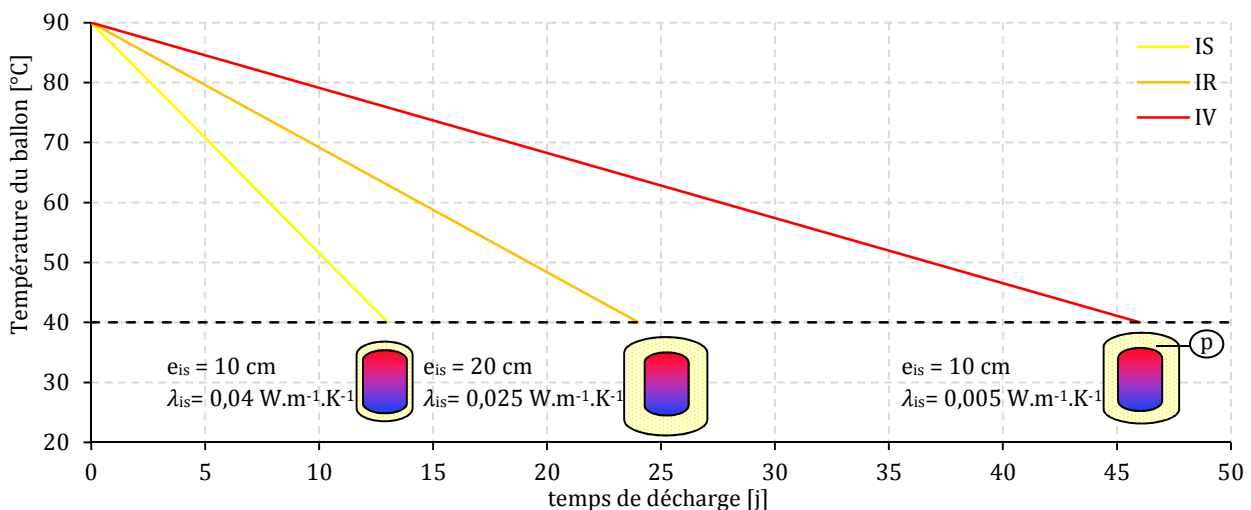
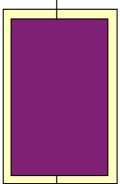
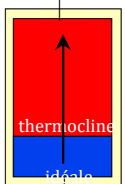

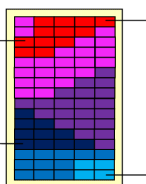
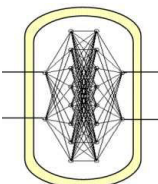
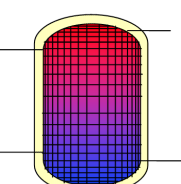


Fig. VI.2 – Décroissance de température normalisée selon l'isolation du ballon d'eau chaude.

VI.1.2.2.3. Modèles numériques

Au niveau de la modélisation numérique des ballons d'eau chaude plusieurs approches sont envisageables. Andlauer [AND11] et Blandin [BLA10-2] en proposent un état de l'art. Six typologies de modèles se distinguent et le tableau VI.2 en réalise la synthèse. En particulier, ce tableau positionne les modèles employés par les auteurs cités lors de l'état de l'art du Chapitre II où la question du stockage n'a pas été approfondie.

Tab.VI.2 – Synthèse des modèles numériques de ballons d'eau chaude.

Typologies	Modèle nodal					
	Modèle idéal « brassé »	Modèle idéal « stratifié »	Modèle à couches (ou strates)	Modèle zonal	Modèle neuronal	Modèle CFD
Schéma de principe						
Approche	Physique	Physique	Semi-physique	Semi-physique	Empirique (intelligence artificielle)	Physique
Description	-1 volume de contrôle - modèle isotherme	-écoulement « piston » -stratification parfaite (thermocline idéale)	-discrétisation 1D en couches horizontales -couches isothermes -couches identiques -injection fixe ou sur la strate à la température la plus proche,	-discrétisation 2D/3D -zones isothermes -bilans thermiques et massiques -plans d'écoulement prédéfinis	- modélisation basée sur des données expérimentales	-équations de Navier – Stokes des milieux anisothermes
Précision	--	-	+ (position des ports)	++ (position des ports, jets d'injection et de soutirage)	++	+++ (jets d'injection, soutirages, turbulence, 2D/3D)
Compatibilité STDA	+++	+++	+ / ++ (selon le nombre de couches)	- / + (selon le nombre de zones)	- (temps de calcul pour l'apprentissage supervisé)	--- (temps de calculs)
Paramétrage	+++	+++	++	+ (paramètres, plan d'écoulement)	- (couches cachées, nœuds par couche, etc.)	-- (maillage, modèles de turbulence)
Etat de l'art des études numériques (cf. Chapitre II)	[PEA06][PEA07][HAW07] [HOU07] [MAT08][COL09][TEU11][TEY11] [BIA12][BIA13][BUO12][BAR13]* [MON13][MER15]	[VAN14]	[DOR09] [THI10](type 340) [ROS13](type 60f)			

VI.1.2.2.4. Choix du modèle

L'objectif est de réaliser des simulations annuelles avec un compromis entre la précision et le réalisme des modèles utilisés et le temps de calcul qui doit être raisonnable (< 1h). Le modèle du système de stockage thermique doit donc remplir les objectifs suivants :

- compatibilité avec des simulations annuelles,
- modélisation de la stratification,
- calculs des pertes thermiques,
- conditions aux limites (entrées et sorties du modèle) compatibles avec les modèles de micro cogénérateurs et les modèles de besoins thermiques :
 - débits d'injection et de soutirage,
 - températures d'entrée et de sortie.
- paramétrage limité à des grandeurs physiques et accessibles:
 - dimensions (hauteur et diamètre),
 - conductance thermique des parois,
 - nombre de ports (entrée eau froide, départ/retour production, départ/retour chauffage, départ ECS),
 - position des ports,
 - volume simulé de 0,1 à 5 m³.

Ainsi, le choix s'est porté sur un modèle nodal semi-physique à 20 couches maximum. **TRNSYS** propose principalement six modèles numériques de réservoirs cylindriques (types 4, 60, 74, 140, 340 et 534) au sein de sa bibliothèque. Les variantes proviennent de la présence ou non d'échangeurs internes, (jusqu'à 5), de résistances électriques, d'un brûleur d'appoint ou d'un ballon intégré (ballon manteau ou « tank in tank »). Les types 340 et 534 sont les modèles les plus complets : ils sont universels, capables de simuler un volume de stockage allant de 0,1 à plusieurs mètres cubes, intègrent un appoint électrique et un maximum de 10 double ports. Ces modèles distinguent deux modes d'injection :

- injection dans une strate fixe (librement choisie par l'utilisateur selon les règles de l'art ou des spécifications des constructeurs),
- injection dans une strate à niveau de température le plus proche (canne de stratification).

Au final, le « type 534 » répond le mieux aux différentes contraintes et est intégré à la plateforme numérique. De plus, Andlauer [AND11] précise que ce modèle présente la meilleure stabilité au niveau de la convergence du bouclage du bilan énergétique (premier principe de la thermodynamique). Enfin, il est à noter que la modélisation d'un ballon d'eau chaude par une méthode nodale implique une multitude de paramètres qu'il faut renseigner judicieusement : emplacement des ports, des échangeurs, taille des échangeurs, taille du ballon, volume du ballon, isolation du ballon) (*cf.* §VI.3.2.3).

VI.1.2.2.5. Géométrie des ballons de stockage

La géométrie des ballons de stockage considérés comme cylindriques est un paramètre important du modèle à renseigner. En effet, la dimension caractéristique de la stratification du ballon est sa hauteur d'où l'importance de la caractériser précisément. Cependant, à volume fixé, le couple hauteur/diamètre peut être déterminé arbitrairement. Pour y remédier, une étude de marché sur une cinquantaine de références a permis d'identifier une corrélation reliant le volume et la hauteur des ballons de stockage (*cf.* Fig. VI.3). Il suffit alors de renseigner le volume désiré et la hauteur selon l'équation VI.1.

$$H = 0,35V^{0,25} \quad (VI.1)$$

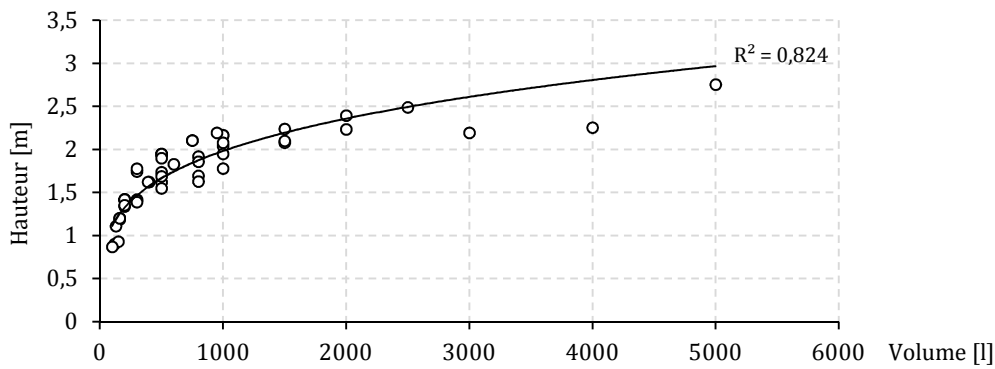
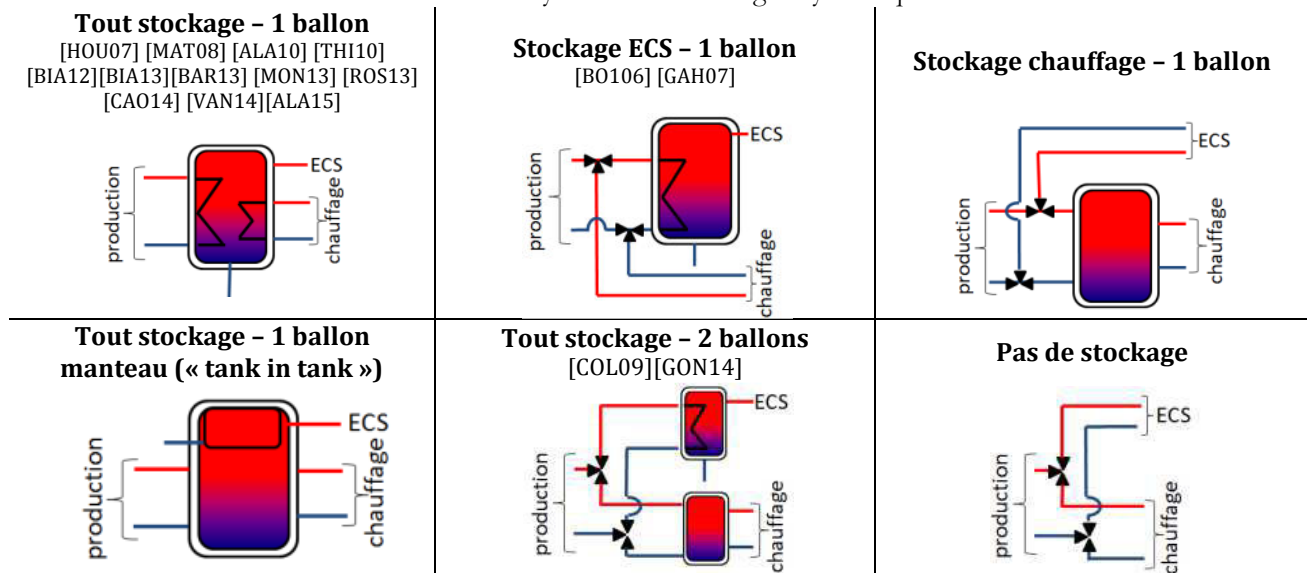


Fig. VI.3 – Corrélation géométrique des ballons de stockage.

VI.1.2.2.6. Montages hydrauliques

Différentes configurations hydrauliques sont possibles au niveau du couplage entre la production du micro cogénérateur et/ou de l'appoint, la consommation du bâtiment et le système de stockage. Le tableau VI.3 en réalise la synthèse.

Tab. VI.3 - Synthèse des montages hydrauliques.



L'état de l'art réalisé au Chapitre II montre que peu d'auteurs donnent des précisions sur la configuration mise en œuvre. Parmi les études recensées, seuls Thiers *et al.* [THI10], Rosato *et al.* [ROS13], Gonzales-Pino *et al.* [GON14] et Alahäivälä *et al.* [ALA15] donnent en détail la configuration hydraulique adoptée. De plus, la première configuration est la plus plébiscitée dans la littérature.

Il s'avère qu'un stockage global pour le chauffage et l'ECS apporte de la simplicité et de la flexibilité pour corrélérer au mieux la production micro cogénérée aux besoins énergétiques. Cependant, la production accumulée d'ECS impose une température de stockage de l'ordre de 55 à 60 °C pour assurer un confort thermique et pour des aspects sanitaires (légionnelles). Or ces niveaux de températures peuvent s'avérer trop élevés selon la loi de régulation de chauffage (loi d'eau) et l'émetteur de chaleur en place (plafond chauffant, plancher chauffant basse température, radiateurs, convecteurs, *etc.*). De plus, le niveau de température de retour peut avoir une influence sur les rendements du micro cogénérateur et notamment sur le rendement électrique (*cf.* Chapitre III par rapport aux moteurs Stirling et aux technologies à condensation). Il peut être intéressant d'utiliser un ballon dédié à la production d'ECS (deuxième configuration), notamment lorsque l'émetteur est une dalle active ou un plancher chauffant qui offrent une forte inertie et donc une capacité de stockage naturelle ou lorsque les niveaux de température pour le chauffage requis sont plus faibles (régimes 50/30 °C ou 40/30 °C). A l'inverse, la production d'ECS impose des niveaux de température importants avec des pertes par transmission inhérentes. Il peut y avoir un

intérêt d'opter pour une production d'ECS instantanée (troisième configuration). L'utilisation d'un ballon manteau apporte un compromis sur les aspects évoqués précédemment : il permet de limiter les pertes thermiques et d'ajuster au mieux la température du ballon de chauffage et d'ECS qui peuvent donc être différentes (réduction des pertes thermiques et maximisation du rendement du micro cogénérateur) (quatrième configuration). L'utilisation de deux ballons de stockage indépendants permet d'ajuster au mieux les niveaux de températures et les capacités en fonction des besoins d'ECS et de chauffage. Cette configuration augmente les pertes par rapport au ballon manteau mais permet une régulation plus aisée car chaque ballon est indépendant (cinquième configuration). Il est à noter que cette configuration a été adoptée par deux auteurs et est intéressante lorsque les émetteurs de chauffage sont de type « basse température », cependant cette configuration implique des coûts d'investissement plus élevés. Enfin, la dernière configuration n'utilise aucun système de stockage : la production est instantanée au fil des besoins thermiques. Cette configuration n'offre aucune flexibilité mais a l'avantage d'être moins coûteuse à l'investissement.

Ces aspects hydrauliques sont donc peu étudiés et méritent d'être évalués. Toutes les six configurations ont été considérées dans la plateforme numérique **MICOBât_e** de manière à pouvoir réaliser des études comparatives

VI.1.2.3. Systèmes de stockage électrique

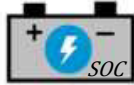
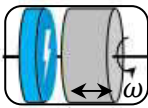
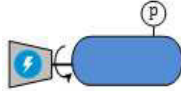

Les systèmes de stockage électriques procurent une certaine flexibilité en permettant de corrélérer la production et la consommation énergétique. Par exemple, des besoins thermiques peuvent être couverts tout en stockant l'électricité cogénérée pour une utilisation ultérieure en fonction des tarifs de l'électricité du réseau et des besoins du bâtiment. Un système de stockage électrique permet d'améliorer les taux d'autoconsommation et de couverture des besoins électriques tout en permettant une plus grande réduction des puissances électriques de soutirage et d'injection sur le réseau. Ces systèmes offrent également la possibilité d'un fonctionnement des micro cogénérateurs aux conditions nominales pour maximiser les rendements ; le surplus pouvant alors être stocké. Enfin, la réactivité globale du système d'approvisionnement électrique est accrue en raison de la volatilité des besoins électriques (le stockage permet d'améliorer la rapidité de couverture des besoins électriques par rapport à l'inertie de démarrage des micro cogénérateurs). Cependant, un système de stockage surdimensionné ou non majore les pertes et surtout les coûts d'investissement.

La littérature révèle que les systèmes de stockage électrique sont peu intégrés aux codes de calculs (*cf.* Chapitre II). Parmi les auteurs cités, seuls Alanne *et al.* [ALA10], Bianchi *et al.* [BIA13] Cao *et al.* [CAO14], Alahäivälä *et al.* [ALA15] et Balcombe *et al.* [BAL15] intègrent un système de stockage électrique.

VI.1.2.3.1. Choix des technologies pour la plateforme numérique MICOBât_e

Un état de l'art des technologies de systèmes de stockages électriques compatibles avec une application de micro cogénération en termes de capacité (quelques kWh_{él}), de puissance (0 – 10 kW_{él}), de constante de temps (> 1 h) et de maturité technique a été réalisé sur la base des travaux de Harriche *et al.* [HAR13], Robin *et al.* [ROB04] et du CEA [CEA12]. Le tableau VI.4 en réalise la synthèse et écarte notamment les technologies inductives (inductances supraconductrices) et capacitives (super condensateurs) qui offrent des temps de stockage trop courts (de l'ordre d'1 s). Les trois technologies retenues sont intégrées à la plateforme numérique ainsi qu'une stratégie dite de délestage par l'utilisation d'une résistance électrique dans un ballon d'eau chaude (utilisée par Alahäivälä *et al.* [ALA15]). Cette dernière a l'avantage d'être économique à défaut d'être performante énergétiquement car difficilement réversible : l'énergie électrique est convertie en chaleur définitivement. Le rendement énergétique peut être relativement élevé de l'ordre de 50 à 70 % cependant le rendement exergétique est quant à lui très faible (< 10 %) en raison d'un stockage à basse température (*cf.* Chapitre I). Cette stratégie de stockage peut être intéressante dans le cas où la revente du surplus d'électricité n'est pas assez rentable ou lorsque la maximisation de la couverture thermique par le micro cogénérateur est recherchée.

Tab.VI.4 – Technologies de stockage.

Type de stockage	Chimique	Mécanique	Thermodynamique	Thermique
Technologie	Batterie électrochimique	Volants à inertie	Air comprimé	Ballon d'eau chaude [ALA15]
Schéma				
Densité énergétique [Wh _{él} /kg ⁻¹]	30 (Pb - Acide) 250 (Li-Ion)	1 - 100	5 - 10 (30 - 60 Wh _{él} /l _{air})	50 - 60
Capacité usuelle [kWh _{él}]	1 - 1000	1 - 100	1 - 50	0 - 150
Puissance spécifique [W _{él} /kg ⁻¹]	100 - 5000	100 - 2 000	- (1 - 50 W _{él} /l _{air})	0 - 100
Puissance installée [kW _{él}]	1 - 100	1 - 10 000	5 - 1 000	0 - 50
Constante de temps (ordre de grandeur)	1 jour	1 h	1 semaine	1 jour - 1 semaine
Rendement [%]	70 - 80	85 - 95	50 - 70 (adiabatique)	50 % ($\eta_{ex} < 10\%$)
Cyclabilité	100 - 10 000 (dégradations chimiques)	10 000 - 100 000 (fatigue mécanique)	1 000 - 10 000 (fatigue mécanique)	20 ans

VI.1.2.3.2. Modèles numériques

Le tableau VI.5 réalise la synthèse des typologies de modèles des systèmes de stockage électrique en reprenant la typologie généraliste adoptée pour caractériser les modèles de micro cogénérateurs (cf. Chapitre II). Il est à noter que seules quatre études issues de l'état de l'art détaillent les modèles adoptés.

Tab.VI.5 – Synthèse des typologies de modèles numériques des systèmes de stockage électrique.

Typologies	Boîte noire	Boîte grise	Boîte blanche
Approche	Empirique ou Neuronal	Semi-physique	Physique (thermodynamique, mécanique ou chimique)
Description	-réseau de neurones - corrélations	-lois physiques + corrélations	-lois physiques
Précision	++	++	+++ (modèle spécifique)
Compatibilité STDA	++	+++	+
Paramétrage	+ (structure du réseau de neurones, essais expérimentaux)	+++ (données constructeur)	+
Etat de l'art des études numériques (cf. Chapitre II)		[ALA10] [CA014] [BIA13] [BAL15]	

VI.1.2.3.3. Choix du modèle

L'approche de modélisation est choisie telle que les caractéristiques du modèle soient génériques et conservent un sens physique ; c'est-à-dire qu'elles soient applicables à l'ensemble des technologies de stockage électrique sélectionnées.

La modélisation purement physique des systèmes de stockage électrique sort du champ de cette thèse de part la diversité des phénomènes physiques rencontrés (mécanique, chimique, thermodynamique, etc.) et de part la complexité de la modélisation de ces derniers. Par exemple la modélisation physique d'une batterie électrochimique nécessite la mise en équation de la diffusion chimique dans les électrodes, des réactions chimiques, de la cinétique de réaction, de la résistance électrique interne, etc. [HEM13] [DAR15]. La modélisation physique d'un volant à inertie implique la mise en équation des forces centrifuges ou de balourd, des pertes par frottement, des champs magnétiques, etc. [BAK12]. Enfin, la modélisation physique d'un système à air comprimé nécessite la mise en équation des phénomènes de compression et de détente non adiabatiques et non isentropiques.

Le tableau VI.6 recense les paramètres de modélisation utilisés dans l'état de l'art. Il ressort quatre grandeurs caractéristiques présentant chacune des variantes :

- l'état de charge SOC caractérisé par un état de charge initial SOC_0 , des états de charge minimum SOC_{min} et maximum SOC_{max} admissibles, une variation thermosensible ($SOC(T)$) [EDD13] et par son vieillissement (baisse de la capacité de ΔSOC avec les cycles) [EDD13][WIA13],
- les puissances spécifiques : puissance maximum de décharge $P_{d,max}$, puissance maximum de charge $P_{c,max}$, pertes calendaires P_{cal} et puissance de veille P_{veille} ,
- les rendements de charge η_c et de décharge η_d ,
- la cyclabilité (nombre de cycles sur la durée de vie du système) N : ce paramètre peut être fixe ou variable selon la profondeur de décharge moyenne DOD (depth of discharge) [ROB04].

En particulier, l'état de charge dépendra des concentrations chimiques ou des niveaux de tension constatés pour les batteries électrochimiques, de la vitesse de rotation du volant à inertie ou du niveau de pression dans le réservoir du compresseur.

Tab.VI.6 – Synthèse des paramètres de modélisation des systèmes de stockage électrique.

	SOC				P				η		N	
	SOC_0	SOC_{max}	SOC_{min}	$\Delta SOC(N)$	$SOC(T)$	$P_{c,max}$	$P_{d,max}$	P_{cal}	P_{veille}	η_c	η_d	N_{max}
[ALA10]	x	x (100 %)										
[BAL15]	x (2 – 40 kWh _{el})	x (100 %)	x (50 %)			x (0,2 – 1)	x	x		x	x	x
[BIA13]	x (3,84 kWh _{el})	x				x (0,55 W _{el})	x (2 kW _{el})		x (120 W _{el})			
[CAO14]		x (95 %)	x (20 %)									

Pour les batteries électrochimiques, la dépendance à la température pour la capacité peut être très importante [EDD14] [WIA13] et est souvent négligée pour des études appliquées et des STDA. Cela suppose en effet une modélisation thermique dynamique trop complexe à mettre en œuvre pour obtenir cette température.

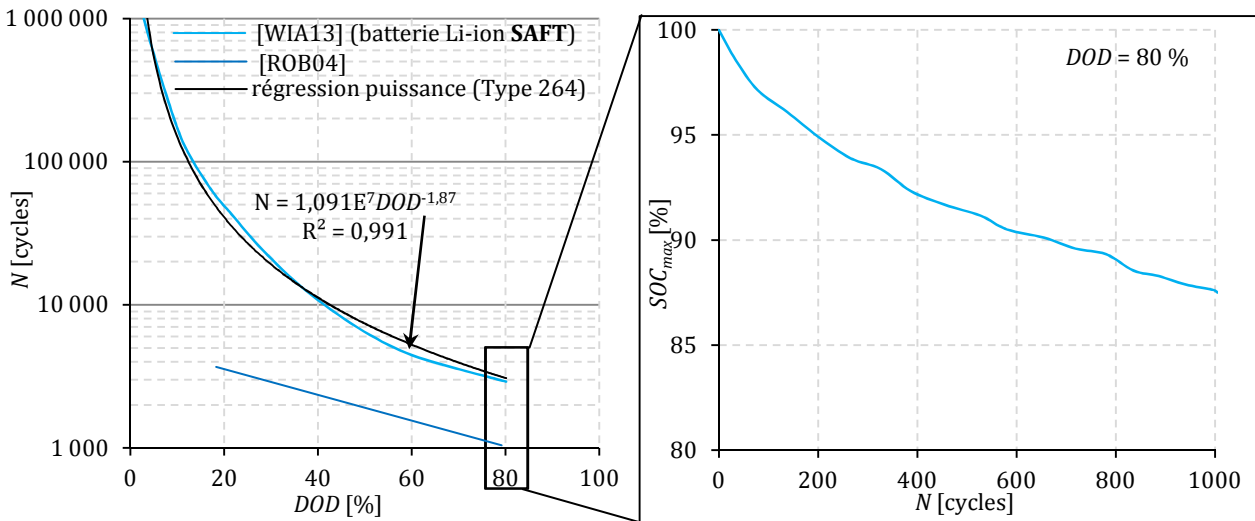



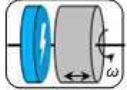
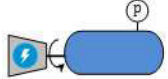

Fig. VI.4 – Impact de la profondeur de décharge DOD sur la cyclabilité N (à gauche) et impact du nombre de cycles complets ($DOD = 80\%$) sur la capacité de stockage maximale SOC_{max} (à droite).

La vitesse de charge ou de décharge peut également avoir un impact important [ROB04]. En effet, les rendements de charge et de décharge sont en principe dépendants de cette cinétique mais sont difficilement modélisables sans des efforts importants. A l'opposé, en régime très lent, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan. L'impact significatif de la profondeur de décharge et du cyclage sur la durée de vie des batteries électrochimique peut être quant à lui facilement pris en compte par des corrélations empiriques et des coefficients de vieillissement ΔSOC (cf. Fig. VI.4). Une faible profondeur de décharge (< 10 %) peut conduire à multiplier par 100 voire par 1 000 la cyclabilité (cf. Fig. VI.4).

VI.1.2.3.4. Développement d'un modèle numérique générique

Des modèles spécifiques ont été modélisés sous **TRNSYS** de manière à prendre en compte les différents paramètres recensés dans le tableau VI.6. Il est à noter que **TRNSYS** propose un modèle de batterie (le « type 47 ») mais celui-ci se réfère à une batterie au plomb. Ce modèle simplifié ne considère pas tous les phénomènes physiques intervenant lors des phases de charge ou de décharge (autodécharge, cyclabilité, etc.). Le tableau VI.7 donne les valeurs considérées dans la plateforme numérique.

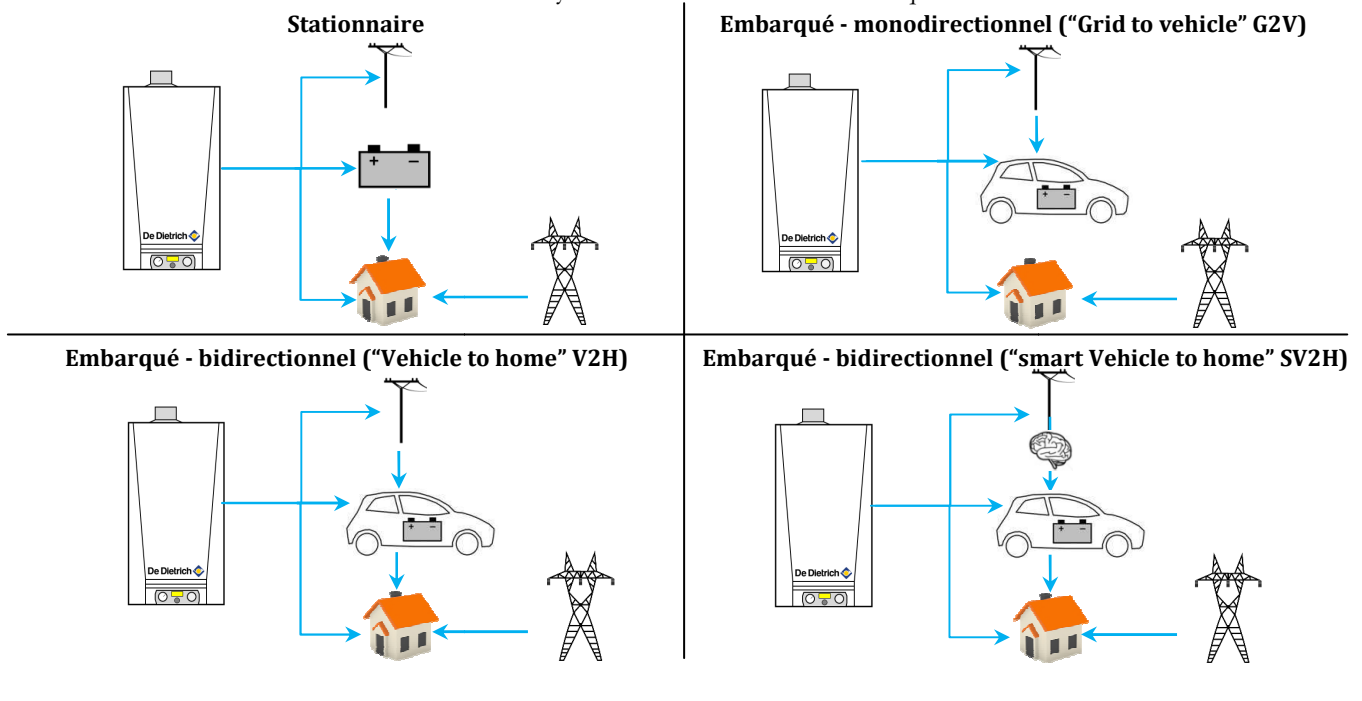
Tab.VI.7 – Synthèse de la modélisation des systèmes de stockage électrique développé dans **TRNSYS**.

Schéma				
Type	264	265	266	534
SOC_0 [kWh _{él}]	0 - 20	0 - 5	0 - 5	0 - 150
SOC_{min} [%]	20	0	0	0
SOC_{max} [%]	100	100	100	100
ΔSOC [kWh _{él} /cycle]	$\frac{0,2 \cdot SOC_0}{N}$	-	-	-
$E_{spé}$ [Wh _{él} .kg ⁻¹]	150	5	8	-
$P_{spé}$ [W _{él} .kg ⁻¹]	1 000	100	-	-
P_{max} [%.j ⁻¹] (charge ou décharge)	$P_{spé} \frac{SOC_0}{1000 E_{spé}}$	$P_{spé} \frac{SOC_0}{1000 E_{spé}}$	5 000	5 000 (charge)
P_{cat}	0,2 [%.j ⁻¹]	0,6 [%.min ⁻¹]	0	(calculs des déperditions thermiques)
η_c [%]	95	100	70	100
η_d [%]	100	100	70	- (énergie thermique)
N [cycle]	$N = 1,091E^7 DOD^{-1,87}$	100 000	10 000	∞

VI.1.2.3.5. Interactions électriques entre le bâtiment, le système de stockage et le réseau

Deux applications de stockage électrique sont possibles : le stockage stationnaire (ou statique) et le stockage embarqué via des batteries intégrées aux véhicules électriques (VE) ou hybrides (VH). Au final, quatre configurations sont distinguées au niveau de l'interaction entre le bâtiment le système de stockage électrique et le réseau. Le tableau VI.8 présente ces configurations et les flux impliqués.

Tab.VI.8 – Synthèse des interactions électriques.



L'opportunité de coupler un véhicule électrique avec un micro cogénérateur présente plusieurs points forts :

- le **coût** : le stockage électrique est « **gratuit** » du point de vue du bâtiment car la batterie est mutualisée entre la mobilité électrique et la couverture des besoins électriques du bâtiment ;
- la **compatibilité** des batteries de VE avec les besoins du bâtiment : les capacités sont surdimensionnées (**Renault Zoé** : 22 kWh_{él} ou **Nissan Leaf** : 24 kWh_{él} par exemple) par rapport aux besoins spécifiques de bâtiments (de l'ordre de 10 kWh_{él}/jour) ;
- la **pérennité** de la batterie : le surdimensionnement de ces batteries pour un usage de stockage dans le bâtiment permet des profondeurs de décharge très faibles en lien avec un usage « V2H ». En effet, la consommation moyenne française d'électricité spécifique est de 8 kWh_{él}/jour (~ 3 000 kWh_{él}/an) ce qui est équivalent à des profondeurs de décharge des batteries de l'ordre de 35 % par jour au maximum. Cet aspect permet de ne pas ou peu dégrader la durée de vie de ces systèmes par rapport à un usage de mobilité seul ;
- l'**adéquation** entre la **disponibilité** du système de stockage (le matin, le soir, la nuit) et la **présence** des occupants dans les bâtiments : présence qui corrèle la consommation d'électricité (éclairage, appareils, etc.) ;
- la **complémentarité** avec les **énergies renouvelables intermittentes** : le caractère non intermittent d'une production micro cogénérée permet de pallier l'intermittence d'une production photovoltaïque par exemple. Cette dernière pourra plutôt intervenir sur les lieux de travail pour recharger les batteries des VE la journée et les micro cogénérateurs pourront couvrir les besoins électriques du bâtiment et recharger le VE durant la nuit. La batterie peut alors être simplement rechargée mais peut aussi alimenter le bâtiment si la production du micro cogénérateur n'est pas suffisante ou si le micro cogénérateur est à l'arrêt.

Dans le cas d'une configuration de V2H, le type 264 est modifié pour y ajouter un scénario de présence (librement modifiable) : le VE est considéré comme un stockage stationnaire qui est déconnecté du bâtiment pendant les déplacements pour se reconnecter au retour. L'hypothèse est également faite que la batterie revient vide le soir ($SOC = SOC_{min}$). La quatrième et dernière configuration propose un rechargement optimisé qui consiste à fixer un horizon de chargement (heure à laquelle la batterie doit être chargée) où le gestionnaire de charge (régulateur) dirige en priorité la production électrique micro cogénérée pour la recharge de la batterie. Si la production n'est pas suffisante le réseau est sollicité en dernier recours et au moment le plus tardif à hauteur de la puissance nominale de charge à savoir 6 kW_{él} ici. Par exemple, si la batterie doit être rechargée à 7 h le matin et qu'il manque 12 kWh_{él} : le gestionnaire attend au moins jusqu'à 5 h avant d'alimenter la batterie via le réseau. Cette stratégie permet d'augmenter l'autoproduction tout en assurant un « confort » de mobilité électrique maximum ($SOC(t = 7 \text{ h}) = 100 \%$).

VI.1.3. Besoins énergétiques des bâtiments d'habitations

VI.1.3.1. Besoins électriques spécifiques

Les besoins électriques spécifiques (hors chauffage ou production d'ECS électrique) sont une donnée cruciale pour déterminer la pertinence énergétique, environnementale et économique des systèmes de micro cogénération notamment en termes d'autoconsommation, d'autoproduction et de couverture des besoins électriques. En effet, un micro cogénérateur va interagir électriquement avec un bâtiment d'habitation, or, à cette échelle, ces besoins sont marqués par de fortes instationnarités (pointes, échelons de puissance, etc.) et une forte volatilité. Cette dynamique est d'ailleurs analogue aux besoins en ECS (cf. §VI.1.3.2). Ces aspects requièrent l'emploi d'une méthode de détermination des besoins électriques spécifiques représentative du comportement réel d'un bâtiment.

VI.1.3.1.1. Méthodes de détermination des besoins électriques spécifiques

Un besoin électrique s’obtient en agrégeant l’ensemble des charges électriques unitaires de chaque appareil fonctionnant à un instant donné. Ce besoin unitaire est assimilable à un échelon ou à des échelons par morceaux caractérisés par un niveau de puissance P_{el} , une occurrence t_i (instant de déclenchement) et par une durée de fonctionnement Δt_i . En découle l’énergie consommée ΔE_{el} sur un pas de temps Δt de simulation :

$$\Delta E_{el} = P_{el} \Delta t \quad (VI.2)$$

La simplicité de cette formulation ne reflète pas les difficultés de son calcul et notamment de la détermination des occurrences. Contrairement aux besoins de chauffage marqués par une bonne prévisibilité (dépendance à la température extérieure), le profil des besoins électriques est dicté par le comportement aléatoire des occupants. Le verrou principal réside donc dans la caractérisation de cette dynamique aléatoire. Les méthodes de détermination tentent de simuler ou de mesurer ces profils variables et aléatoires. Parmi elles, se distinguent des méthodes statistiques (et/ou normatives), expérimentales et stochastiques.

a. Méthodes expérimentales

Les méthodes expérimentales consistent à instrumenter des bâtiments de manière à acquérir la courbe de charge par une mesure *in situ* avec un pas de temps donné. Il existe des 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 [KNI07][CAR11]. Cependant, celles-ci restent rares et ne concernent pas le contexte français. Aussi, il est difficile d’obtenir un fichier de besoins annuels sans discontinuités liées à des problèmes techniques notamment. Plusieurs auteurs pointent la faiblesse et ce manque de travaux sur les courbes de charges domestiques [MAT08][AND11][ARM09]. Les pas de temps de mesure s’échelonnent de 1 min ([HAW05]) à 1 h ([FUB14]) en pratique. L’avantage principal est donc la prise en compte du comportement réel des occupants ; les inconvénients étant la spécificité des mesures à un bâtiment donné, l’unicité de la mesure (puissance globale) et le manque de précision (pas de temps horaire majoritairement). En effet, les mesures ne renseignent pas le profil de puissance de chaque appareil. En particulier, les travaux de Knight *et al.* [KNI07] ne proposent qu’un seul profil agrégé d’une maison individuelle de six occupants dans le contexte britannique. Hawkes *et al.* [HAW05][HAW07] basent leurs études sur un seul bâtiment dont les données sont au pas de temps 5 min dans le contexte britannique [CAR11]. Houwing *et al.* [HOU07] emploient quant à eux des mesures *in situ* au pas de temps 1 min [HOU07]. Fubara *et al.* [FUB14] utilisent des mesures de jours types selon les saisons et le jour de la semaine au pas de temps horaire (*cf.* Fig. VI.5). Enfin, De Paepe *et al.* [DEP06] ont par exemple mis en place un questionnaire pour les usagers de bâtiments et en ont tiré des profils temporels d’usage type.

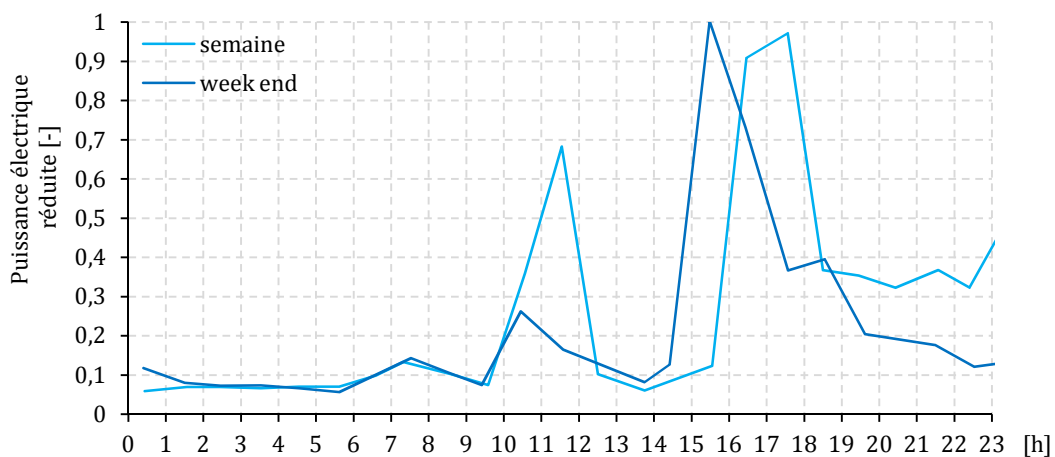


Fig. VI.5 – Exemple de mesures *in situ* adimensionnées [FUB14].

b. Méthodes statistiques

Des méthodes statistiques de type normatif existent pour caractériser les besoins électriques de bâtiments. Ce sont les méthodes les plus usitées dans la littérature (cf. Chapitre II). Ces méthodes consistent à simuler la variation horo-saisonnière des consommations électriques à l'aide d'une stratégie de « coefficientage » horaire k_h , journalier k_j et mensuel k_m sur la base de vastes campagnes de mesures (cf. Fig. VI.6). Elles requièrent peu de paramètres d'entrées, à minima : une consommation électrique de référence $B_{él,réf}$ et les différents coefficients. Le principe est d'affecter ces coefficients qui répartissent ce besoin de référence à chaque heure de l'année selon la formule suivante :

$$\dot{B}_{él}(t) = \frac{B_{él,réf} k_h k_j k_m}{\Delta t} \tag{VI.3}$$

En France RTE [RTE15] a développé un modèle statistique de reconstitution des courbes de charges résidentielles de plusieurs cas selon les puissances souscrites et le type de contrat (RES1, RES11, RES2, RES3 et RES4). La méthode met en œuvre 17 520 coefficients semi-horaires, 365 coefficients journaliers, 52 coefficients hebdomadaires ainsi qu'un coefficient correctif « d'aléa climatique » pour chaque pas de temps. En particulier, la méthode prend en compte l'impact des jours fériés sur le profilage, cependant la méthode ne distingue ni les besoins spécifiques des besoins de chauffage ni la consommation par poste. A l'état de l'art réalisé au Chapitre II, seuls Alanne *et al.* [ALA10], Gonzales-Pino *et al.* [GON14], Barbieri *et al.* [BAR12] [BAR12-2] et Bianchi *et al.* [BIA13] donnent les détails des méthodes statistiques employées. En particulier, Gonzales-Pino *et al.* [GON14] intègrent une variation horo-saisonnière (été et hiver). Cependant, certains auteurs ne distinguent pas les différents postes de consommation (informatique, électroménager, éclairage, image & son, *etc.*) : chose que Bianchi *et al.* [BIA13] intègrent, en plus d'une variation saisonnière (été et hiver). Enfin, Alanne *et al.* [ALA10] calculent quant à eux de manière simpliste ces besoins globaux en appliquant un facteur multiplicatif à un profil de besoin type d'éclairage (cf. Fig. VI.6).

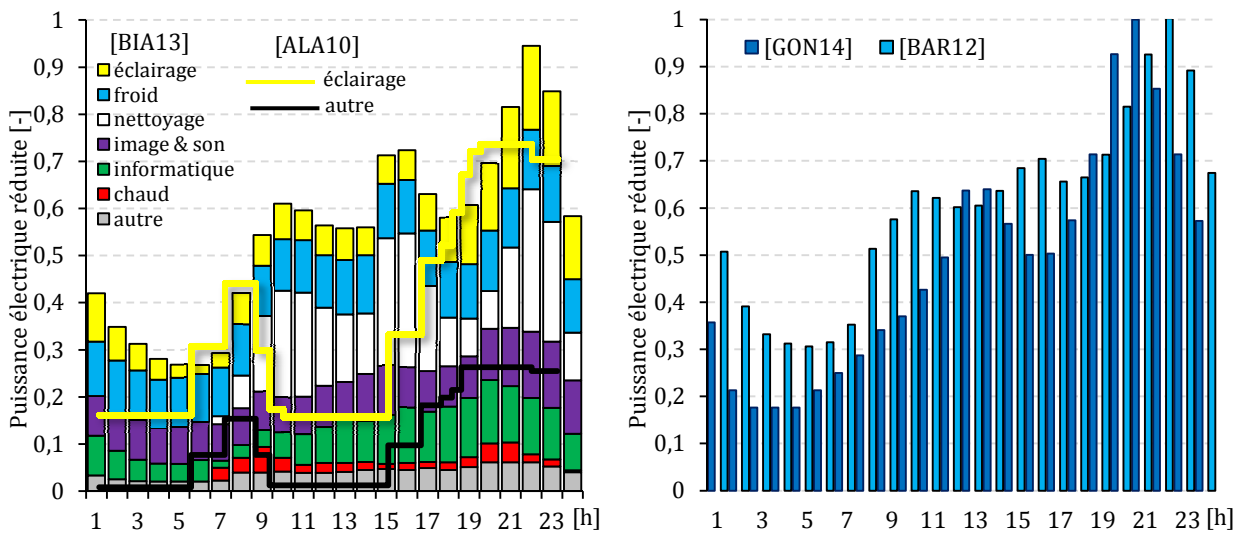


Fig. VI.6 – Puissances électriques réduites horaires issues de l'état de l'art.

Aucun des auteurs ne considère de variation journalière (jour de semaine/week end). Ces profils montrent bien la variation horaire avec des pointes matinales et en soirée mais ne reflètent pas la réalité d'un puisage unitaire d'une maison individuelle. Aussi, ces méthodes ont l'inconvénient de manquer de diversité en répétant quotidiennement un unique profil (à un coefficient de proportionnalité près) et de lisser les besoins sans prendre en compte le phénomène ponctuel et variable d'un puisage individuel. Ces méthodes concernent davantage les bâtiments ou des groupes de bâtiments présentant un effet de foisonnement.

c. Méthodes stochastiques

Le verrou majeur à la détermination réaliste des besoins électriques réside dans la simulation du comportement réel des usagers qui se matérialise par des courbes de charges variables et aléatoires. Les méthodes stochastiques permettent de prendre en compte cet aspect en implémentant des méthodes statistiques et probabilistes qui visent à déterminer des temps de déclenchement (occurrence), des périodes de fonctionnement et des niveaux de puissances par poste aléatoires selon l'heure, le jour et la saison et selon le niveau et la qualité énergétique des appareils électriques. Grandjean *et al.* [GRA12] ont réalisé un état de l'art exhaustif des modèles numériques de reconstitution de la courbe de charges d'un bâtiment d'habitation. Au niveau des seuls besoins électriques spécifiques (hors chauffage, ECS et climatisation électriques) ils citent deux méthodologies : les méthodes dites « descendantes (« Top-down ») et les méthodes dites « ascendantes » (« Bottom-up ») (cf. Fig. VI.7) auxquelles s'ajoutent les méthodes hybrides : combinaison des deux méthodes précédentes.

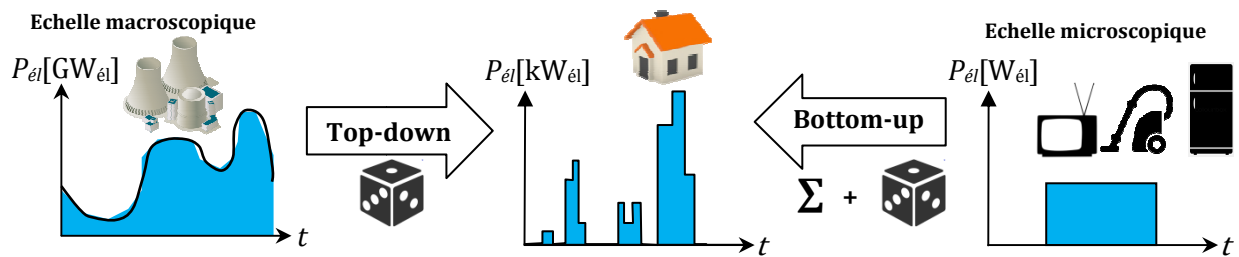


Fig. VI.7 - Principe des méthodes ascendantes et descendantes.

Les méthodes « Top-down » consistent à utiliser des courbes de charges électriques globales (courbe de charge nationale principalement) provenant de mesures ou des producteurs d'énergie et de « redescendre » à la courbe de charge d'un bâtiment sur la base d'outils statistiques et probabilistes. Le principe est de « dé foisonner » ou « désagréguer » une courbe de charge. L'avantage de ces méthodes réside dans le faible nombre de paramètres requis (courbes de charges, niveau d'équipement, durées de fonctionnement moyennes, etc.). Les inconvénients majeurs étant une faible résolution temporelle (pas de temps de 15 min à 1 h) et la non distinction de la charge unitaire de chaque appareil. Ces méthodes sont par exemple utilisées pour prédire l'évolution du niveau et des habitudes de consommation dans un contexte démographique, technologique et climatique évolutif. A l'état de l'art réalisé au Chapitre II, seuls Gähler *et al.* [GAH07] et Matics *et al.* [MAT08] emploient cette typologie descendante (cf. Fig. VI.8).

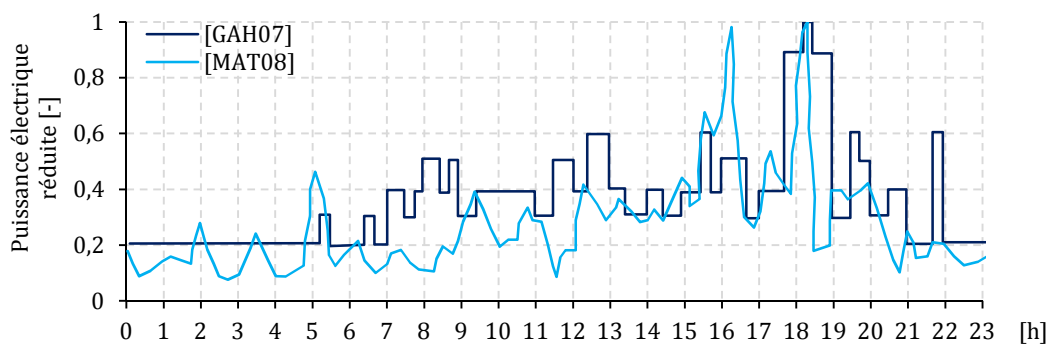


Fig. VI.8 – Puissances électriques issues de méthodes stochastiques descendantes [GAH07] [MAT08].

Les méthodes « Bottom-up » consistent à agréger les charges de chaque appareil électrique recensé : charges déterminées de manière stochastique afin de « remonter », de « reconstituer » la courbe de charge d'un bâtiment. L'avantage de ces méthodes réside dans la précision qu'elles procurent avec de faibles pas de temps et un niveau de détail élevé. Elles permettent également de « remonter » à l'échelle désirée (maison individuelle, bâtiment collectif, quartier, etc.) par de multiples agrégations. L'inconvénient majeur réside dans le caractère techno-explicite de la méthode qui implique un paramétrage complexe : chaque appareil doit être caractérisé statistiquement (fréquences quotidiennes, hebdomadaires et annuelles, consommations annuelles, puissances nominales, durées moyennes, etc.).

Au niveau de l'état de l'art réalisé au Chapitre II, seuls quelques auteurs emploient cette typologie « Bottom-up » : Boait *et al.* [BOA06] utilisent le modèle de Stokes *et al.* [STO05], Dorer *et al.* [DOR09] et Ribberink *et al.* [RIB09] emploient les profils stochastiques issus des travaux de l'Annexe 42 [ARM09] et Rosato *et al.* [ROS13] utilisent le modèle de Richardson *et al.* [RIC10] tronqué de 33 à 8 appareils seulement (*cf.* Fig. VI.9).

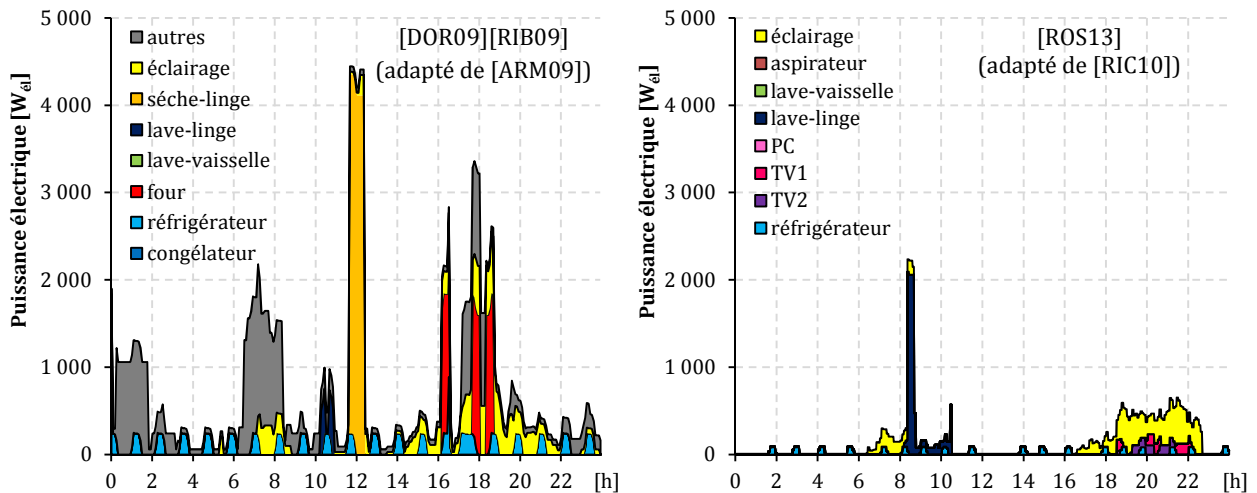


Fig. VI.9 – Puissances électriques issues de méthodes stochastiques ascendantes [ROS13] [RIB09].

d. Méthodes « boîtes noires » à intelligence artificielle (IA)

Il existe également des modèles de type « boîte noire » utilisant des techniques relatives à l'intelligence artificielle. Grandjean *et al.* [GRA12] citent notamment les systèmes multi-agents (SMA) et les réseaux de neurones artificiels (RNA). Le premier permet de simuler les interactions entre des agents situés dans un environnement donné. Les agents peuvent être assimilés à des habitants, l'environnement à un bâtiment et aux appareils électrodomestiques. Les interactions peuvent être assimilées à des actions prédéfinies de la part des habitants qui utilisent les appareils électriques selon une organisation. Cette technique est très usitée en sciences sociales sur la modélisation des sociétés (animaux, insectes, humains, *etc.*). Elle peut donc s'avérer adaptée à la modélisation du comportement réel de consommation électrique aléatoire. Le réseau de neurones artificiels est une technique probabiliste de type « boîte noire » basée sur le principe d'apprentissage. A partir de données expérimentales principalement, ces modèles cherchent à identifier des tendances statistiques ou des corrélations complexes (régressions à plusieurs dimensions), imperceptibles « à l'œil nu » à priori, de manière à les reproduire ou les prédire. C'est une méthode antagoniste aux méthodes « Bottom-up » qui cherchent quant à elles à préétablir un formalisme exhaustif de ces corrélations (probabilités d'occurrences, scénario de présence, variations saisonnières, chaîne de Markov, *etc.*). Les paramètres de ce type de modèle réfèrent à la structure du réseau de neurones (nombre d'entrées, pondérations, fonctions d'activation, nombre de couches cachées, nombre de neurones par couche, *etc.*).

VI.1.3.1.2. Bilan sur la détermination des besoins électriques spécifiques

Le tableau VI.9 réalise la synthèse des typologies des méthodes de détermination des besoins électriques spécifiques de bâtiments d'habitation en faisant le lien avec l'état de l'art sur les études numériques réalisé au Chapitre II.

Tab.VI.9 – Synthèse des méthodes de détermination des besoins électriques.

Typologie	Méthodes expérimentales	Méthodes normatives/statistiques	Méthodes stochastiques		Méthodes « boîte noire »
Approche	Expérimentale	Statistique	Probabiliste et statistique		Empirique/statistique
Description	Field tests	Coefficientage horo-saisonnier	« Bottom up »	« Top-down »	SMA/RNA
Précision/Réalisme	- / ++ (selon pas de temps)	--	+++	+	+++
Détail par poste de consommation	--	---	+++	-	+(SMA) -(RNA)
Simplicité de paramétrage	+++	++	-	+	+
Généricité	-	+++	++	++	-
Etat de l'art des études numériques (cf. Chapitre II)	[HAW05][PEA06] [HAW07] [PEA07][FUB14] [VAN14][BAL15]	[COL09][ALA10][BIA12][BIA13] [BAR12][BAR12-2] [TEU11][GON14]	[BOA06][DOR09] [RIB09] [ROS13]	[GAH07][MAT08]	

VI.1.3.1.3. Choix d'une méthode

Les besoins électriques sont des données d'entrées importantes pour la plateforme et doivent être cohérents avec le niveau de modélisation des micro cogénérateurs en termes de dynamique et de réalisme principalement. Ces besoins électriques doivent donc être déterminés de manière précise, à faible pas de temps (< 5 min) et doivent être représentatifs d'un comportement réel. Aussi, la plateforme intègre une gestion d'énergie visant à piloter la production et/ou les charges électriques. Le pilotage des charges consiste à reporter certaines charges élémentaires dites délestables à une période plus « favorable » (pendant une période de fonctionnement du micro cogénérateur par exemple) (cf. §VI.3). Cette contrainte suppose la connaissance de la charge des appareils individuellement. Enfin, un compromis doit être trouvé entre la précision, la complexité (paramétrage du modèle), la généricité des méthodes utilisées et le temps de calcul qui doit être raisonnable pour une simulation annuelle (< 1h).

L'usage de méthodes statistiques au pas de temps horaire a l'avantage d'être facile à mettre en œuvre et requiert peu de ressources informatiques et de données. Cependant, ces besoins horaires reflètent davantage le comportement d'un besoin foisonné provenant d'un bâtiment d'habitation collectif que le comportement réel d'un bâtiment d'habitation dont la consommation peut être très variable et aléatoire. Ces effets de lissage ne permettent pas une analyse fine de l'interaction entre les bâtiments et les micro cogénérateurs. De plus, la plupart du temps, aucune distinction n'est faite sur les consommations par poste et un même profil se répète pour chaque jour de l'année. Les méthodes expérimentales ont l'avantage d'être simples à implémenter (fichiers de données), de refléter le comportement réel d'un bâtiment quel qu'il soit. Cependant cette représentativité dépend fortement du pas de temps de mesure utilisé qui peut être variable (de 1 min à 1 h). De plus, en général, les consommations par poste ne sont pas distinguées. Enfin, les bases de données complètes sont trop spécifiques et trop peu nombreuses voire inexistantes (ou inaccessibles) dans le contexte français à de faibles pas de temps (< 5 min) pour pouvoir enrichir une base de données diversifiée et représentative. Les techniques d'intelligence artificielle sont quant à elles intéressantes par rapport à leur capacité à caractériser un comportement aléatoire. Cependant ces outils sont encore peu maîtrisés et peu appliqués à cette thématique des besoins électriques. De plus, ces méthodes non physiques sont difficilement compatibles avec la caractérisation du profil de charge par appareil et sortent du cadre de cette thèse. Enfin, les méthodes stochastiques permettent de simuler le comportement réel des bâtiments. Les pas de temps peuvent être très bas (1 min) et elles permettent de déterminer les charges unitaires de chaque appareil : chose que les méthodes descendantes ne permettent pas. Une méthode stochastique de type ascendante (ou « Bottom-up ») est donc la plus adaptée aux critères de précision, de réalisme et de niveau de détail. De plus, son caractère techno-explicite permet d'orienter sa conception pour l'adapter au contexte français.

VI.1.3.1.4. Générateurs « Bottom-up » de besoins électriques spécifiques

Parmi la typologie «Bottom-up», plusieurs modèles ont été développés. Grandjean [GRA13] y consacre une thèse pour EDF en développant un algorithme stochastique basé sur une modélisation probabiliste et réaliste des occurrences de chaque appareil (temps de déclenchement et d'arrêt). Dans son état de l'art sur les méthodes «Bottom-up», il distingue trois variantes statistiques dans un degré croissant de complexité et de réalisme: les modèles aléatoires, les modèles probabilistes empiriques et les modèles probabilistes scénarisés (« Time Of Use » TOU). Les premiers modèles cités utilisent des nombres aléatoires sans base probabiliste représentative d'un fonctionnement réel (champs équiprobable d'occurrence). Ensuite, les deuxièmes méthodes tentent de mettre en place des procédures probabilistes représentatives d'un comportement réel par le biais de lois de probabilité empiriques : par exemple, les appareils domestiques de cuisine ont une plus forte probabilité de fonctionner aux heures des repas. Enfin, le concept « Time Of Use » a été introduit à l'origine par Pratt *et al.* [PRA89] et consiste à utiliser des champs de probabilités d'occurrences d'un appareil donné. Ces champs sont issus d'études expérimentales sur les appareils et comportementales sur les occupants. Des stratégies dites de « scénarisation » peuvent être ajoutées par des probabilités de transition (chaîne de Markov) ou des coefficients horo-saisonniers pour affiner la modélisation du comportement des utilisateurs (fonctionnement chronologique et logique de certains appareils ou coefficients de modulation pour l'éclairage ou pour la réfrigération en fonction de la saison et des heures d'utilisation).

Parmi les méthodes aléatoires ou probabilistes/empiriques présentant des pas de temps inférieurs à 1 h, Grandjean *et al.* [GRA12] citent respectivement Yao *et al.* [YAO05] et Stokes *et al.* [STO05]. Les premiers ont implémenté un modèle aléatoire et statistique pour l'étude de la production décentralisée d'électricité photovoltaïque. Les pas de temps vont de 1 à 30 min et ils intègrent une quinzaine d'appareils électriques domestiques. Cependant, aucune probabilité d'occurrence spécifique n'a été mise en place : l'occurrence est déterminée aléatoirement avec un champ équiprobable. Aussi, cinq scénarios de présence sont considérés (travail à temps plein, chômage ou trois variantes de travail à temps partiel). Grandjean *et al.* jugent ce modèle simpliste. Ensuite Stokes *et al.* [STO05] introduisent des champs de probabilité semi-empiriques issus de sondages comportementaux et de mesures *in situ* sur neuf appareils électrodomestiques répartis sur quatre postes (froid, cuisine, lavage/séchage et éclairage). Ils emploient des statistiques sur la durée moyenne des cycles, sur leur fréquence et sur les niveaux de puissances constatés par appareil. A l'origine le modèle est semi-horaire et les auteurs tentent d'adapter le modèle au pas de temps minute. Ils emploient alors des artefacts numériques qui visent par exemple à adapter les niveaux de puissance des cycles des appareils de manière à ce que l'énergie cible soit couverte sur un pas semi-horaire. Aussi, chaque probabilité d'occurrence des appareils présentent des spécificités qui rendent ce modèle difficilement généralisable.

Parmi les modèles les plus réalistes de type « Time Of Use » présentant des pas de temps inférieurs à 1 h, Grandjean *et al.* [GRA12] citent d'abord Walker et Pokoski [WAL85] qui ont développé des courbes de charges électriques au pas de temps 15 min. Ils ont employé les premiers les concepts de « disponibilité » et de « propension » en introduisant des scénarios de présence active (par opposition à une présence passive durant le sommeil par exemple) et des champs de probabilités d'occurrence en fonction de données statistiques. En particulier, ils distinguent des comportements différents selon le statut social et introduisent une densité de probabilité uniforme d'absence exceptionnelle (loisirs, courses, vacances, *etc.*).

Grandjean *et al.* citent ensuite Capasso *et al.* [CAP94] qui ont repris les travaux de Walker et Pokoski. Par recoupements entre ces derniers travaux et diverses études expérimentales, ils ont généralisé des champs de probabilité par « famille » (cuisine, tâches ménagères, loisirs et hygiène) qui permettent d'obtenir des temps de déclenchement de des appareils par une méthode stochastique de Monte-Carlo (générateur de points aléatoires dans un champ de probabilité). Les déclenchements sont conditionnés par des seuils de fréquences journaliers. Cependant, les auteurs n'ont pas considéré de dépendance hebdo-saisonnaire sur les champs de probabilités ou les niveaux de puissance.

Ensuite, Grandjean *et al.* citent Armstrong *et al.* [ARM09] qui ont réalisé un modèle au pas de temps 5 min sur la base des travaux précédents. Faute de bibliographie dense sur les champs de probabilité d'occurrences, ils basent leur modèle sur les travaux de Pratt *et al.* [PRA89] sans actualisation et sans modulation hebdo-saisonnière (sauf pour l'éclairage). Ce modèle a été spécialement développé pour l'étude de micro cogénérateurs couplés aux bâtiments au Canada dans le cadre de l'Annexe 42 de l'AIE [KNI07]. En particulier, ils distinguent trois niveaux d'équipement, trois niveaux de performance énergétiques et huit appareils différents. Ils ne distinguent pas de cycles particuliers pour les appareils de lavage (chauffage, essorage, séchage, *etc.*) ni de variations de durée excepté pour l'éclairage (durée variable entre 5 et 120 min). Aussi, ils modélisent la puissance de veille en considérant une puissance forfaitaire de 65 W_{el}. Paradoxalement à ces simplifications, les auteurs intègrent de manière originale des cycles de dégivrage sur les appareils de froid qui apparaissent de manière aléatoire ainsi qu'une « chaîne de Markov » en conditionnant le démarrage du sèche-linge à l'arrêt d'un cycle du lave-linge (entre 30 et 120 min après).

Plus récemment, Widen *et al.* [WID09] ont développé un modèle de type « Time Of Use » avec des champs de probabilités d'occurrences actualisés et adaptés au contexte suédois. Ils adaptent cette méthode en générant une charge électrique par occupant : charges individuelles qu'ils agrègent en fonction du nombre d'occupant. En particulier, ils distinguent neuf appareils domestiques, deux types de bâtiment (maison et appartement), des champs de probabilités journaliers (semaine/week end) et une corrélation entre la lumière naturelle et le niveau de puissance d'éclairage. L'apport conséquent des auteurs réside dans l'implémentation de chaînes de Markov dans leur modèle en utilisant des probabilités de transition entre chacune des neuf activités prises en compte (absence, sommeil, cuisine, lave-vaisselle, lave-linge/sèche linge, télévision, ordinateur, audio et autres). Ces transitions enrichissent la modélisation d'un comportement réel.

Enfin, Richardson *et al.* [RIC10] ont développé un algorithme de type « Time Of Use » très précis au pas de temps 1 min intégrant 33 appareils électriques. Ils combinent des scénarios de présence active binaires avec des champs de probabilités d'occurrences issues de mesures *in situ* et d'une large campagne de sondages dans le contexte britannique (1 000 personnes au pas de temps 10 min). En particulier, les auteurs distinguent cinq champs de probabilités d'occurrence par activité et non par appareil (cuisine, télévision, séchage du linge, lavage, repassage et nettoyage). Ces champs sont fonction du nombre d'occupants actifs (de 1 à 5) et du type de jour (semaine/week end).

Le tableau VI.10 réalise la synthèse des modèles « Bottom-up » de détermination des besoins électriques (pas de temps < 1 h) en faisant le lien avec l'état de l'art sur les études numériques réalisé au Chapitre II.

Tab. VI.10 – Synthèse des méthodes « Bottom-up » de reconstitution de la courbe de charge électrique.

Approche	Mathématique aléatoire	Probabiliste empirique	Probabiliste scénarisée				
	[YAO05]	[STO05]	[WAL85]	[CAP94]	[ARM09]	[WID09]	[RIC10]
Zone	RU	BEL	USA	ITA	CAN	SUE	RU
horaire	Non	Oui	Oui	Oui	Oui [PRA89]	Oui	Oui
journalier	Non	Non	Oui	Non	Non	Oui	Oui
saisonnier	Non	Non	?	Non	Non (sauf éclairage)	Non (sauf éclairage selon la lumière naturelle)	Oui
Scénario d'occupation	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Oui
Chaîne de Markov	Non	Non	Non	Non	Oui (sèche-linge/lave-linge)	Oui	Non
Nombre d'appareils	15	12 (4 postes)	?	?(4 postes)	8	9	33
Veille	Non	Non	Selon appareil	Non	Oui (65 W _{él})	Oui	Oui
Performance énergétique	Non	Non	Non	Non	Oui	Non	Non
Niveau d'équipement	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Cycles	Non	Non	Oui	Non	Oui (froid+dégivrage aléatoire)	Oui (froid, lave-vaisselle/linge)	Oui
Durée	Fixe	Empirique	?	fixe	Fixe (Sauf éclairage : 5-120 min)	Aléatoire (densité uniforme)	Fixe (Sauf éclairage: 0-250 min)
Pas de temps	1 min	1 min	15 min	15 min	5 min	5 min	1 min
Lien avec l'état de l'art (cf. Chapitre II)		[BOA06]			[DOR09][RIB09]		[ROS13]

VI.1.3.1.5. Développement d'un générateur stochastique de besoins électriques

Parmi l'état de l'art sur les modèles « Bottom-up », les méthodes dites « probabilistes scénarisées » sont les mieux adaptées aux contraintes définies préalablement. De plus, la synthèse des méthodes réalisée au tableau VI.10 montre qu'aucune ne concerne le contexte français et que chaque modèle est perfectible sur plusieurs points. Par exemple, Walker *et al.* [WAL85] n'ont pas implémenté de diversité au niveau de la performance énergétique des appareils et les pas de temps sont encore élevés (15 min). Capasso *et al.* [CAP94] ne considèrent aucune variation hebdo-saisonnière des champs de probabilité ni de cycles pour des appareils spécifiques (lavage, séchage, etc.) ni de diversité sur la durée de fonctionnement des appareils. Armstrong *et al.* [ARM09] intègrent seulement huit appareils électrodomestiques ce qui est faiblement représentatif du niveau d'équipement réel. Aucune variation hebdo-saisonnière n'est prise en compte (sauf pour l'éclairage) et les durées de fonctionnement sont fixes. Widen *et al.* [WID09] intègrent quant à eux seulement neuf appareils et ne considèrent pas de variation saisonnière. Aussi, leur modèle d'éclairage corrélé au niveau de lumière naturelle s'avère être trop complexe à mettre en œuvre. Richardson *et al.* [RIC10] n'ont pas implémenté de probabilités de transition (chaîne de Markov) ni de diversité au niveau des performances énergétiques et de la durée de fonctionnement des appareils. Il est à noter que seuls Widen *et al.* [WID09] et dans une moindre mesure Armstrong *et al.* [ARM09] intègrent des probabilités de transition dans leur modèle. Aussi, malgré la liste exhaustive de 33 appareils, seuls cinq champs de probabilité d'occurrences sont utilisés. Enfin, aucun modèle ne concerne donc le contexte français qui présente des niveaux de consommation (2 800 kWh_{él}/an), d'équipement et de performances énergétiques spécifiques. En comparaison, les contextes canadien et britannique affichent des niveaux de consommation beaucoup plus élevés (respectivement d'un facteur 1,5 et 2 à 3 environ) [RIB09]. Aussi, le niveau des besoins a tendance à augmenter du fait de la multiplication des appareils électroménagers et électroniques (cf. Chapitre I) ; ces derniers n'étant jamais intégrés dans les codes de calculs présentés.

Ce constat motive le développement d'un nouveau générateur stochastique de besoins électriques spécifiques adapté à la diversité du contexte français actuel en termes de niveau d'équipement et de performance énergétique notamment. Celui-ci tente de réaliser la synthèse des différentes stratégies implémentées dans les cinq modèles recensés. En particulier, le générateur développé intègre :

- des variations horo et hebdo-saisonniers des champs de probabilités d'occurrences,
- une probabilité de présence active,
- des probabilités de transition (chaînes de Markov),
- une liste exhaustive et actualisée d'appareils électrodomestiques (39 appareils différents),
- une prise en compte réaliste des consommations de veille,
- une diversité du niveau d'équipement (bas, moyen élevé),
- une diversité des performances énergétiques (en référence aux « étiquettes-énergie »),
- une modélisation réaliste et individuelle de chaque appareil (échelons, cycles prédéfinis),
- une durée aléatoire de fonctionnement des appareils.

La base du modèle repose sur l'étude statistique menée dans le cadre du projet européen REMODECE [REM08] et sur les campagnes de mesures menées en France par le bureau d'étude **Enertech** [ENE15] (données qui ont alimenté en partie les bases de données du projet REMODECE).

a. Niveau d'équipement

Le générateur stochastique intègre donc 39 appareils détaillés dans l'Annexe H en référence aux travaux du projet REMODECE [REM08]. Certains appareils peuvent être présents à plusieurs reprises (télévision, chargeur, ordinateurs, *etc.*). En particulier, le caractère principal et secondaire est distingué pour l'éclairage (séjour et autres), pour la télévision et pour les ordinateurs. Six familles d'appareils électrodomestiques sont considérées : froid, cuisine, lavage, nettoyage, image & son et informatique et autres. Les statistiques sur les taux d'équipement électrodomestiques (taux de possession ou taux de pénétration) permettent de dégager trois niveaux d'équipement (combinaison d'équipements présents dans le logement) reflétant le niveau socio-économique des habitants. Ces trois niveaux (bas, moyen et haut) sont détaillés à l'Annexe H qui donne le nombre d'appareils présents (0, 1 ou plus) selon le niveau.

b. Caractérisation du cycle de fonctionnement

Quatre typologies de cycles de fonctionnement sont distinguées : le fonctionnement continu (échelon permanent), le fonctionnement « échelons » (en dissociant la puissance de fonctionnement et de veille), le fonctionnement continu cyclique (appareils de réfrigération) et le fonctionnement selon un cycle prédéfini (pour le lave-vaisselle, le lave-linge et le sèche-linge).

Un cycle est caractérisé par son niveau de puissance en fonctionnement ou en veille. Ces derniers sont issus de la campagne de mesure REMODECE [REM08], des données d'**Enertech** [ENE15] et de l'état de l'art réalisé précédemment. En particulier, un coefficient de modulation est appliqué selon trois niveaux de performance énergétique (A, B et C) des appareils électriques. Ceux-ci sont adaptés des « Etiquettes-Energie » émanant des directives du conseil de l'Europe pour chaque appareil (*cf.* Annexe H). Aussi, des coefficients mensuels issus des travaux d'**Enertech** [ENE15] sont affectés à la puissance d'éclairage pour prendre en compte la variation saisonnière des apports de lumière naturelle.

Enfin, un cycle est caractérisé par une durée. Excepté pour les cycles prédéfinis et les appareils de réfrigération, la durée d'un cycle est aléatoire selon un champ de probabilité uniforme entre des bornes minimum et maximum issues des statistiques. Le reste du temps, la puissance consommée correspond à la puissance nominale de veille ; celle-ci pouvant être nulle. Pour les systèmes de lavage et de séchage, des cycles prédéfinis issus de l'état de l'art sont appliqués [REM08][WID09][ENE15]. En particulier, trois types de cycle sont définis pour le lave-vaisselle (Eco, normal et intensif) et pour le lave-linge (30, 60 et 90 °C). Le choix du cycle se fait de manière aléatoire selon des fréquences d'utilisation de chacun de ces cycles.

Pour les appareils de réfrigération, le fonctionnement horaire du compresseur est cyclique. Ce cycle se caractérise par sa fréquence nominale ON/OFF de 50 % et sa durée nominale qui est fixée à 1 h [ENE15][RIC10][ARM09][EM08]. De plus, des coefficients correctifs horaires k_h et mensuels k_m sont affectés à la durée du cycle pour prendre en compte les effets horo-saisonniers de fonctionnement. En effet, le compresseur est davantage sollicité pendant les périodes de repas pour compenser les déperditions thermiques plus importantes. Enfin, la température de l'ambiance intérieure influe sur le coefficient de performance du cycle thermodynamique. Or celle-ci varie en général selon la saison entre 18 et 26 °C en moyenne. **Enertech** fournit ces deux derniers coefficients sur la base d'études expérimentales [ENE15]. Toutes les données relatives à la caractérisation des cycles des appareils électrodomestiques sont présentées à l'Annexe H. La figure VI.10 en présente la caractérisation des cycles des appareils électrodomestiques.

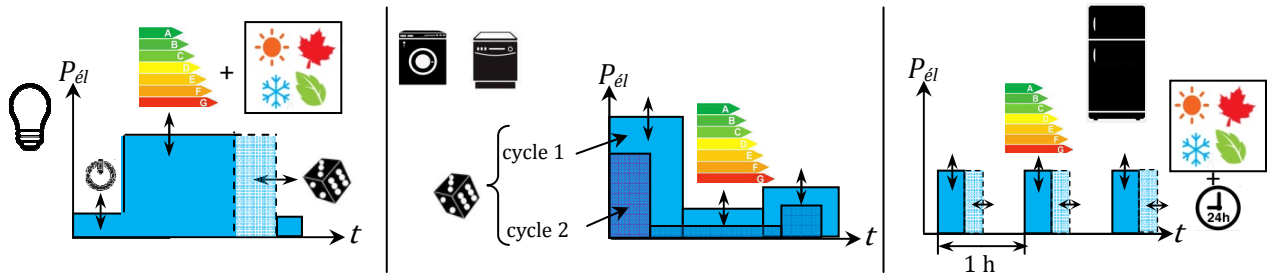


Fig. VI.10 – Principe de la caractérisation des cycles de fonctionnement des appareils électrodomestiques.

c. Détermination des occurrences

L'instant de déclenchement (l'occurrence) des 39 appareils est déterminé selon 19 champs de probabilités d'occurrence (« Time Of Use ») et selon les fréquences d'occurrences annuelles (nombre moyen de cycles par an). Les densités de probabilités et ces fréquences annuelles d'utilisation sont issues de statistiques récentes à l'échelle européenne [REM08] et française [ENE15]. En particulier, les champs de probabilités distinguent les jours de semaine et de week end (cf. Fig. VI.11) et distinguent des usages principaux et secondaires (télévision, éclairage et ordinateurs). Aussi, certaines occurrences sont « scénarisées » pour éviter des aberrations. Ainsi, des chaînes de Markov sont utilisées pour lier l'état présent ou futur de certains appareils en fonction de l'état d'autres appareils. Par exemple, les consommations liées aux auxiliaires télévisuelles sont conditionnés au fonctionnement d'un téléviseur, il en est de même pour les auxiliaires informatiques avec les ordinateurs. Aussi, le fonctionnement du sèche-linge ne peut s'établir qu'après un cycle de lavage (entre 0 et 1 h après) et selon une probabilité de transition. Toutes les données relatives à la caractérisation des occurrences des appareils électrodomestiques sont présentées à l'Annexe H. Pour chaque jour, une occurrence est déterminée par une méthode probabiliste et itérative de Monte-Carlo. En fonction de la fréquence d'occurrence annuelle et de la dépendance au fonctionnement d'autres appareils : l'occurrence est validée ou rejetée. La figure V1.11 schématise la procédure itérative de détermination stochastique d'une occurrence.

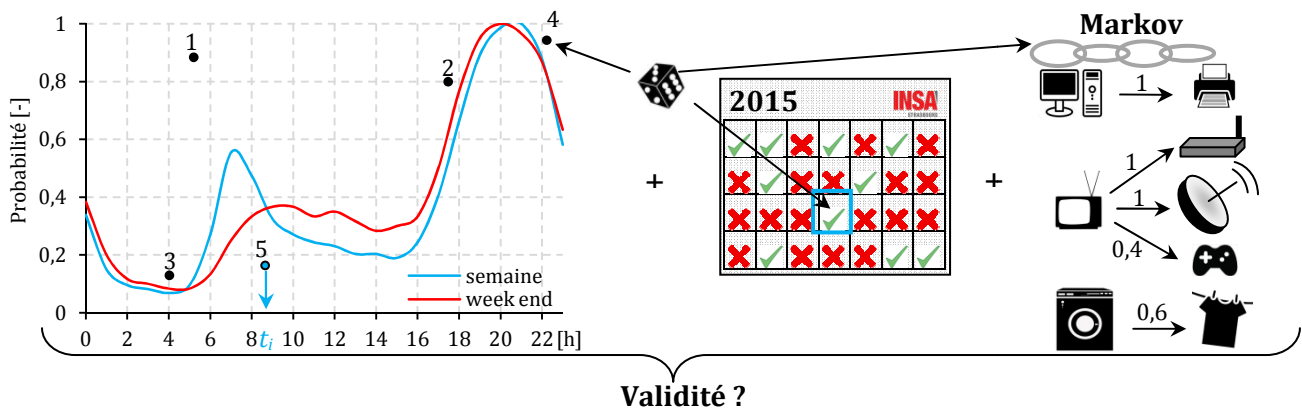


Fig. VI.11 – Procédure de détermination stochastique d'une occurrence.

d. Schéma de principe du générateur stochastique de besoins électriques spécifiques

La figure VI.12 donne l'architecture de la procédure de détermination de la courbe de charge du générateur stochastique développé. L'Annexe H en donne un schéma de principe global.

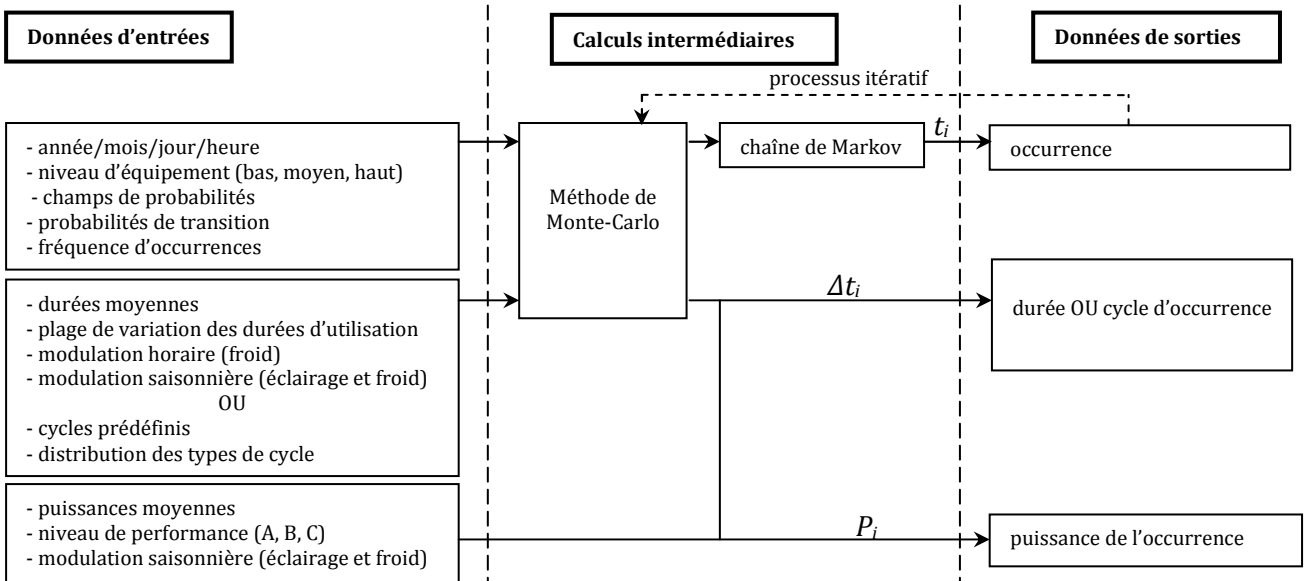


Fig. VI.12 – Architecture de modélisation des besoins électriques.

VI.1.3.1.6. Validation du générateur

Selon les niveaux d'équipement et de performance énergétique des appareils, le générateur fournit des besoins de 1 800 à 7 400 kWh_{el}/an. Il est à noter que pour une même configuration paramétrique, la déviation varie de 2 % au maximum entre deux générations successives de besoins. Les différents travaux cités précédemment proposent des procédures de validation. La plupart des auteurs valident leur générateur sur la base d'opérateurs statistiques en comparaison avec des mesures expérimentales. Cependant pour les générateurs à haute définition temporelle, ces auteurs pointent le manque de données expérimentales qui ne permet pas de mettre en place des indicateurs précis. En pratique, les fichiers sont convertis au pas de temps horaire ou sont moyennés de manière à comparer : les consommations mensuelles et journalières, les monotones de puissance, le spectre des puissances appelées ou les profils moyens journaliers [RIC10][GRA12]. Ici, les consommations moyennes obtenues correspondent au niveau de consommation français. Les besoins générés les plus proches du niveau de consommation moyen par foyer sont obtenus pour les couples de paramètres : « bas/C » et « moyen/A ». Les consommations moyennes annuelles, les monotones et les spectres des puissances d'appels sont donnés à l'Annexe H. La figure VI.13 montre l'allure de ces besoins électriques pour 24 h dans le cas d'un bas niveau d'équipement et d'une classe énergétique B.

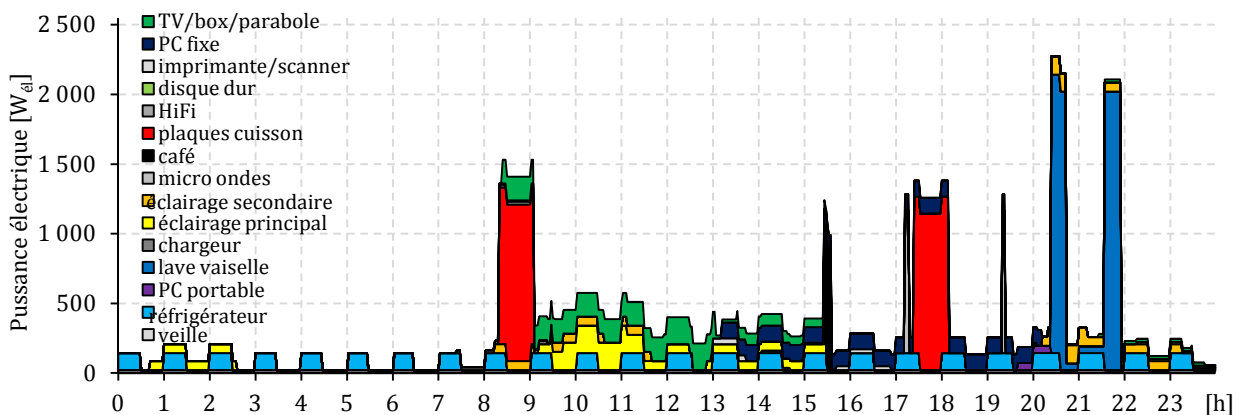


Fig. VI.13 – Puissances électriques obtenues par le générateur stochastique.

La figure VI.14 donne les profils horaires moyens adimensionnés obtenus pour chaque configuration paramétrique. Ils sont comparés à la courbe de charge nationale moyenne et à la courbe de charge de mi-saison (mai, juin, septembre et octobre) de 2015 [RTE15]. La courbe de mi-saison permet de s'affranchir des besoins de chauffage et de climatisation et donc de ne considérer que les besoins en électricité spécifique. Il apparaît alors que l'allure des profils issus du générateur stochastique développé est valide en termes d'amplitude, de pointes et de creux horaires (à 6, 13 et 20 h) par rapport au « comportement » du réseau.

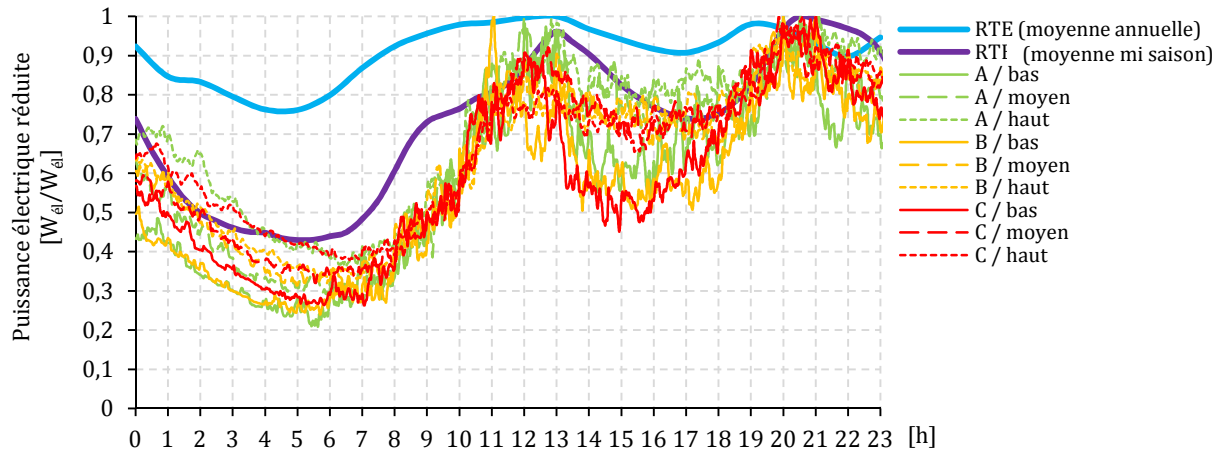


Fig. VI.14 – Comparaison des profils horaires issus du générateur et des courbes de charges du réseau.

VI.1.3.2. Besoins en ECS

Le besoin en ECS est une donnée importante marquée par de fortes instationnarités. De plus, ces besoins ont tendance à augmenter du fait de critères de confort croissants et de la démocratisation d'appareils aquatiques domestiques. Aussi, la baisse des besoins de chauffage induite par la réglementation donne une importance relative croissante des besoins en ECS. Enfin, au niveau de la micro cogénération, la détermination précise de ces besoins est cruciale car il s'agit du seul besoin thermique à couvrir hors des périodes de chauffage (hors présence de piscines ou autre équipement marginal). Tous ces aspects justifient l'intérêt à porter à leur détermination.

VI.1.3.2.1. Méthodes de détermination des besoins en ECS

Les besoins en ECS \dot{B}_{ECS} se calculent simplement de manière physique en fonction d'un débit de puisage q_v et des températures d'eau froide T_{EF} et d'eau chaude T_{ECS} :

$$\dot{B}_{ECS} = \rho q_v c_p (T_{ECS} - T_{EF}) \tag{VI.4}$$

En découle l'énergie consommée ΔQ_{ECS} sur un pas de temps Δt :

$$\Delta Q_{ECS} = \rho q_v c_p (T_{ECS} - T_{EF}) \Delta t \tag{VI.5}$$

La simplicité de sa formulation ne reflète pas les difficultés de son calcul et notamment de la détermination de ses termes. En particulier, le débit de puisage et la température d'eau froide sont variables et/ou aléatoires selon la saison et l'usage (douche, bain, lavage, nettoyage, etc.). De plus, contrairement aux besoins de chauffage marqués par une bonne prévisibilité (dépendance à la température extérieure), les besoins en ECS sont dictés par le comportement des occupants : le verrou principal réside donc dans la caractérisation de leur dynamique. En effet, un besoin en ECS se produit de manière ponctuelle, rapide et variable avec des puissances appelées très importantes ($> 10 \text{ kW}_{th}$). Les méthodes de calculs existantes tentent de simuler ces puisages variables et aléatoires de manière analogue aux besoins électriques. Parmi ces méthodes se distinguent des méthodes normatives, expérimentales et stochastiques.

a. Méthodes expérimentales

Les méthodes expérimentales consistent à utiliser des bases de données issues de mesures *in situ*. Il en existe diverses pour des pays d'Amérique du Nord ou d'Europe spécifiquement dédiées aux études sur la micro cogénération [KNI07][CAR11]. Les pas de temps de mesures s'échelonnent de 1 min [PEA06][PEA07] à 1 h [HAW05][FUB141][VAN14]. Cependant, dans certains cas, la production thermique n'est pas directement calculée : les besoins en ECS sont assimilés à la consommation de combustible corrigée d'un rendement thermique moyen pour obtenir une approximation du besoin réel de chaleur [BOA06][BAL15]. De plus, la plupart du temps, les besoins en ECS sont compris dans des besoins thermiques cumulant les besoins de chauffage et d'ECS.

b. Méthodes normatives

Les méthodes normatives sont les plus utilisées dans la littérature (*cf.* Chapitre II). Comme pour les besoins électriques, ces méthodes consistent à simuler la variation horo et hebdo-saisonnière des puisages d'ECS à l'aide d'une stratégie de « coefficientage » horaire k_h , hebdomadaire k_j et mensuel k_m . Elles requièrent peu de paramètres d'entrée, à minima : un besoin d'ECS de référence en énergie thermique $B_{ECS,ref}$ ou en volume de puisage V_{ref} et les différents coefficients. Le principe est d'affecter ces coefficients à ce puisage qui le répartissent à chaque heure de l'année selon la formule suivante :

$$\dot{B}_{ECS}(t) = \frac{\rho V_{ref} c_p (T_{ECS} - T_{EF}) k_h k_j k_m}{\Delta t} \quad \text{ou} \quad \dot{B}_{ECS}(t) = \frac{B_{ECS,ref} k_h k_j k_m}{\Delta t} \quad (VI.6)$$

Parmi la revue bibliographique, seuls Alanne *et al.* [ALA10], Gonzales-Pino *et al.* [GON14], Barbieri *et al.* [BAR12] [BAR12-2] et Bianchi *et al.* [BIA12][BIA13] donnent les détails de la modélisation normative adoptée. Cependant, ils ne considèrent qu'une variation horaire qui se répète chaque jour de l'année sans variations hebdomadaire (jours de semaines/ week end) ou saisonnière (*cf.* Fig. VI.15). Ces profils montrent bien la variation horaire avec des pointes matinales et en soirée mais ne reflètent pas la réalité d'un puisage aléatoire d'une maison individuelle.

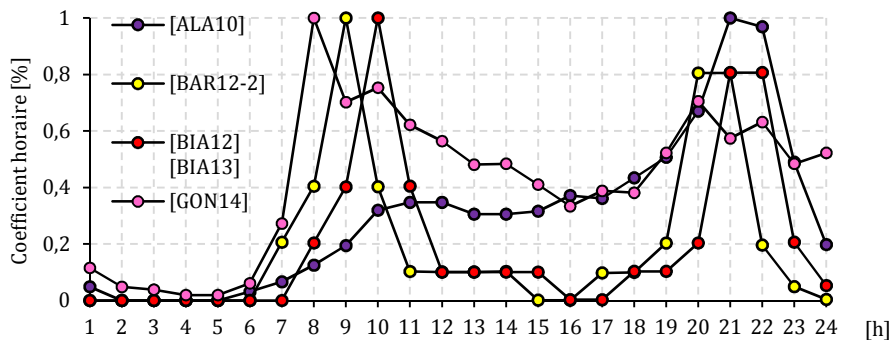


Fig. VI.15 - Coefficients horaires issus de l'état de l'art.

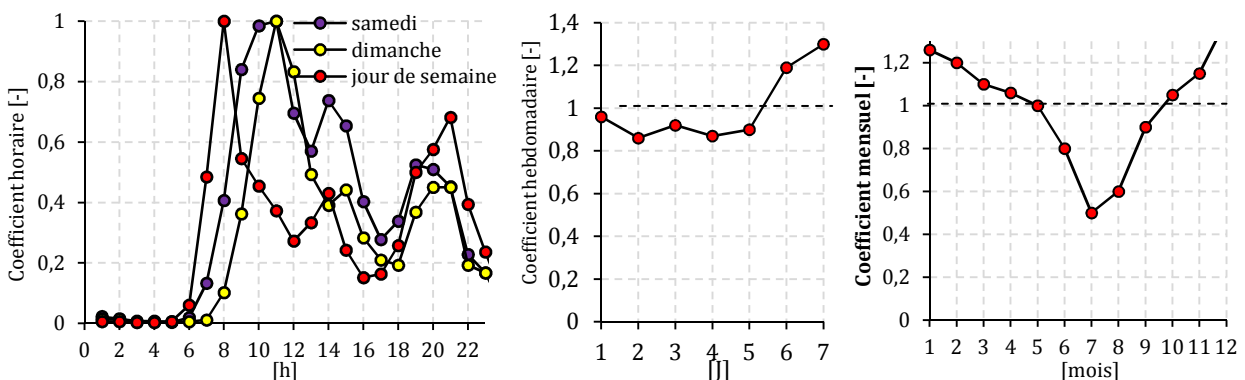


Fig. VI.16 - Coefficients horaires, journaliers et mensuels de la méthode AICVF [AIC04].

En France l'AICVF [AIC04] propose une méthode à coefficients horaires, journaliers et saisonniers (cf. Fig. VI.16). Cette méthode utilise des volumes journaliers de référence de puisage d'eau à 60 °C allant de 75 l à 240 l selon le nombre de pièces (1 à 5 pièces) (cf. Annexe I). Cette méthode a l'avantage de distinguer une variation horo et hebdo-saisonnière reflétant un comportement plus réaliste des occupants (surconsommation et pics matinaux plus tardifs le week end, besoins plus faibles l'été). Cependant, les différentes méthodes précédentes ont l'inconvénient de lisser les besoins sans prendre en compte le phénomène ponctuel et variable d'un puisage individuel. Ces méthodes concernent davantage les bâtiments ou des groupes de bâtiments présentant un effet de foisonnement marqué.

La norme NF EN 13203-2 [AFN06] fournit des profils caractéristiques de puisages ponctuels en termes d'énergie (en kWh_{th}) à certaines heures de la journée (valables pour tous les jours de l'année) pour deux types de logement (logements de trois ou cinq/six personnes) (cf. Fig. VI.17 et Annexe I).

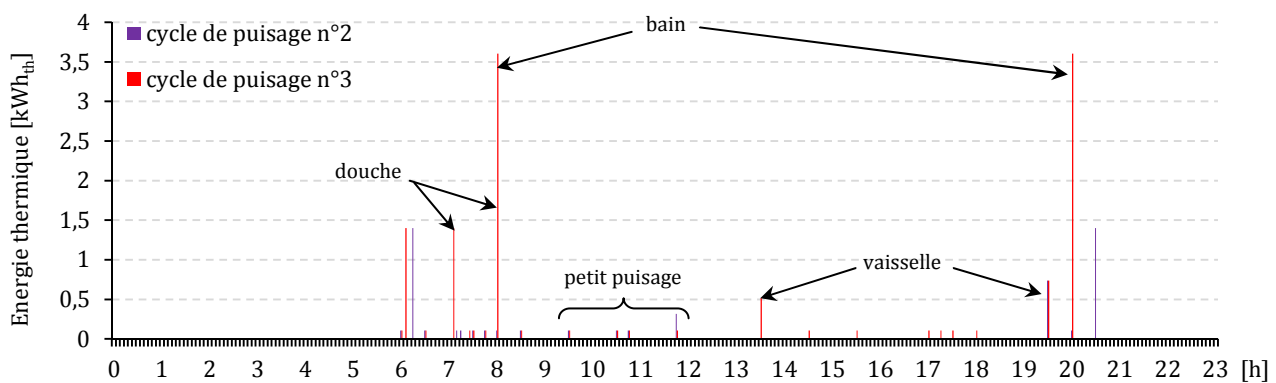


Fig. VI.17 – Puisages journaliers types en termes énergétiques selon la norme NF EN 13203-2 [AFN06].

Ces puisages correspondent respectivement à des volumes journaliers de 100 et 200 l d'eau à 60 °C. Ces profils sont au pas de temps 5 min et sont associés à des différences de température minimales à atteindre ($\Delta T = 30$ K pour la douche ou le bain, $\Delta T = 45$ K pour la vaisselle, $\Delta T = 15$ K pour les petits puisages, etc.). L'inconvénient majeur est l'unicité du profil qui se répète chaque jour de manière identique. Aucune variation hebdo-saisonnière n'est prise en compte. Andlauer [AND11] a enrichi ces profils normatifs en y affectant les coefficients hebdomadaires et annuels issus de la méthode de l'AICVF.

c. Méthodes stochastiques

Le verrou majeur à la détermination réaliste du besoin en ECS réside donc dans la simulation du comportement réel des usagers qui se matérialise par des puisages variables et aléatoires en termes énergétiques et temporels. Les méthodes stochastiques permettent de prendre en compte cet aspect en implémentant des méthodes statistiques et probabilistes. Elles visent à déterminer des instants de soutirage (occurrences), des durées et des débits de puisage selon l'heure, le jour et la saison et selon le niveau de consommation du bâtiment. Les puisages sont donc définis en termes de débits et de durées de soutirage et non en termes d'énergie. De plus, il faut donc enrichir ce type de modèles par une hypothèse sur le calcul de l'eau froide. Parmi les études numériques appliquées à la micro cogénération, seuls Rosato *et al.* [ROS13] et Gähler *et al.* [GAH07] détaillent le générateur stochastique employé. Rosato *et al.* [ROS13] mettent en œuvre le générateur stochastique développé par l'Annexe 26 dédiée au chauffage et à la climatisation solaire repris par Jordan et Vajen [JOR01]. Il s'agit d'une méthode « Bottom-up » au pas de temps 1 min qui agrège chaque type de puisage (douche, bain, nettoyage, lavage, et petits puisages) caractérisé par :

- une durée de puisage (variable selon une loi normale centrée autour de la durée moyenne et paramétrée par un écart type),
- une température de puisage (constante et variable selon l'usage),
- un débit de puisage (variable selon une loi normale centrée autour du débit moyen et paramétré par un écart type).

Comme cela a été montré pour les besoins électriques, ces méthodes nécessitent des champs de probabilités journaliers, hebdomadaires et annuels dont Jordan et Vajen [JOR01] en donnent un exemple. Au niveau des modèles de températures d'eau froide, Thiers [THI08] en réalise un état de l'art exhaustif pour des applications de production d'ECS. Il relève :

- des méthodes moyennes (méthode SOLO) ne nécessitant que les températures d'air extérieur moyennes annuelles et mensuelles,
- des méthodes basées sur une représentation sinusoïdale de la température d'eau froide nécessitant des paramètres sur le déphasage et l'amortissement (il cite notamment la norme EN 12976-2, les travaux du programme RETscreen, le modèle de Burch et Christensen et le modèle du logiciel Esp-r [THI08]).

VI.1.3.2.2. Bilan sur les méthodes de détermination des besoins en ECS

Le tableau VI.11 réalise la synthèse des typologies de modèles des charges thermiques de bâtiments et fait le lien avec l'état de l'art sur les études numériques réalisé au Chapitre II.

Tab.VI.11 – Synthèse des méthodes de détermination des besoins en ECS.

Typologie	Méthodes normatives		Méthodes stochastiques	Méthodes expérimentales
Approche	Statistique (AICVF)	Statistique (NF EN 13203-2)	Probabiliste	Expérimentale
Description	Coefficientage	Profils de paysage type	Champs de probabilités Lois de distribution	Field tests
Précision/ réalisme	-	+	+++	- / ++ (selon pas de temps)
Simplicité de paramétrage	+++	+++	+	+++
Généricité	+++	++	++	-
Etat de l'art des études numériques (cf. Chapitre II)	[BIA12][BIA13] [BAR12][BAR12-2] [ALA10][GON14]	[AND11]	[COL09][ROS13] [ROS13][RIB09]	[BOA06][PEA06][BAL15] [HAW05][PEA07][HAW07] [PEA07][FUB14] [VAN14]

VI.1.3.2.3. Choix d'une méthode

Les besoins en ECS sont des données d'entrées importantes pour la plateforme et doivent être cohérents avec le niveau de modélisation des micro cogénérateurs en termes de dynamique et de réalisme principalement. Ces besoins doivent donc être déterminés de manière précise, à faible pas de temps (< 5 min) et doivent être représentatifs d'un comportement réel des paysages d'un bâtiment d'habitation. Enfin, un compromis doit être trouvé entre la précision, la complexité (paramétrage du modèle), la généralité des méthodes utilisées et le temps de calcul qui doit être raisonnable pour une simulation annuelle (< 1h). L'analyse des méthodes a déjà été réalisée pour les besoins électriques en écartant les méthodes normatives et expérimentales. Pour les mêmes raisons, une méthode stochastique de type « Bottom-up » est préférée ici pour satisfaire les critères de précision, de réalisme et de niveau de détail. La détermination des besoins en ECS doit notamment présenter les caractéristiques suivantes :

- un paramétrage selon plusieurs niveaux de consommation,
- un besoin exprimé en termes de température de débit de paysage.

VI.1.3.2.4. Développement d'un générateur stochastique de besoins en ECS

Le générateur stochastique « Bottom-up » développé est basé sur les travaux de Jordan et Vajen [JOR01] portant sur la modélisation des besoins en ECS pour des applications solaires et sur une méthode probabiliste de type Monte-Carlo. Un type de besoin donné est modélisé par trois grandeurs de sorties : son occurrence, son débit de soutirage (sous forme d'échelon) et sa durée de soutirage. La température d'eau froide est déterminée analytiquement en parallèle.

a. Détermination des occurrences

D'abord, une typologie de puisages a été déterminée sur la base de la norme NF EN 13203-2 [AFN06] en distinguant huit types : petit puisage, douche du matin, douche du soir, bain, vaisselle du midi, vaisselle du soir, nettoyage du matin et nettoyage du soir. Chacun de ces puisages est caractérisé par un champ de probabilités d'occurrences qui est adapté des données de l'AICVF [AIC04] et des travaux de Jordan et Vajen [JOR01]. Ces champs distinguent le type de jour (semaine, samedi ou dimanche). Une méthode probabiliste et itérative de Monte-Carlo est ensuite appliquée de manière à générer des points aléatoirement dans le champ de probabilités jusqu'à obtenir un point inclus sous ces champs : ce point déterminera l'occurrence d'un puisage pour un jour donné. Le programme itère les calculs jusqu'à obtenir une occurrence valide pour chaque puisage selon la fréquence d'occurrence définie. La figure VI.18 donne l'exemple du champ de probabilité d'occurrence pour une douche matinale et l'application de la méthode de Monte-Carlo itérative (4 itérations). L'Annexe I donne l'ensemble des champs de probabilité d'occurrence de chaque type de puisage. Les occurrences de chaque puisage sont générées pour chaque jour selon une fréquence définie également à l'Annexe I.

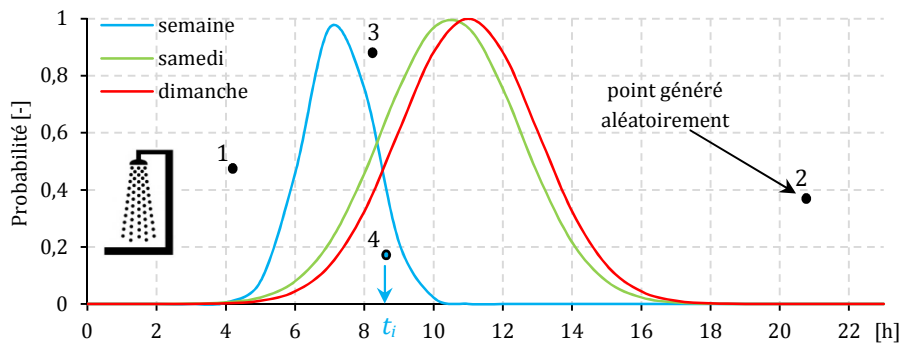


Fig. VI.18 – Champs de probabilités d'occurrences horaires et hebdomadaires pour la « douche matin ».

b. Détermination du débit de soutirage

Le débit de puisage est déterminé de manière stochastique par l'utilisation d'une loi normale de distribution associée à une méthode aléatoire de Monte-Carlo. Cette méthode permet de générer des débits de puisage variables selon une valeur moyenne et un écart type donné.

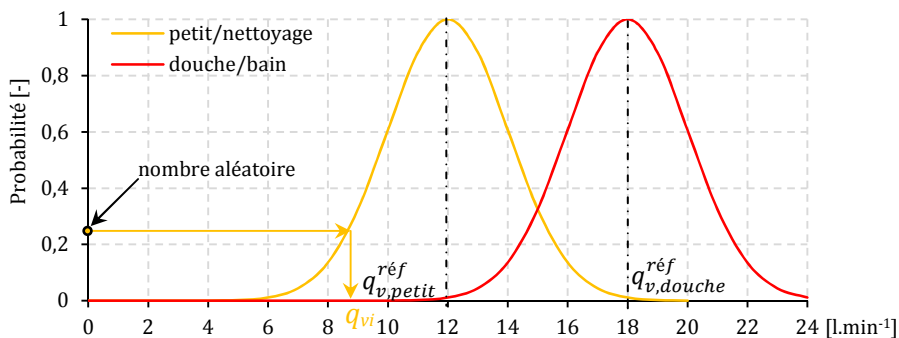


Fig. VI.19 – Distribution des débits de soutirage selon le type de puisage.

La figure VI.19 donne les lois de distribution des débits selon les usages. L'Annexe I en donne toutes les caractéristiques en termes de moyennes et d'écart types. De plus, le générateur propose deux niveaux de consommation d'ECS (haut et bas) basés sur les données de la norme NF EN 13203-2 [AFN06]. Ce paramètre influe sur le volume de puisage qui peut se matérialiser soit par une durée de puisage plus ou moins longue soit par un débit de puisage plus ou moins important. L'outil affecte un facteur de modulation f_{modu} sur le débit moyen pour modifier le débit de référence de la loi normale :

$$q_v^{ref} = f_{modu} q_v^{moyen} \tag{VI.7}$$

c. Détermination de la durée de soutirage

La durée de soutirage intègre les variations hebdo-saisonnnières de la méthode de l'AICVF [AIC04] ainsi que l'élévation de température type ΔT_i et l'énergie thermique de soutirage type Q_i issue de la méthode de la norme NF EN 13203-3 [AFN06] :

$$\Delta t_i = \frac{k_j k_m Q_i}{\rho q_{vi} c_p \Delta T_i} \tag{VI.8}$$

d. Détermination de la température d'eau froide

La température d'eau froide est déterminée par la méthode SOLO [THI08]. Celle-ci détermine la température de l'eau du réseau mensuellement en calculant la moyenne arithmétique entre la température moyenne annuelle de l'air extérieur \bar{T}_{ext} (correspondant également à la température du sol à faible profondeur où sont enterrées les conduites) et la température moyenne du mois m $\bar{T}_{ext}(m)$:

$$\bar{T}_{EF}(m) = \frac{\bar{T}_{ext} + \bar{T}_{ext}(m)}{2} \tag{VI.9}$$

e. Détermination du besoin en ECS discrétisé sur un pas de temps

Le pas de temps Δt du générateur est de 2 min. Le besoin de chaleur ΔQ_i du puisage de type i pour chaque pas de temps s'exprime donc en fonction de tous les termes précédemment définis en intégrant la variation saisonnière ΔT_m de la température d'eau froide :

$$\Delta Q_i = \rho q_{v,i} c_p (\Delta T_i + \Delta T_m) \Delta t \quad \text{avec} \quad \Delta T_m = \frac{\bar{T}_{ext} - \bar{T}_{ext}(m)}{2} = \bar{T}_{ext} - \bar{T}_{EF}(m) \tag{VI.10}$$

La figure VI.20 montre l'allure de ces besoins sur une année pour la ville de Strasbourg en 2013 ainsi qu'un échantillon sur une journée d'hiver et d'été.

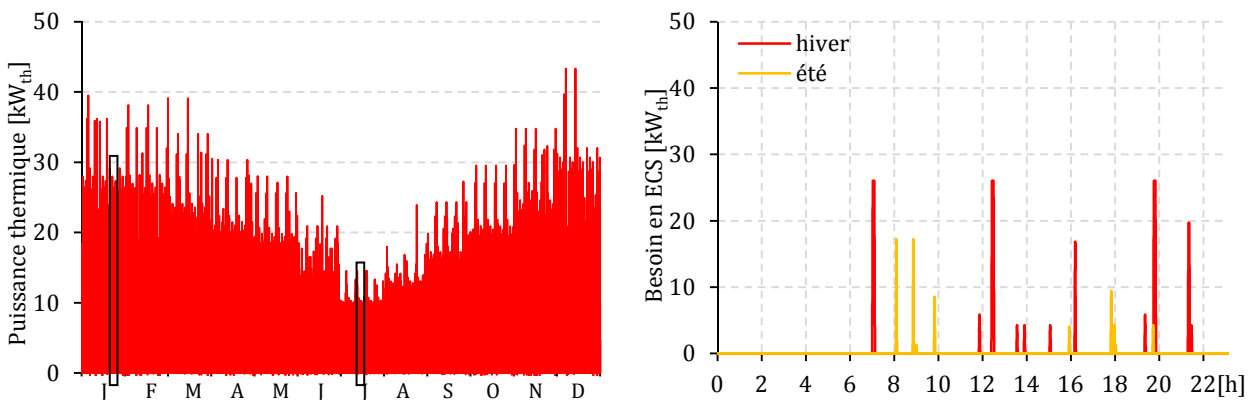


Fig. VI.20 – Exemple de besoins en ECS issus du générateur stochastique (Strasbourg 2013).

La figure VI.21 présente la stratégie de modélisation des besoins en ECS. Les sorties doivent notamment renseigner l'énergie thermique puisée mais également les températures (eau froide et soutirage) et le débit pour le couplage avec le ballon de stockage. Un besoin en ECS ne pourra pas être couvert si la température du ballon n'est pas compatible avec la température de consigne. L'Annexe I donne un schéma de principe détaillé du générateur stochastique d'ECS.

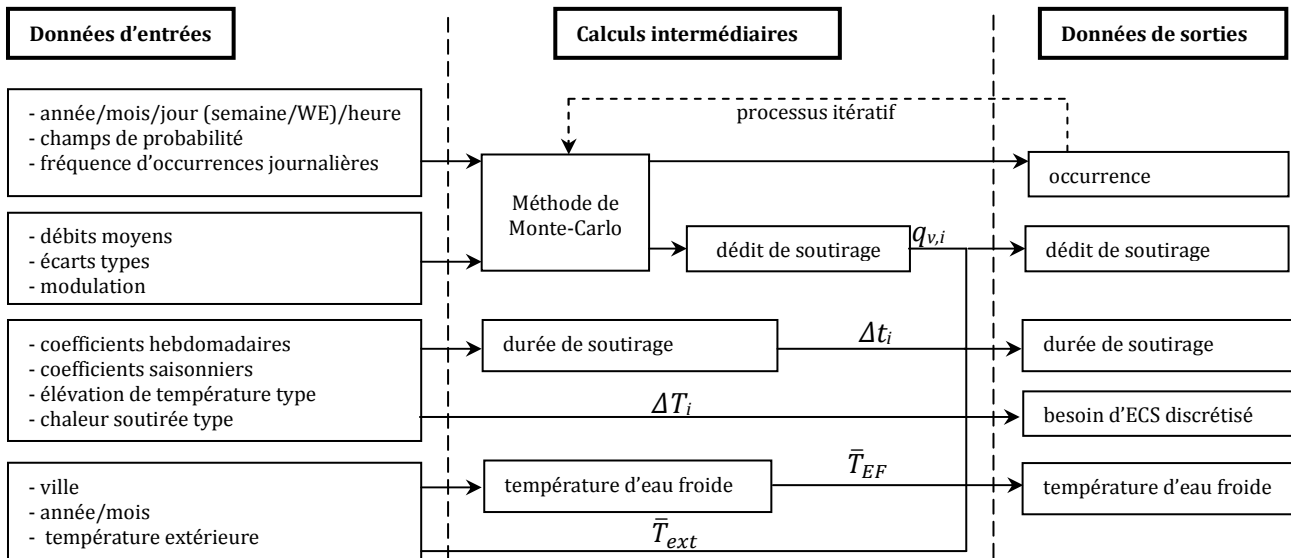


Fig. VI.21 – Architecture de modélisation des besoins en ECS.

VI.1.3.3. Besoins de chauffage

Un micro cogénérateur cherche en priorité à couvrir les besoins de chauffage pour assurer un confort thermique dans un bâtiment. Leur détermination est donc importante car ils conditionnent son fonctionnement selon la régulation mise en place (démarrages, cycles, *etc.*). Cependant, contrairement aux besoins en ECS et aux besoins électriques, ces besoins sont beaucoup plus stables et sont marqués par une bonne prévisibilité. Différentes méthodes permettent leur détermination.

VI.1.3.3.1. Modèles physiques

Les méthodes de modélisation physique du comportement thermique des bâtiments sont classées en deux types : les approches statiques et les approches dynamiques [ZAY11]. Les méthodes statiques simplifiées consistent à s'affranchir des nombreuses données d'entrée que nécessitent une méthode dynamique plus précise et plus complexe basée sur la compréhension des transferts thermiques intervenant entre le bâtiment et l'extérieur. Les méthodes statiques consistent à ne considérer qu'un volume de contrôle pour tout le bâtiment modélisé par une conductance thermique globale US et une surface équivalente A_s (ou surface fictive) de paroi verticale exposée au sud recevant le même flux solaire (de densité de flux I) que l'ensemble des vitrages du bâtiment (*cf.* Eq. VI.11).

$$\dot{B}_{ch} = US(T_{int}(t) - T_{ext}(t)) - A_s I \quad (VI.11)$$

Ces modèles de « signature énergétique » peuvent être enrichis par la prise en compte de la réponse instationnaire du bâtiment aux sollicitations thermiques via son inertie thermique mc (*cf.* Eq. VI.12). La puissance de chauffage \dot{Q}_{ch} doit alors s'ajuster pour obtenir la température de consigne T_{int} à chaque instant :

$$mc \frac{dT_{int}}{dt} = US(T_{ext}(t) - T_{int}(t)) + \dot{Q}_{ch} + A_s I \quad (VI.12)$$

Ensuite, les modèles thermiques détaillés permettent de décrire de manière précise les phénomènes physiques intervenant dans le bâtiment au niveau des transferts thermiques, des apports internes et externes. Le modèle consiste à résoudre des équations physiques de bilan des flux thermiques aux interfaces Φ_k et des sources internes (émetteurs de chauffage, gains internes, *etc.*) et externes (flux solaire) \dot{Q}_k sur des volumes de contrôles V_k discrétisés sur le volume du bâtiment (en général un volume de contrôle correspond à une pièce) (*cf.* Eq. VI.13). Les murs sont également discrétisés. Cette approche est utilisée dans la majeure partie des outils de simulation de STD (**Pléiades-COMFIE**, **TRNSYS**, *etc.*).

$$\rho c_k V_k \frac{dT_k}{dt} = \sum_{i=0}^n \Phi_{ki} + \sum_{i=0}^n \dot{Q}_k \tag{VI.13}$$

Enfin, les modèles dits « réduits » permettent de simplifier un modèle dynamique en utilisant une réduction modale ou une analogie électrique (circuits RC). En particulier, l’analogie électrique consiste à modéliser un bâtiment par des circuits RC (RC, R2C2, R3C2, etc.) [ZAY11]. De plus, les méthodes simplifiées de type « signature énergétique » sont finalement équivalents à des modèles électriques à une résistance (R1) ou à une résistance et une capacité (R1C1). Le modèle thermique utilisé dans la RT 2012 est un circuit de type R5C1 par exemple.

VI.1.3.3.2. Méthodes normatives

Les méthodes normatives consistent à simuler la variation horo-saisonnnière des besoins thermiques à l’aide d’une stratégie de « coefficientage » horaire k_h , hebdomadaire k_j et mensuel k_m (cf. Fig. VI.22). Elles requièrent peu de paramètres d’entrées, à minima : un besoin de chaleur de référence $B_{ch,ref}$ du bâtiment étudié et les différents coefficients. Le principe est d’affecter ces coefficients à ce besoin qui le répartissent à chaque heure de l’année selon la formule suivante :

$$\dot{B}_{ch}(t) = k_h k_j k_m B_{ch,ref} \tag{VI.14}$$

Parmi l’état de l’art réalisé au Chapitre II, de nombreux auteurs emploient ces méthodes dont seuls quelques travaux en donnent les détails [ASB97][BIA12][BIA13][BAR12] et [BAR12-2] (cf. Fig. VI.22).

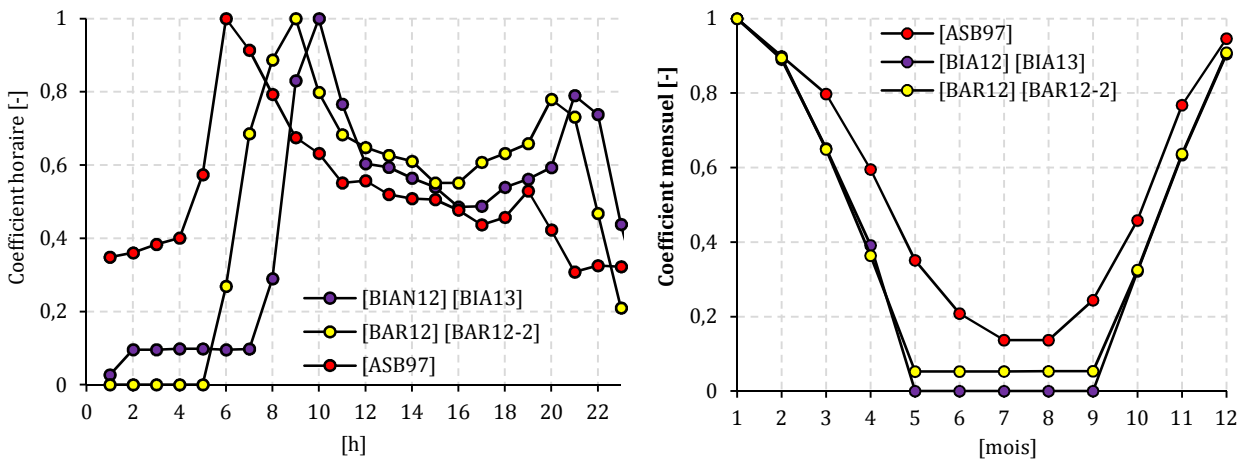


Fig. VI.22 - Coefficients respectivement horaires et mensuels.

VI.1.3.3.3. Méthodes expérimentales

Il existe diverses banques de données relatives aux besoins de chauffage pour des pays d’Amérique du Nord ou d’Europe spécifiquement dédiées aux études sur la micro cogénération [BEA07] [CAR11]. Les pas de temps de mesures s’échelonnent de 1 min ([PEA06] [PEA07]) à 1 h ([HAW05][FUB141][VAN14]) en pratique. Cependant, dans certains cas, la production thermique n’est pas directement calculée : les besoins de chauffage sont assimilés à la consommation de combustible corrigée d’un rendement thermique moyen pour obtenir une approximation du besoin réel de chaleur [BAL15].

VI.1.3.3.4. Bilan sur les méthodes de détermination des besoins de chauffage

Le tableau VI.12 réalise la synthèse des typologies de modèles des charges thermiques de bâtiments et fait le lien avec l’état de l’art sur les études numériques réalisé au Chapitre II.

Tab.VI.12 – Synthèse des méthodes de détermination des besoins de chauffage.

Typologie	Modèles statiques		Modèles dynamiques			Méthodes normatives	Mesures expérimentales
Approche	Physique	Physique	Physique	Physique	Physique	Empirique (statistique)	Expérimentale
Description	Signature énergétique	Signature énergétique	Réduction modale	Analogie électrique	STD (discrétisation numérique)	Coefficients foisonnés	Field tests
Précision	+	++	++	++	+++	-	- / ++ (selon le pas)
Simplicité de paramétrage	+++	++	-	-	---	+++	+++
Généricité	+++	++	-	-	---	+++	---
Etat de l'art des études numériques (cf. Chapitre II)		[BOA06] [COL09]		[DEP06][GAH07][COL09] [THI10][RIB09][ALA10] [ALA12][MAG12][ROS13] [ALA14][CAO14][GON14] [MOH14][ALA15]		[PEH08][SHA11] [TEU11][TEY11] [BAE12][BIA12] [BUO12][SHA12] [BIA13][MON13]	[HAW05][PEA05]* [PEA06][HAW07] [HOU07][PEA07] [FUB14][VAN14]* [BAL15][MER15]

* mesure de la consommation de gaz

VI.1.3.3.5. Choix d'une méthode

L'objectif est de réaliser des simulations annuelles avec un compromis entre la précision, la complexité et la généralité des méthodes utilisées et le temps de calcul qui doit être raisonnable (< 1h). La détermination des besoins de chauffage doit notamment présenter les caractéristiques suivantes :

- une large plage de performance énergétique des bâtiments de 50 à plus de 300 kWh_{th}/m²/an,
- une large plage de surface habitable de 50 à plusieurs centaines de m²,
- une dépendance aux zones climatiques.

La simulation thermique dynamique (STD) par une méthode de discrétisation numérique est une méthode courante et précise mais s'avère lourde, notamment en termes de saisie des données, et s'avère spécifique au bâtiment étudié. En effet, les STD ajoutent une série de paramètres liés à la constitution du bâtiment (en termes d'inertie, d'architecture, de matériaux, d'étanchéité, d'orientation, etc.) ce qui n'est pas compatible avec les objectifs de généralité de la plateforme numérique. Il a été considéré que la précision de cette méthode ne compensait pas la complexité de paramétrage et la spécificité des résultats obtenus, c'est pourquoi elle a été écartée. De plus, une STD ne renseigne que les besoins de chauffage : les besoins en ECS et en électricité doivent être calculés en parallèle.

L'usage de méthodes normatives a l'avantage d'être facile à mettre en œuvre et requiert peu de ressources informatiques et de données d'entrées cependant, ces besoins reflètent davantage le comportement d'un besoin foisonné (lissé) provenant d'un bâtiment d'habitation collectif, d'un bâtiment tertiaire ou d'un quartier. De plus, ces méthodes répètent des jours types et s'affranchissent des conditions météorologiques qui peuvent être spécifiques selon la zone climatique considérée. Ce dernier point est important car il a été montré au Chapitre V une corrélation entre la température extérieure, les besoins énergétiques, le facteur d'émission du réseau électrique et les coûts de l'énergie. La méthode utilisée doit donc corrélérer les besoins énergétiques à la température extérieure réelle à minima. Les fichiers météorologiques normalisés (TMY, Météonorm, etc.) utilisés pour les STD sont donc écartés.

Enfin, les fichiers de besoins issus de mesures sont trop spécifiques et trop peu nombreux voire inexistant dans le contexte français. Restent les modèles simplifiés statiques ou dynamiques. Ils présentent l'avantage d'être simples et génériques en ne nécessitant que deux ou trois paramètres (conductance thermique, surface et inertie thermique). Un modèle statique analogue à celui de Collazos *et al.* [COL09] et de Boait *et al.* [BOA06] est retenu ici compte tenu des objectifs de simplicité, de diversité et de généralité pour la plateforme **MICOBât_e**. De plus, les besoins thermiques présentent une flexibilité vis à vis du comportement dynamique par rapport aux besoins électriques car l'inertie des bâtiments et les systèmes de stockage thermiques permettent de dé-corrélérer les besoins et la production contrairement aux besoins électriques qui doivent être couverts de manière instantanée. Cet aspect justifie également l'emploi d'un modèle simplifié.

VI.1.3.3.6. Développement d'un générateur de besoins de chauffage

Le générateur repose sur des hypothèses simplificatrices qui permettent d'obtenir des résultats rapides avec un minimum d'informations. L'outil intègre d'abord les apports internes en abaissant artificiellement la température de consigne : les apports internes apportant le complément (analogie à la méthode des DJU). Cette température de consigne varie selon la performance du bâtiment de 18 °C pour un bâtiment de type RT 2000 (~150 kWh_{th}/m²/an) à 16 °C pour des bâtiments passifs (~50 kWh_{th}/m²/an). Ensuite, l'outil s'affranchit des apports solaires : ceux-ci étant difficilement quantifiables en raison des occultations (masques), des orientations et du taux de récupération de ces apports. Enfin, l'outil ignore les phénomènes d'inertie thermique qui se produisent dans le bâtiment. L'outil intègre des fichiers de données de température extérieure de huit villes de France au pas de temps 15 min. Ces huit villes correspondent chacune à une zone climatique issue de la réglementation thermique (cf. Fig. VI.23).

Enfin, un fichier représentant la température extérieure moyenne en France a été développé. Celui-ci se base sur la méthode de RTE qui moyenne les températures de 32 villes française en les pondérant selon leur importance démographique et économique.

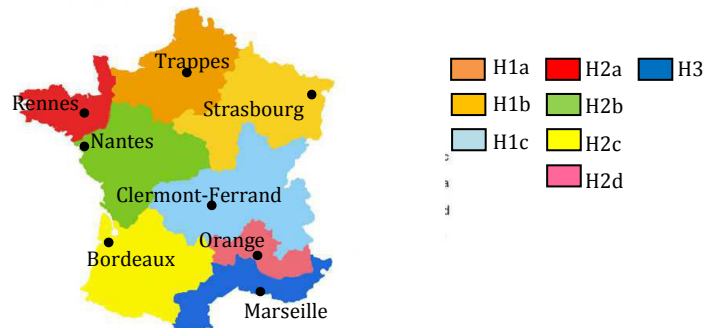


Fig. VI.23 – Zones climatiques et villes considérées dans MICOBât_e.

Le choix d'une zone climatique conditionne l'utilisation d'un fichier météorologique réel pour une année donnée (2011 à 2013). A partir de ces températures extérieures, les degrés-heures (DH) sont calculés pour diverses températures de consigne. La « signature » thermique du bâtiment selon son usage est prise en compte en considérant une température de consigne dans le bâtiment dépendant des périodes d'occupation (cf. Eq. VI.15). Ces températures de consigne variables sont données par les règles de calculs Th-BCE de la RT 2012.

$$DH = 0,25 \sum_1^{35\ 040} \text{MAX} \left(0; T_{int}^{SP}(t) - T_{ext}(t) \right) \text{ si } \bar{T}_{ext} < T_{nc} \quad (\text{VI.15})$$

A partir d'un besoin énergétique d'un bâtiment donné B_{ch} (en kWh_{th}/an), le calcul de la conductance thermique globale US du bâtiment est réalisée :

$$US = 1000 \frac{B_{ch}}{DH} \quad (\text{VI.16})$$

Ensuite, à l'aide de ce coefficient de déperdition calculé précédemment et des données météorologiques, le besoin thermique est calculé selon l'équation VI.17 :

$$\dot{B}_{ch}(t) = US \left(T_{int}^{SP}(t) - T_{ext}(t) \right) \quad (\text{VI.17})$$

Les bâtiments sont classés en fonction de leur performance énergétique et de leur surface habitable. La conductance thermique globale est ajustable librement selon la performance énergétique. Six classes énergétiques de bâtiments sont distinguées selon leurs besoins thermiques spécifiques :

Tab. VI.13 - Classes énergétiques des bâtiments (RT 2012).

classe	A	B	C	D	E	F	G
Besoins thermiques [$\text{kWh}_{\text{EF}}/\text{m}^2/\text{an}$]	<50	<75	<150	<200	<250	<350	> 350
Température de consigne de base [$^{\circ}\text{C}$]	16	17	18	19	20	21	21

Des exemples de monotones de puissances réduites ainsi qu'un profil de besoins de chauffage réduit (Strasbourg) sont donnés à la figure VI.24.

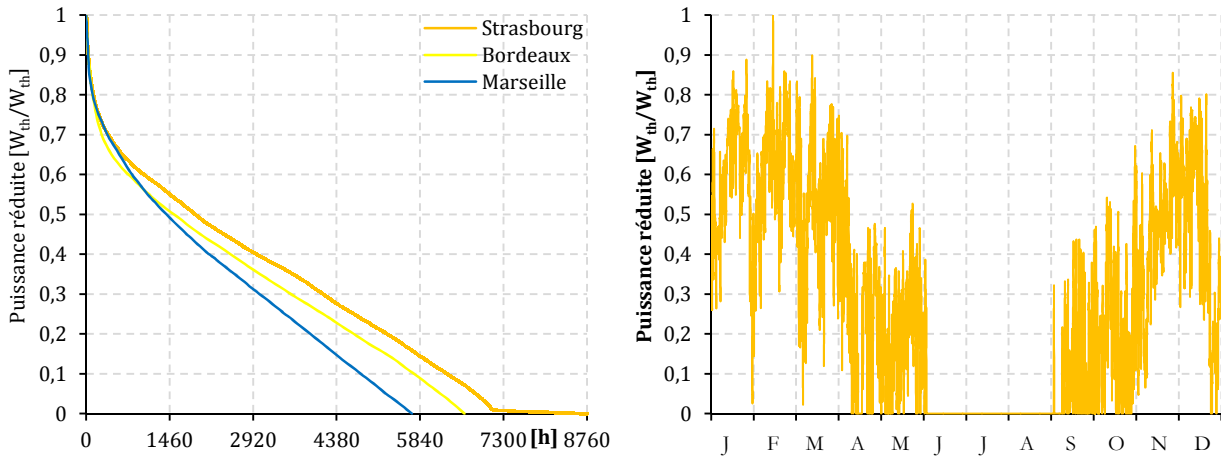


Fig. VI.24 - Monotones réduites (à gauche) et profil de besoins thermiques réduits à Strasbourg (à droite).

Les zones climatiques présentent donc des saisons de chauffe plus ou moins longues selon la localisation géographique avec des effets de pointe équivalents. La figure VI.25 présente l'architecture de modélisation des besoins de chauffage.

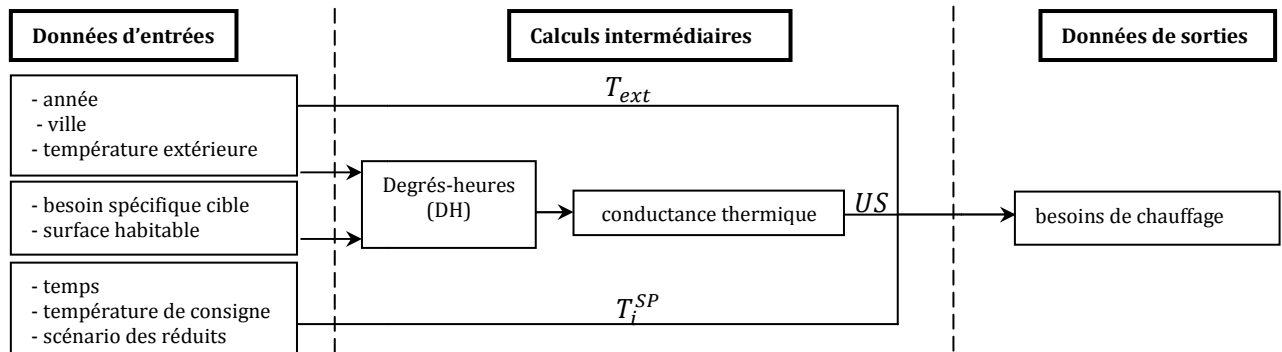


Fig. VI.25 – Architecture de modélisation des besoins de chauffage.

VI.1.3.3.7. Comparaison avec une STD

Une étude comparative a été réalisée pour évaluer les limites de l'outil développé. Une maison « type » de 120 m^2 a été simulée dans le logiciel de simulation **Pléiades -COMFIE** selon les données constitutives principales suivantes (cf Fig. VI.26):

- isolation thermique entre 5 et 20 cm d'épaisseur d'isolant synthétique générique (type polystyrène),
- isolation intérieure (ITI) ou extérieure (ITE) de manière à jouer sur l'inertie thermique,
- température de consigne à 19°C ,
- localisation à Agen ou Trappes.

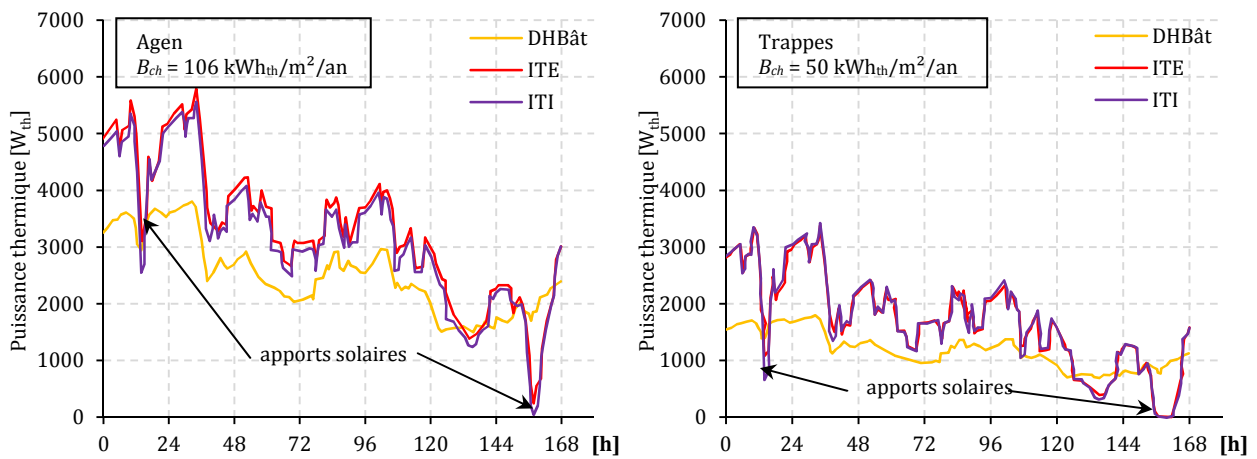


Fig. VI.26 – Exemple de besoins de chauffage simulés par le générateur simplifié et par une STD pour une semaine test (choisie aléatoirement).

L'étude de ces courbes révèle que la puissance thermique instantanée calculée par STD est plus importante que celle estimée par le générateur simplifié mais suit la même tendance en termes d'amplitude. Les besoins calculés par le générateur sont donc homothétiques et les effets de déphasage sont finalement peu marqués dans les STD. Or le besoin thermique (en kWh_{th}) sur l'année est pris égal, ce qui n'est pas le cas sur la semaine illustrée ici (choisie aléatoirement). Pour d'autres semaines d'hiver, le même phénomène est constaté. Cependant, en mi-saison, c'est l'inverse qui se produit, la puissance évaluée par le générateur simplifié est plus importante. L'explication réside dans le fait que les apports solaires sont minimisés dans le générateur simplifié. En effet, à besoins annuels égaux d'une méthode à l'autre, les besoins thermiques instantanés calculés en STD sont plus faibles en mi-saison et sont plus importants en hiver pour compenser. Il est à noter que l'inertie qui a été négligée par soucis de simplification a un impact peu sensible ici sur les besoins instantanés sous les hypothèses prises. Enfin, il est à noter qu'une STD ne permet pas de connaître au préalable la consommation spécifique du bâtiment ce qui nécessite un processus itératif de manière à obtenir la consommation cible.

VI.1.4. Interactions avec le réseau électrique

Sur la plateforme numérique, le réseau électrique est assimilé à la fois au poste de production pour importer l'électricité déficitaire à la production du micro cogénérateur et au poste de consommation pour absorber la production électrique excédentaire aux besoins du bâtiment (cf. 8 et 9 sur la Fig. VI.1). Il est donc caractérisé par un facteur d'énergie primaire, un facteur d'émission et par des coefficients de pertes en distinguant les pertes sur l'ensemble du réseau (HT + BT) que subit l'électricité importée et les pertes de distribution sur le réseau local (BT) que subit l'électricité exportée

VI.1.4.1. Facteur d'énergie primaire

Le facteur d'énergie primaire est ajustable librement. L'état de l'art réalisé au Chapitre V donne différentes valeurs selon le contexte énergéico-politique national (mix de production, réglementation, etc.). Ce facteur peut être dynamique, cependant il s'avère que cette valeur est relativement stable dans le temps [ALA10]. Par défaut, la valeur réglementaire française est considérée : à savoir 2,58.

VI.1.4.2. Facteur d'émission en CO₂

La plateforme numérique intègre par défaut la méthode marginale moyenne à court et moyen terme (facteur d'émission en ACV d'une CCGG : 499 g_{CO2}.kWh_{él}⁻¹) et la méthode moyenne dynamique sur le contenu CO₂ de la production française d'électricité (cf. Chapitre V et Annexe G). Pour cette dernière méthode, le facteur d'émission provient de bases de données fournies par RTE [RTE15] au pas de temps semi-horaire pour les années 2011 à 2014 (cf. Fig. V.5 page 134).

VI.1.4.3. Coefficients de pertes du réseau

Les pertes réseaux sont prises en compte selon les valeurs fournies par la Commission Européenne qui donne des coefficients de pertes moyennes suivant le réseau de transport et le réseau de distribution sur l'UE [UE11] (cf. Chapitre V). Les pertes en ligne sur le réseau HT sont prises à 6,5 % et les pertes de distribution sont prises égales à 7,5 % soit 14 % de pertes totales.

VI.2. Bilans énergétiques, environnementaux et économiques

VI.2.1. Bilans en énergie primaire

A chaque pas de temps, le bilan d'énergie primaire (EP) du système de micro cogénération en comparaison avec une production séparée de référence est réalisé en distinguant :

- PE_{CHP} : la consommation en combustible primaire du micro cogénérateur,
- PE_{aux} : la consommation en combustible primaire du générateur thermique auxiliaire,
- $PE_{\acute{e}l,i}$: la consommation en EP liée à l'importation du réseau électrique,
- $PE_{\acute{e}l,o}$: la consommation évitée en EP liée à l'exportation de l'électricité micro cogénérée sur le réseau (effacement),
- $PE_{th,SHP}$: la consommation en combustible primaire du générateur thermique pour la production de chaleur séparée (cas de référence),
- $PE_{\acute{e}l,SHP}$: la consommation en EP liée à l'importation du réseau électrique (cas de référence),

Au niveau des flux d'énergie primaire liés aux combustibles, les valeurs réglementaires sont prises par défaut et deux variantes sont proposées pour intégrer les valeurs en ACV données au Chapitre V. Le tableau VI.14 donne l'ensemble des valeurs.

Tab. VI.14 – Facteurs d'énergie primaire des combustibles.

	Gaz	Biomasse (granulés de bois)
Réglementaire	1	1
ACV brutes	1,2	1,2
ACV en retranchant la part renouvelable	0,4	0,2

A partir de ces grandeurs, deux calculs sont effectués : les économies d'énergie primaire absolue (ΔEEP) (cf. Eq. VI.18) et relative (EEP) (cf. Eq. VI.19). Cette dernière pourra notamment être comparée aux valeurs théoriques et simplifiées calculées au Chapitre V (12 % pour le **BisON** et 19 % pour l'**Hybris Power**).

$$\Delta EEP = PE_{th,SHP} + PE_{\acute{e}l,SHP} - (PE_{\mu CHP} + PE_{aux} + PE_{\acute{e}l,i} - PE_{\acute{e}l,o}) \quad (VI.18)$$

$$EEP = \frac{PE_{th,SHP} + PE_{\acute{e}l,SHP} - (PE_{\mu CHP} + PE_{aux} + PE_{\acute{e}l,i} - PE_{\acute{e}l,o})}{PE_{th,SHP} + PE_{\acute{e}l,SHP}} \quad (VI.19)$$

VI.2.2. Bilans des émissions de CO₂

A chaque pas de temps, le bilan massique des émissions de CO₂ (m_{CO_2}) du système de micro cogénération en comparaison à une production séparée de référence est réalisé en distinguant :

- $m_{CO_2\ CHP}$: les émissions du micro cogénérateur,
- $m_{CO_2\ aux}$: les émissions du générateur thermique auxiliaire,
- $m_{CO_2\ \acute{e}l,i}$: les émissions liées à l'importation du réseau électrique,
- $m_{CO_2\ \acute{e}l,o}$: les émissions évitées liées à l'exportation de l'électricité micro cogénérée sur le réseau (effacement),
- $m_{CO_2\ \acute{e}l,SHP}$: les émissions du générateur thermique de production de chaleur séparée (cas de référence),
- $m_{CO_2\ th,SHP}$: les émissions liées aux importations d'électricité du réseau électrique (cas de référence),

Au niveau des facteurs d'émission liés aux combustibles, deux variantes sont proposées. Les émissions directes liées uniquement à la combustion et les émissions directes et indirectes en ACV (cf. Chapitre V) sont considérées. Le tableau VI.15 donne l'ensemble des valeurs.

Tab. VI.15 – Facteurs d'émissions des combustibles.

[g/kWh _{EP,th,PCI}]	Gaz	Biomasse (granulés de bois)
Emissions directes	205	462
Emissions en ACV	244	30

A partir de ces grandeurs, deux calculs sont effectués : les réductions d'émission absolue (ΔG_{CO_2}) (cf. Eq. VI.20) et relative (G_{CO_2}) (cf. Eq. VI.21). Cette dernière pourra notamment être comparée aux valeurs théoriques et simplifiées calculées au Chapitre V.

$$\Delta G_{CO_2} = m_{CO_2 th,SHP} + m_{CO_2 \acute{e}l,SHP} - (m_{CO_2 \mu CHP} + m_{CO_2 aux} + m_{CO_2 \acute{e}l,i} - m_{CO_2 \acute{e}l,o}) \quad (VI.20)$$

$$G_{CO_2} = \frac{m_{CO_2 th,SHP} + m_{CO_2 \acute{e}l,SHP} - (m_{CO_2 \mu CHP} + m_{CO_2 aux} + m_{CO_2 \acute{e}l,i} - m_{CO_2 \acute{e}l,o})}{PE_{th,SHP} + PE_{\acute{e}l,SHP}} \quad (VI.21)$$

VI.2.3. Bilans économiques

A chaque pas de temps, le bilan économique du système de micro cogénération en comparaison à une production séparée de référence est réalisé en distinguant :

- $C_{inv,\mu CHP}$: les coûts d'investissement du système de micro cogénération incluant le micro cogénérateur, le générateur thermique auxiliaire, les systèmes de stockage thermique et électrique,
- $C_{inv,SHP}$: les coûts d'investissement de la production thermique séparée de référence,
- $C_{fuel,\mu CHP}$: les coûts d'achat du combustible pour le micro cogénérateur et l'auxiliaire thermique,
- $C_{fuel,SHP}$: les coûts d'achat du combustible pour le système de référence,
- $C_{m,\mu CHP}$: les coûts de maintenance du micro cogénérateur,
- $C_{m,SHP}$: les coûts de maintenance du système de référence,
- $C_{\acute{e}l,SHP}$: les coûts d'achat d'électricité importée dans le cas d'une production séparée d'énergie,
- $C_{\acute{e}l,i}$: les coûts d'achat d'électricité importée dans le cas d'une production cogénérée d'énergie,
- $C_{\acute{e}l,o}$: les gains sur l'électricité exportée dans le cas d'une production cogénérée d'énergie,
- C_{CO_2} : les gains sur la valorisation des émissions de CO₂ évitées,
- C_{EP} : les gains sur la valorisation des économies en énergie primaire.

A partir de ces grandeurs, les coûts globaux actualisés d'une production micro cogénérée $CGA_{\mu CHP}$ et d'une production séparée CGA_{SHP} ainsi que la différence du coût global actualisé ΔCGA sont calculés en fonction d'un taux d'actualisation t (cf. Eq. VI.22 à VI.24) et d'une période d'actualisation (n années). L'actualisation économique permet d'évaluer une monnaie à des périodes différentes. L'idée est de dévaluer un gain futur et incertain par définition par rapport à une dépense (coûts d'investissement) actuelle et certaine. Ce taux intègre la notion de risque comparable à un taux d'intérêt, d'inflation ou à une prime de risque. Il est à noter qu'un fort taux d'actualisation pénalise ici des systèmes producteurs car leur rentabilité dépend des économies sur les coûts d'exploitation à long terme.

$$CGA_{SHP} = C_{inv,SHP} + (C_{fuel,SHP} + C_{m,SHP} + C_{\acute{e}l,SHP}) \sum_{k=1}^n \frac{n}{(1+t)^k} \quad (VI.22)$$

$$CGA_{\mu CHP} = C_{inv,\mu CHP} + (C_{fuel,\mu CHP} + C_{m,\mu CHP} + C_{\acute{e}l,i} - C_{\acute{e}l,o} - C_{CO_2} - C_{EP}) \sum_{k=1}^n \frac{n}{(1+t)^k} \quad (VI.23)$$

$$\Delta CGA = CGA_{SHP} - CGA_{\mu CHP} \quad (VI.24)$$

Par défaut, la période d'actualisation est fixée à 15 ans (durée de vie estimée des systèmes de micro cogénération) et le taux d'actualisation est fixé à 0 % dans la plateforme de simulation. En pratique, ce taux est pris entre 0 et 5 % et est du même ordre de grandeur que l'inflation ou les taux d'intérêts d'emprunts bancaires.

L'ensemble des paramètres requis pour l'évaluation de tous les flux économiques préalablement définis sont maintenant détaillés.

VI.2.3.1. Coûts des énergies

VI.2.3.1.1. Tarifs

Les énergies primaires (gaz et biomasse) sont des énergies qui se stockent, il n'est donc pas utile de considérer une variation horaire ou journalière.

Le tarif des granulés de bois est issu des statistiques nationales sur les énergies [SOE15-2] et est considéré constant à 6,00 c€/kWh_{PCI} (cf. Chapitre V).

Les structures tarifaires de l'électricité (importée ou exportée) et du gaz des fournisseurs nationaux ont été détaillées au Chapitre V. Elles sont implémentées dans la plateforme par défaut en incluant les coûts d'abonnement. Ce dernier point est important dans la mesure où l'autoconsommation de la production électrique micro cogénérée peut induire des baisses de puissance nominale de souscription voire un affranchissement de l'abonnement dans le cas d'une couverture totale des besoins électriques par le micro cogénérateur.

Le prix du gaz dépend du volume de consommation et de la zone géographique (zone 1 pour toutes les villes exceptées Rennes et Clermont en zone 2) et est considéré comme constant.

Le prix de l'électricité dépend d'abord de la nature du flux (importé ou exporté) et du type de contrat (base, HP/HC ou TEMPO). Pour l'option TEMPO, la couleur des jours (blanc, bleu et rouge) qui traduit la rigueur du climat hivernal est issue des bases de données de **EDF** [EDF15-3] pour les années 2011 à 2013. Ensuite, l'intérêt d'employer une variation horo-saisonnière des tarifs de l'électricité a été montré au Chapitre V et de ce fait, une variante est intégrée de manière à remplacer le tarif réglementé **ARENH** par l'indice **ELIX** présenté au Chapitre V. Cet indice est issu des bases de données au pas de temps horaire d'**EPEX** [EPE15] pour les années 2011 à 2013 et traduit l'état de l'offre et de la demande d'électricité à l'échelle européenne. Pour rappel, parmi les études recensées dans l'état de l'art (cf. Chapitre II), seuls Houwing *et al.* [HOU07] et Alanne *et al.* [ALA15] ont utilisé des tarifs de marché dans leurs études.

VI.2.3.1.2. Tarifs de soutien

La plupart des auteurs utilisent le même tarif d'achat et de revente [HAW07][ALA10] [ALA12][BIAN12][BIA13][MAG12][GON14][SPI14][VAN14][ALA15]. Certains auteurs intègrent les mécanismes nationaux de soutien (Feed in Tariffs) ou des tarifs de revente pour l'électricité micro cogénérée. Certaines études emploient des tarifs de revente défavorables faute de mécanisme de soutien. Ces tarifs de revente sont donc nuls ou inférieurs au prix d'achat [BOA06] [DEP06] [PEA06] [HOU07] [COL09] [ALA14] [BAL15]. Seuls Matics *et al.* [MAT08] et Fubara *et al.* [FUB14] emploient des tarifs de soutien pour l'électricité micro cogénérée (importée ou exportée). En particulier, Houwing *et al.* [HOU07] et Fubara *et al.* [FUB14] dissocient les tarifs de l'électricité exportée et autoconsommée en favorisant ce dernier. Les structures tarifaires sur la revente de l'électricité micro cogénérée ont été présentées au Chapitre V pour le contexte français. En fonction de la structure tarifaire adoptée (EPEX, TEMPO, *etc.*), l'électricité autoconsommée est donc valorisée dans la plateforme à hauteur du prix d'achat contractuel TTC et l'électricité exportée sur le réseau est valorisée à hauteur du prix d'achat contractuel HT.

VI.2.3.2. Coûts d'investissement des systèmes

VI.2.3.2.1. Micro cogénérateurs

L'Hybris Power a un prix catalogue en 2013 de 11 000 € HT, soit 12 000 €/kW_{él} et le micro cogénérateur BisON est non commercialisé mais a un prix de lancement en 2012 de l'ordre de 30 000 € HT soit 18 000 €/kW_{él}. Le tableau VI.16 donne les coûts d'investissement issus de l'état de l'art du Chapitre II pour des technologies à moteur Stirling gaz et des technologies biomasse. Ce tableau intègre également des valeurs issues de travaux de veille technologique réalisés par le CETIAT et le COSTIC en 2012 [CET12]. Ce dernier donne également des valeurs pour des générateurs thermiques gaz de référence. Enfin, une hypothèse est prise quant au coût d'investissement d'un générateur thermique à granulés de bois basée sur le catalogue des prix des systèmes ÖkoFEN [OKO15].

Tab. VI.16 – Coûts d'investissement.

Référence	Fabricant	Appareil	Coût global [€ HT]	Coût spécifique [€/kW _{él}]
Micro cogénérateur Stirling gaz				
[DEP06]	SOLO	V161	25 000	12 000
[DEP06]	WhisperGen	WhisperGen	9 000	10 000
[BUO12]	-	- (1 kW _{él})	14 000	14 000
[BUO12]	-	- (3 kW _{él})	16 000	5 300
[CET12]	De Dietrich Thermique	Hybris Power	11 000	12 000
[FUB14]	-	-	-	9 500
[GON14]	WhisperGen	WhisperGen	8 500	8 500
Micro cogénérateur biomasse				
[CET12]	Exoès	BisON	29 500	18 000
Générateur thermique gaz ultra modulant				
[CET12]	Baxi	Initia plus (2-12 kW _{th})	2 200	-
[CET12]	Bosch	Condens (1,2 - 9,1 kW _{th})	2 500	-
[CET12]	Vergne	MC3 (0,8 - 12 kW _{th})	2 700	-
[CET12]	Viessmann	Vitodens 300-W (1,9 - 11 kW _{th})	3 100	-
Générateur thermique biomasse modulant				
[OKO15]	ÖkoFEN	-	15 000	-

Il est à noter que certains auteurs raisonnent en surcoût d'investissement par rapport à un système de référence. Par exemple Boait *et al.* [BOA06] font l'hypothèse optimiste d'un surcoût de 700 € pour un moteur Stirling gaz par rapport à un générateur thermique gaz. Alanne *et al.* [ALA14] évaluent le surcoût d'un module thermoélectrique couplé à un générateur thermique biomasse à 16 000 €. Enfin, Merkel *et al.* [MER15] proposent une corrélation linéaire par morceaux sur les coûts d'investissement des micro cogénérateurs gaz basée sur 87 références et actualisée en 2013 (*cf.* Fig. VI.27).

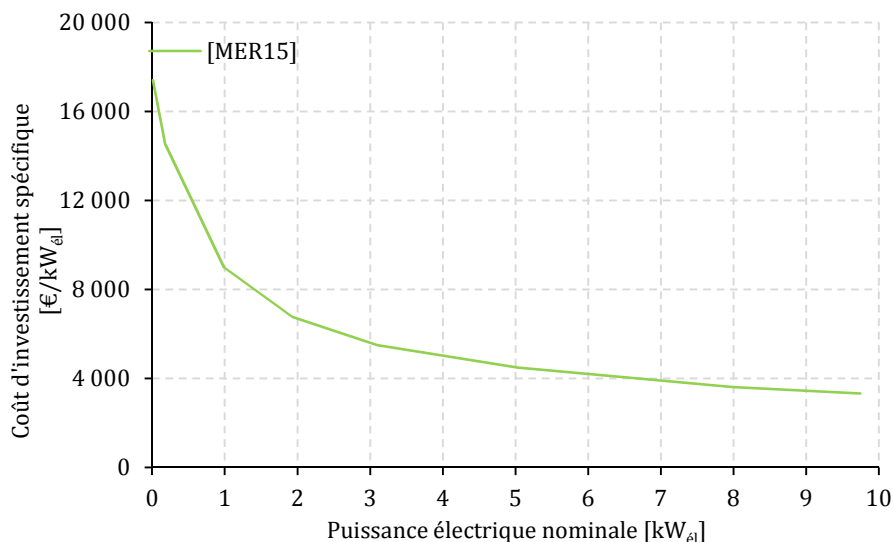


Fig. VI.27 – Coûts d'investissement spécifiques d'un micro cogénérateur [MER15].

VI.2.3.2.2. Aides financières à l'investissement

La micro cogénération gaz avec une puissance active inférieure à 3 kVA est éligible au Crédit d'Impôt pour la Transition Énergétique (CITE) qui octroie une réduction d'impôt sur l'achat TTC du matériel uniquement (hors main d'œuvre). La micro cogénération biomasse n'est donc pas concernée faute de systèmes sur le marché. Ce taux s'applique uniquement sous certaines conditions (cf. Tab. VI.17) et la déduction est plafonnée à 8 000 € par personne ou 16 000 € pour un couple majorée de 400 € par personne à charge.

Tab. VI.17 – Conditions du crédit d'impôts sur la micro cogénération.

Nature de la dépense	Type de logement		Taux		
	Neuf (<2 ans)	Ancien (>2 ans)	Dépenses payées du 01/01/2014 au 31/08/2014	Dépenses payées à partir du 01/09/2014	
Micro cogénération gaz (P _{el} < 3 kVA)	Non éligible	Éligible	Action seule 15 %	Bouquet de travaux 25 %	Action seule ou bouquet de travaux 30 %

L'**Hybris Power** a un prix catalogue en 2013 de 13 000 € TTC environ, ceci octroie donc une déduction d'impôts potentielle de l'ordre de 4 000 €. Le coût d'achat final revient à environ 9 000 €/kW_{el} : référence prise pour les calculs des coûts d'investissement des micro cogénérateurs gaz à moteur Stirling. Cette valeur est finalement analogue à la corrélation de Merkel (cf. Fig. VI.27). Pour le micro cogénérateur biomasse, un ratio de 18 000 €/kW_{el} est considéré.

Il est à noter que trois voisins européens pratiquent des incitations financières (au 30/10/2014) [COG15]:

- L'Allemagne : subvention à l'investissement de 1 425 à 3 325 € pour des systèmes de puissance inférieure à 20 kW_{el},
- Le Royaume-Uni et la Belgique: réduction de la TVA sur l'achat des systèmes,

Ces aides conduisent au final à des déductions équivalentes par rapport au système français.

VI.2.3.2.3. Systèmes de stockage thermique

Parmi, l'état de l'art sur les études numériques réalisé au Chapitre II, certains auteurs proposent des valeurs voire des corrélations sur le coût d'investissement de systèmes de stockage thermique. Mongibello *et al.* [MON13] donnent une corrélation sur le coût des ballons tampon à un échangeur de chaleur intégré (type serpentin) en fonction du volume de stockage: corrélation basée sur une étude de marché dans le contexte italien. Comme pour les micro cogénérateurs, Merkel *et al.* [MER15] proposent une corrélation basée sur 40 références de ballons tampon actualisée en 2013. De plus, Andlauer [AND11] propose une corrélation basée sur une étude de marché de ballons tampons dans le contexte français.

Une étude de marché a également été réalisée dans le cadre de cette thèse sur une centaine de références en distinguant des ballons tampon avec une isolation classique (laine minérale ou isolant synthétique) et des ballons isolés par une double cloison sous vide. Ces dernières valeurs proviennent du fabricant **Hummelsberger** qui est le seul fabricant à proposer un système à l'état commercial (système VSI) et à en donner le prix. La figure VI.28 présente les études de marché et/ou les corrélations des auteurs cités précédemment. Les corrélations sont des régressions « puissance » sous la forme :

$$C_{SST} = C_0^{SST} V^n \quad (VI.25)$$

La plateforme intègre par défaut la corrélation issue de l'étude de marché réalisée dans le cadre de cette thèse (cf. [BOU15] sur la figure VI.28).

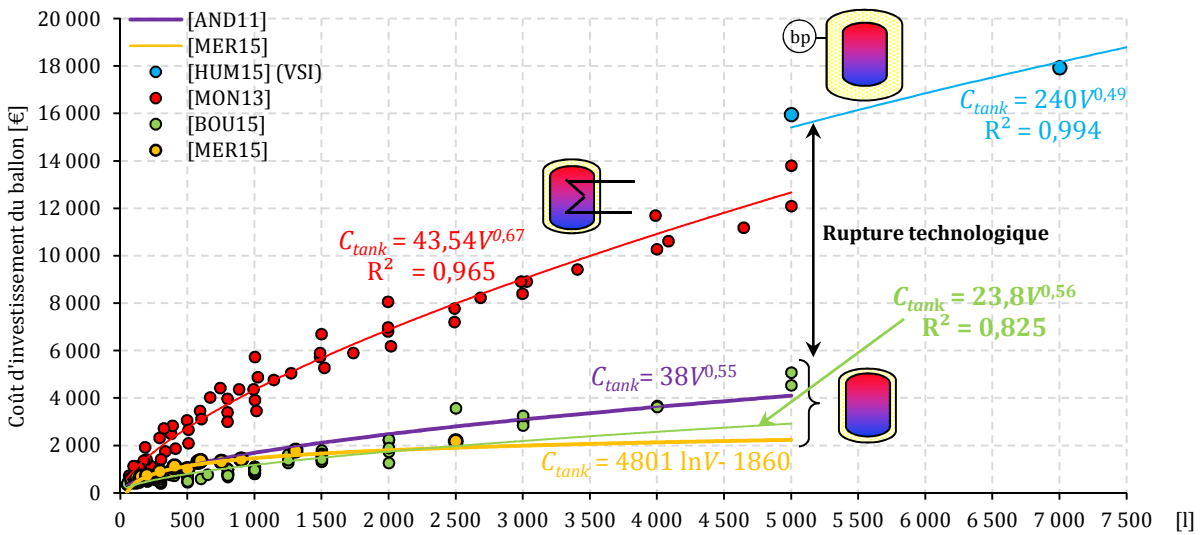


Fig. VI.28 – Coûts d’investissement de ballons de stockage thermique.

VI.2.3.2.4. Systèmes de stockage électrique

Parmi l’état de l’art sur les études numériques réalisé au Chapitre II, peu d’auteurs emploient des systèmes de stockage électrique. Parmi eux, seuls Balcombe *et al.* [BAL15] détaillent les coûts d’investissement d’un stockage stationnaire par batterie Li-ion selon un état de l’art spécifique à cette grandeur. En particulier, ils intègrent les coûts des auxiliaires (contrôleur de charge, onduleur et câblage) et d’installation. Enfin, il est à noter que l’entreprise **Tesla** vient de se positionner en 2015 avec un grand retentissement sur ce marché du stockage électrique domestique. Elle a lancé en 2015 un système de stockage stationnaire à bas coût de 7 kWh_{el} pour des applications de stockage électrique dans le secteur résidentiel (**PowerWall**) [TES15]. La figure VI.29 donne la corrélation de type « puissance » de Balcombe *et al.* [BAL15] sur le coût spécifique des batteries Li-ion. Cette figure positionne également la batterie de **Tesla**. Cette corrélation est utilisée par défaut dans la plateforme numérique.

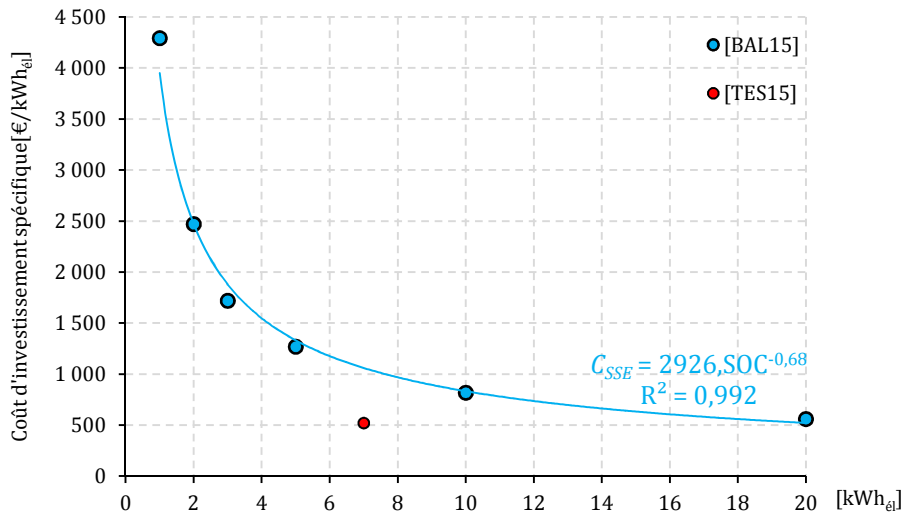


Fig. VI.29 – Capacité des batteries Li-ion stationnaires.

Aussi, Harriche *et al.* [HAR13], Robin *et al.* [ROB04] et le CEA [CEA12] proposent des coûts d’investissement spécifiques des systèmes de stockage électrique stationnaire. Ceux-ci sont présentés au tableau VI.18.

Tab. VI.18 – Coûts spécifiques des systèmes de stockage électrique.

	Batterie électrochimique	Volant à inertie	Compresseur à air
Coût spécifique [€/kWh _{el}]	50 - 200 (Pb - Acide) 600 - 1 500 (Li-Ion)	150 - 3 000	500 - 1 000

VI.2.3.3. Coûts de maintenance

Parmi l'état de l'art sur les études numériques réalisé au Chapitre II, la plupart des auteurs s'affranchissent des coûts de maintenance ou considèrent qu'ils sont équivalents à ceux du système de référence de production séparée. Certains auteurs considèrent des coûts de maintenance spécifiques aux systèmes de micro cogénération en raisonnant en €/kWh_{él}, en €/kWh_{th}, €/démarrage ou en €/an. Seuls Balcombe *et al.* [BAL15] proposent un coût de maintenance sur les systèmes de batteries Li-ion en €/an. Le tableau VI.19 recense toutes ces valeurs.

Tab. VI.19 – Coûts spécifiques de maintenance des systèmes.

Référence	Fabricant	Appareil	Coût de maintenance	Unité
Micro cogénérateur Stirling gaz				
[DEP06]	WhisperGen	WhisperGen	75	€/an
[MAT08]	-	-	0,1	€/démarrage
[SHA11]	-	-	0,0048	€/kWh _{th}
[BAR12]	-	-	0,01	€/kWh _{él}
[GON14]	WhisperGen	WhisperGen	0,06	€/kWh _{él}
[VAN14]	-	-	0,02	€/kWh _{él}
[BAL15]	-	-	175	€/an
Générateur thermique gaz				
[DEP06]	-	-	35	€/an
[SHA11]	-	-	0,0048	€/kWh _{th}
[VAN14]	-	-	0,005	€/kWh _{th}
Système solaire thermique				
[GON14]	-	-	15	€/m ² /an
Système de stockage électrique par batterie				
[BAL15]	-	-	70	€/an

Par défaut, aucun coût de maintenance n'est considéré en raison de la disparité de ce paramètre en termes de valeurs et de méthodes de calcul. Il est considéré que les coûts de maintenance sont équivalents pour les systèmes de micro cogénération et les systèmes de génération séparée.

VI.2.3.4. Valorisation des émissions de CO₂ évitées

Parmi l'état de l'art réalisé au Chapitre II, seuls Shaneb *et al.* [SHA12] intègrent la valorisation des émissions de CO₂ évitées en considérant des valeurs de 2,3 et 57 c€/kg_{CO2}. Le mécanisme de quotas européens d'émission a été présenté au Chapitre V. Ces émissions évitées sont valorisées à hauteur de 0,08 c€/kg_{CO2} en moyenne depuis 2011 en variant entre 0,03 et 0,18 c€/kg_{CO2}. La plateforme de simulation intègre par défaut une valeur constante de 0,1 c€/kg_{CO2}.

VI.2.3.5. Valorisation des économies d'énergie primaire

Parmi l'état de l'art réalisé au Chapitre II, aucun auteur n'explore la possibilité d'intégrer la valorisation des économies d'énergie primaire. La France a mis en place un mécanisme de valorisation des économies d'énergie primaire via des certificats d'économies d'énergie CEE présentés au Chapitre V. Ces économies sont valorisées de 0,25 à 0,45 c€/kWh_{cumac} en moyenne depuis 2010. En pratique, pour des systèmes de micro cogénération, ce mécanisme ne rémunère pas ces économies au fil de l'eau mais octroie une aide financière à l'investissement. Une technologie domestique est caractérisée par une fiche d'opération standardisée d'économie d'énergie. C'est le cas de la micro cogénération gaz à moteur Stirling (*cf.* Annexe J). Celle-ci donne directement le crédit de CEE selon le type de logement (maison individuelle ou appartement), la zone climatique (H1, H2 ou H3) et selon le type de production d'ECS (chauffage seul, chauffage + ECS instantanée ou chauffage + ECS accumulée). Un facteur de correction s'applique selon la surface habitable pour les maisons individuelles uniquement. Selon la configuration du bâtiment d'habitation, les CEE s'élèvent donc au maximum à une prime de l'ordre de 300 € sur la durée de vie conventionnelle du système prise égale à 16 ans (*cf.* Annexe J). La plateforme de simulation n'intègre pas de diminution du coût d'investissement lié aux CEE mais valorise potentiellement les économies d'énergie primaire par une valeur constante de 0,3 c€/kWh_{EP}.

Au niveau européen, il est à noter que des pays ont mis en place des dispositifs analogues :

- Le Royaume-Uni avec le « Green deal » dans le cadre de sa loi « Energy act ». Ce système permet de rembourser un prêt pour des travaux de rénovation énergétique grâce aux économies d'énergie réalisées. Un organisme tiers avance l'investissement, et le remboursement se fait au fil de l'eau selon les économies d'énergies réalisées [UKP11],
- L'Italie avec les certificats blancs ou titres d'économie d'énergie (TEE), dispositif analogue au système des CEE en France : 1 certificat correspond à 1 tep économisée [AUT04],
- La Belgique avec les certificats verts qui valorisent la production d'électricité verte ou issue de la cogénération [CWA15]. Des quotas de certificats verts sont attribués à la production électrique cogénérée ou micro cogénérée.

VI.3. Régulation des systèmes et gestion de l'énergie

L'objectif premier d'une régulation de systèmes de chauffage est d'assurer le confort thermique par la couverture totale des besoins de chauffage et d'ECS. Deux stratégies de régulation dites « classiques » existent quant au pilotage de systèmes de production de chaleur : la programmation horo-journalière et le suivi au fil de l'eau des besoins de chaleur. La première stratégie consiste à programmer un système pour qu'il fonctionne, indépendamment des besoins thermiques réels, en fonction d'un profil horaire. Un système pourra ainsi fonctionner pendant les périodes de présence (le matin, le soir ou le week end par exemple). Peacock *et al.* [PEA06], Magri *et al.* [MAG12], Barbieri *et al.* [BAR12] et Balcombe *et al.* [BAL15] emploient cette stratégie. En particulier, Magri *et al.* [MAG12] mettent par exemple en place trois programmes de fonctionnement : en continu sur 24 h, en continu de 7 à 23 h et en intermittence (6 à 9 h - 12 à 14h - 17 à 23 h en semaine et de 8 à 24 h le week end). Cependant, cette stratégie s'avère peu précise et non adaptée notamment en raison de l'indépendance à la température extérieure du calcul des besoins de chauffage. La seconde stratégie consiste à piloter le démarrage des systèmes selon la demande en chaleur ; celle-ci étant caractérisée principalement par une température ambiante de consigne à respecter. Cette dernière est la méthode la plus plébiscitée par les auteurs et constitue la stratégie de base de la plateforme. Par défaut, la régulation mise en place consiste donc à suivre la demande thermique au fil de l'eau (chauffage et ECS) et à la satisfaire soit en « chargeant » thermiquement un ballon tampon duquel est extraite la chaleur soit en démarrant le système de génération de chaleur au fil des demandes.

VI.3.1. Températures de consignes

La régulation des systèmes énergétiques et des micro cogénérateurs requiert des grandeurs dites « réglantes » : à savoir des températures de consignes. En effet, il ne suffit pas de déclencher les systèmes sur un seul critère énergétique, il faut que des critères de températures et/ou de débits soient remplis. Par exemple, un même kWh_{th} d'énergie thermique peut être soutiré à un ballon tampon pour des couples volumes soutirés/température de soutirage différents : la hausse de l'un engendrant la baisse de l'autre. En plus des critères énergétiques, les besoins thermiques doivent donc satisfaire des consignes et des lois de régulation (loi d'eau, limitations de la température du ballon, *etc.*). Au niveau de l'ECS, la température de consigne est fixée constamment à 55 °C pour des raisons sanitaires (légionnelles) et de disponibilité. Un mitigeur permettra d'atteindre la température de consigne cible. Au niveau du chauffage, des lois d'eau différenciées selon le niveau de performance énergétique du bâtiment ont été mises en œuvre. Ces lois d'eau donnent la température de consigne de départ vers le circuit d'émission de chauffage (radiateur, convecteur, plancher chauffant, *etc.*) en fonction de la température extérieure. Il est supposé que des bâtiments performants (A à C) sont équipés d'émetteurs basse température (plancher chauffant) présentant des régimes de températures faibles (40/30 °C ou 35/30 °C). Aussi, il est supposé que des bâtiments énergivores (E à G) sont équipés d'émetteurs hautes températures (radiateurs, plafond rayonnants, *etc.*) présentant des régimes de températures élevés (80/60 °C ou 70/60 °C). La figure VI.30 donne les différentes lois d'eau. L'Annexe K fournit tous les paramètres utilisés pour leur détermination en fonction de la zone climatique et du niveau de performance du bâtiment (T_{base} , T_{nc} et régimes).

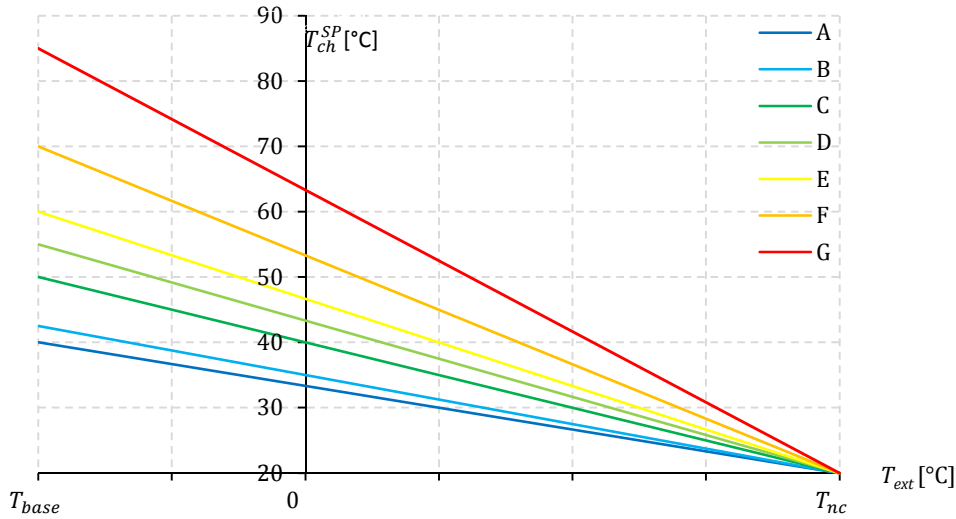


Fig. VI.30 – Lois d'eau.

VI.3.2. Stratégie de régulation des systèmes de micro cogénération

VI.3.2.1. Montage sans stockage thermique

Pour le montage dit « instantané » sans système de stockage, la couverture des besoins thermiques s'effectue au fil de l'eau. Le déclenchement ($Y = 1$) des systèmes se fait selon les besoins thermiques. La chaleur produite couvrant un besoin thermique n'est comptabilisée qu'à partir du moment où la température en sortie du micro cogénérateur ou du générateur thermique auxiliaire $T_{cw,o}$ est supérieure à la température de consigne issue des lois d'eau ou de la consigne ECS. Cette stratégie permet de prendre en compte les instationnarités liées à une production instantanée qui est caractérisée par un déphasage entre la manifestation du besoin et sa satisfaction.

VI.3.2.2. Montage avec stockage thermique

Pour les montages dits « accumulés » avec ballons tampon (1 ballon, 1 ballon manteau ou 2 ballons séparés), la couverture des besoins thermiques s'effectue au fil de l'eau en soutirant de la chaleur directement par puisage d'eau chaude vers un circuit secondaire ou indirectement par échangeurs thermiques internes ou externes. La régulation s'établit alors en contrôlant une température de référence du ballon T_{tank}^{PV} . Cette température est « mesurée » en haut du ballon ; là où l'eau est la plus chaude (strate ou nœud n°1). Des régulateurs « Tout ou Rien » (TOR) à hystérésis déclenchent alors les systèmes ($Y = 1$ ou $Y = 0$) en fonction des températures de consigne d'ECS et de chauffage et en donnant la priorité au micro cogénérateur. Ces régulateurs sont caractérisés par un différentiel ΔT_{TOR} pris à 4 K pour l'ECS et 3 K pour le chauffage.

Ces paramètres de régulation peuvent avoir un impact significatif sur les performances énergétiques des systèmes et sur le niveau de confort thermique obtenu. En particulier, un différentiel trop court engendre des phénomènes de courts cycles. Ségon *et al.* [SEG13] ont montré l'impact significatif de cette grandeur et préconisent leur détermination par étude paramétrique voire par optimisation. Le différentiel a été déterminé ici selon les règles de l'art en matière de régulation des systèmes de chauffage [CYS05]. La figure VI.31 présente la chronologie de déclenchement.

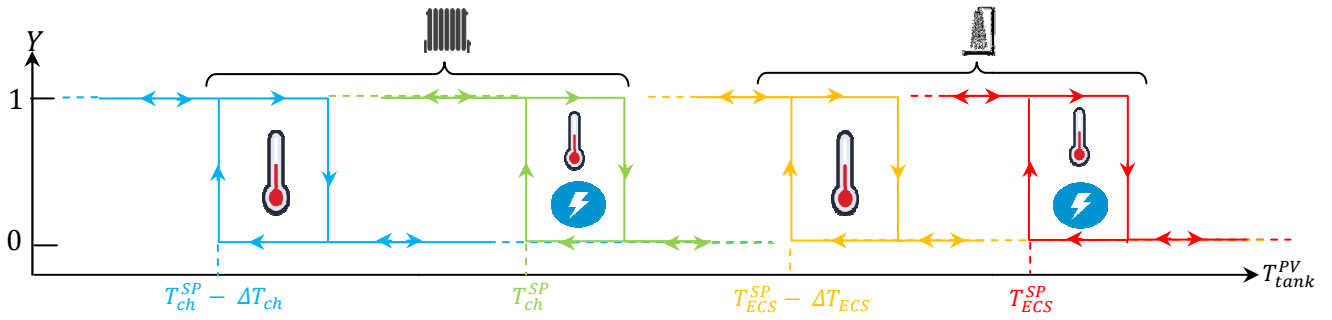


Fig. VI.31 – Lois de déclenchement TOR des systèmes (micro cogénérateur et auxiliaire thermique).

VI.3.2.3. Paramétrage du modèle de stockage thermique

Le choix d'un modèle nodal de ballon tampon procure une bonne précision mais implique un paramétrage conséquent. Le type 534 est utilisé : il discrétise le volume de stockage jusqu'à 20 strates horizontales identiques. D'abord, le ballon se caractérise selon son coefficient de transfert thermique U et sa géométrie (H et V) déterminés au §VI.1.2.2. Ce modèle requiert ensuite la caractérisation des trois doubles ports dédiés respectivement au circuit primaire de production et aux circuits secondaires d'ECS et de chauffage. Chaque double port se caractérise par un port d'injection et un port de soutirage. De plus, chaque port se caractérise par un débit-masse, une température d'injection ou de soutirage et sa position (numéro de strate). Il est à noter que le débit-massique d'injection et de soutirage est identique (respect du bilan massique) et que la température de soutirage dépend de l'état du ballon.

Les températures d'injection proviennent des modèles de micro cogénérateurs et/ou des générateurs thermiques pour le circuit primaire, du modèle de température d'eau froide du réseau pour le circuit secondaire de l'ECS et de la loi d'eau employée pour le circuit secondaire de chauffage.

Le débit-masse de l'eau de refroidissement du micro cogénérateur et/ou du générateur thermique auxiliaire est régulé via un régulateur proportionnel avec une bande proportionnelle de 5 K par défaut. Encore une fois, cette valeur est issue des règles de l'art [CYS05] et mérite une détermination plus fine. La température de consigne est calculée selon la loi d'eau. Celle-ci est comparée en continu à la température de la strate de soutirage pour le chauffage. Le débit-masse de soutirage pour le chauffage est calculé selon le besoin thermique instantané et le régime de température :

$$\dot{m}_{ch} = \frac{\dot{B}_{ch}}{c_p \Delta T_{ch}} \quad (\text{VI.26})$$

Le débit-masse de soutirage d'ECS est calculé selon le besoin d'ECS instantané et les températures d'eau froide du réseau et de la strate de soutirage (calcul implicite):

$$\dot{m}_{ECS} = \frac{\dot{B}_{ECS}}{c_p \Delta T_{ECS}} \text{ avec } \Delta T_{ECS} = T_1 - T_{EF} \quad (\text{VI.27})$$

Ségon *et al.* [SEG13] ont montré que le choix de la position des ports sur des modèles de ballon tampon nodaux a un impact non négligeable sur les performances énergétiques du système global. Une étude paramétrique sur ces aspects serait une perspective intéressante mais sort du cadre de cette thèse. Le choix de la position des ports a été réalisé selon les préconisations des constructeurs sur leurs systèmes (**Viessmann, De Dietrich, etc.**) et les règles de l'art. La figure VI.32 présente le paramétrage du modèle du ballon tampon et l'architecture de la régulation.

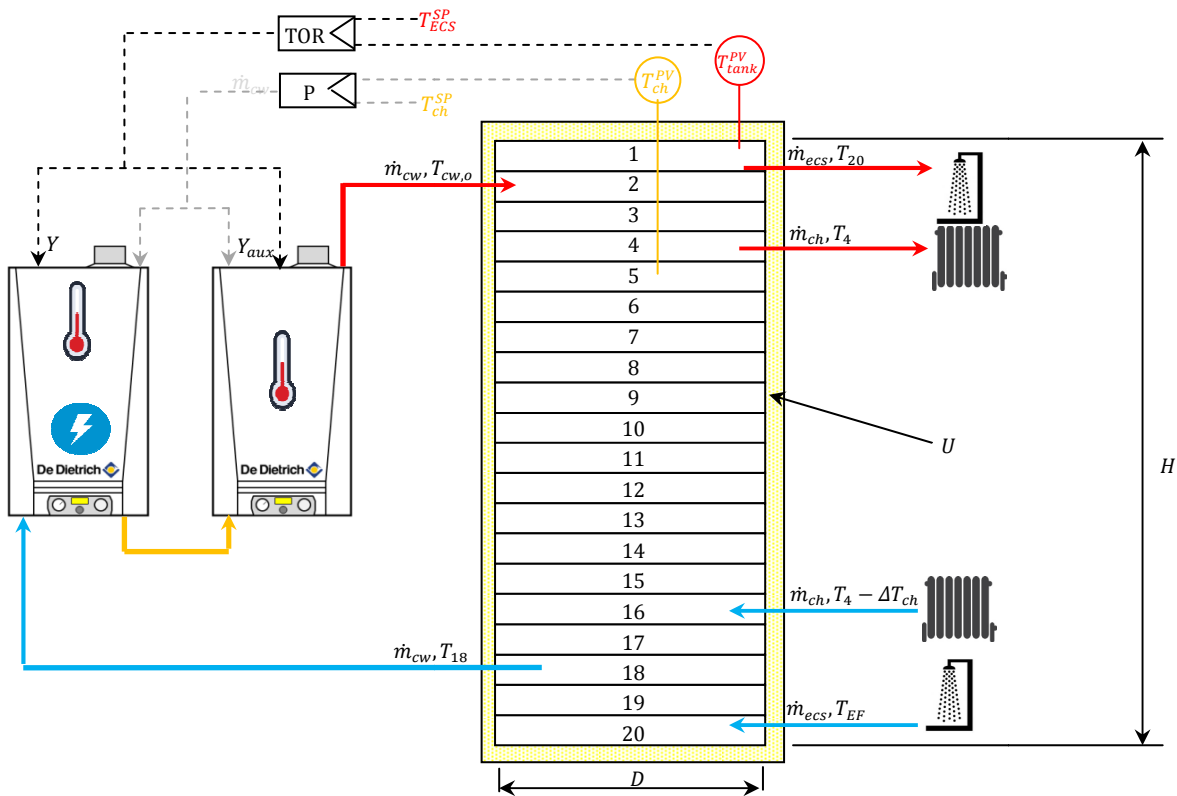


Fig. VI.32 – Paramétrage du modèle du ballon tampon et architecture de la régulation.

VI.3.2.4. Autres stratégies de régulation

La régulation est toujours basée sur la garantie du confort thermique, cependant, un choix d'utilisation peut être fait entre le micro cogénérateur et un éventuel générateur thermique d'appoint. Ce choix peut être orienté selon différents critères : un critère énergétique, un critère environnemental ou un critère économique. En effet, la coproduction de deux types d'énergie permet d'envisager de nouvelles stratégies qui visent principalement *in fine* à optimiser les performances du système. L'exemple le plus courant est de donner la priorité au micro cogénérateur lorsque la demande électrique dépasse un seuil. Si les besoins électriques sont trop faibles, la priorité peut être donnée au générateur auxiliaire : il s'agit de la stratégie de suivi des besoins électriques « electricity led ».

Selon l'état de l'art réalisé au Chapitre II, en plus du suivi de la demande thermique (« heat led »), trois familles de régulation se distinguent : le suivi de la demande électrique, la minimisation des émissions de CO₂ (« least CO₂ ») et la minimisation des coûts d'exploitation (« least costs »). D'abord, certains auteurs utilisent une stratégie de suivi de la demande électrique seule sans garantir la couverture des besoins thermiques [ALA10][ROS13]. Cette stratégie n'est pas acceptable ici en raison de l'inconfort ou des surchauffes engendrées. D'autres auteurs [RIB09][ALA10][TEU11] associent un suivi des besoins thermiques et électriques ce qui permet de garantir la couverture des besoins thermiques. Ensuite, Gähler *et al.* [GAH07] proposent deux stratégies de régulation optimisée d'un micro cogénérateur. La première consiste à regarder en temps réel la rentabilité du système de micro cogénération. Si, à un instant donné, le système n'est pas rentable alors la priorité est donnée à l'auxiliaire. La seconde méthode consiste à regarder en temps réel le bilan en énergie primaire de chaque système entre le micro cogénérateur et le générateur d'appoint. Celui qui a l'impact le plus faible en énergie primaire sera mis en route en priorité. Houwing *et al.* [HOU07] ont utilisé une stratégie sur le suivi de la demande électrique et sur le suivi du coût d'exploitation (« least cost »). Pour cette dernière, à chaque instant le programme de calcul évalue la pertinence d'un fonctionnement du micro cogénérateur à charge totale ou à charge partielle (maximisation des rendements/pertes thermiques). Fubara *et al.* [FUB14] ont développé deux stratégies de régulation originales. La première consiste à minimiser en temps réel la consommation en énergie primaire

(« primary energy led»). La seconde consiste à minimiser en temps réel les coûts d'exploitation liés à la consommation énergétique (gaz et électricité) (« cost led»). Enfin, en plus du suivi de la demande thermique, Vandewalle *et al.* [VAN14] ont développé une stratégie de régulation sur le suivi du coût optimal : le régulateur calcule le coût le plus économique entre une production micro cogénérée et une production séparée. Ce calcul se fait sur la base des prix du gaz, de l'électricité et sur une prévision idéale des besoins de chauffage.

VI.3.2.5. Bilan sur les stratégies de régulation et choix des stratégies

La plateforme intègre donc par défaut la stratégie de suivi de la demande thermique (« heat led ») détaillée précédemment.

Ensuite, elle intègre une autre stratégie sur le suivi de la demande électrique (« electricity led »). Cependant, celle-ci a été affinée de manière à garantir constamment le confort thermique et à prendre en compte la contrainte d'une capacité de stockage thermique maximale. Si l'appoint thermique n'est pas suffisant pour assurer seul la demande thermique pendant un creux sur la demande électrique, alors le micro cogénérateur sera sollicité en tant qu'appoint. Aussi, la régulation sur le seul suivi des besoins électriques peut générer des surchauffes importantes dans le ballon en cas de faibles demandes thermiques (en été par exemple). Ceci évite la production déraisonnée de chaleur qui ne peut plus être physiquement assimilée par le système de stockage : physiquement, une température de 100 °C ne peut être dépassée auquel cas une soupape de sécurité s'ouvre. Dans le cas d'un montage « instantané » sans ballon de stockage, le surplus de production thermique sera perdu. Dans le cas d'un montage « accumulé », une limitation sur la température du ballon est donc introduite : $T_{tank} < 95$ °C. Enfin, un seuil minimal de déclenchement P_{min} a été mis en place de manière à éviter des déclenchements abusifs pour de faibles niveaux de demande électrique qui engendreraient des taux d'exportation trop importants. Ce seuil est ajustable et a été fixé par défaut à 50 % de la puissance minimale du micro cogénérateur (soit 400 W_{él} pour l'**Hybris Power** et 200 W_{él} pour le **BisON**). La base de l'algorithme du suivi des besoins électriques est donnée ci-dessous.

```

if  $P_{él} \geq P_{min}$  and  $T_{tank} < 95$  °C :  $Y_{\mu CHP}^{PV} = 1$ 
elseif  $P_{él} < P_{min}$  and  $Y_{\mu CHP}^{SP} = 1$  :  $Y_{\mu CHP}^{PV} = 1$ 
else :  $Y_{\mu CHP}^{PV} = 0$ 
                
```

Enfin, la plateforme intègre une stratégie sur la minimisation des coûts d'exploitation (« cost led »). Un arbitrage est réalisé quant à la priorité à donner au micro cogénérateur ou au générateur d'appoint. Cet arbitrage se faisant sur un critère de rentabilité. Le calcul de la rentabilité R suppose la connaissance des coûts des énergies, des rendements nominaux des systèmes et de la puissance de production électrique nominale des micro cogénérateurs. Ceux-ci démarreront pour $R > 0$ (cf. Eq. VI.28).

$$R = \frac{C_{fuel}}{\eta_{th}^{aux}} - \frac{1}{\eta_{th}^{\mu CHP}} \left[C_{fuel} - \eta_{él}^{nom} \left((1 - TAC) \cdot C_{él,o} + TAC \cdot C_{él,i} \right) \right] \text{ avec } TAC = \frac{P_{él}^{nom}}{P_{demand}^{él}} \quad (VI.28)$$

La base de l'algorithme sur les déclenchements selon la rentabilité économique est donnée ci-dessous.

```

if  $R \geq 0$  and  $T_{tank} < 95$  °C :  $Y_{\mu CHP}^{PV} = 1$ 
elseif  $R < 0$  and  $Y_{\mu CHP}^{SP} = 1$  :  $Y_{\mu CHP}^{PV} = 1$ 
else :  $Y_{\mu CHP}^{PV} = 0$ 
                
```

VI.3.3. Stratégies prédictives de régulation

L'inertie de démarrage des systèmes de micro cogénération (*cf.* Chapitres III et IV) impacte la réactivité du système pour couvrir un besoin thermique et électrique : ce dernier pouvant être très éphémère. Le déphasage entre le besoin de déclenchement et la production peut ainsi rendre une stratégie de régulation sur le suivi de la demande électrique contreproductive. La prévision de ces besoins électriques permettrait d'anticiper les démarrages et d'améliorer les taux d'autoconsommation ainsi que les bilans environnementaux et économiques qui en découlent (*cf.* Figure VI.33). De plus, l'anticipation des pointes horaires de consommation permet d'effacer la production centralisée d'électricité carbonée et de bénéficier de tarifs de l'électricité favorables.

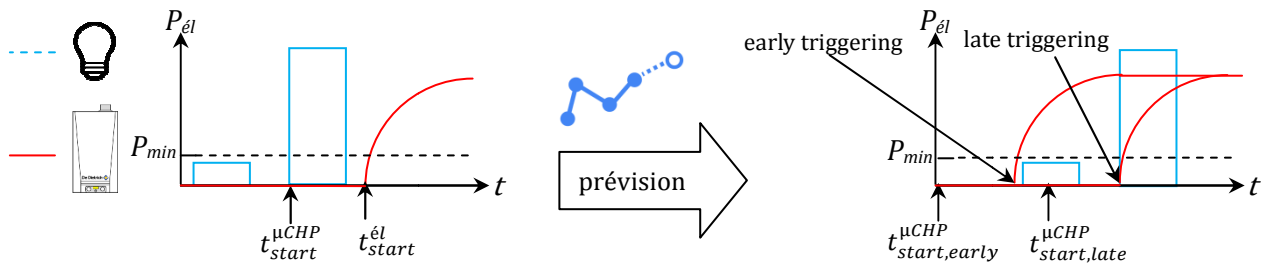


Fig. VI.33 – Impact de la prévision sur la couverture des besoins électriques.

Plusieurs méthodes de prévision des besoins électriques existent. L'état de l'art réalisé au Chapitre II en relève trois : des prévisions numériques supposées idéales, des prévisions simplifiées basées sur un programme horaire, et des prévisions basées sur des méthodes d'apprentissage.

En pratique, il s'avère qu'une méthode prédictive nécessite deux paramètres : la période d'anticipation de démarrage Δt_{pred} et la puissance minimum de déclenchement P_{min} . Le premier paramètre est fixé arbitrairement et peut être choisi entre deux bornes. Au plus tôt, le déclenchement se fait de telle sorte que le régime permanent de la production électrique soit atteint pour le début de l'occurrence du besoin prédit (« early triggering »). Au plus tard, le déclenchement se fait de telle sorte que la production électrique corresponde au début de l'occurrence du besoin prédit (« late triggering ») (*cf.* Fig. VI.33). Les temps de retard établis aux Chapitres III et IV peuvent être utilisés de manière à ajuster les démarrages anticipés. Pour rappel, le démarrage de la production électrique intervient respectivement après environ 100 s et 10 minutes pour l'**Hybris Power** et le **BisON**. Le régime permanent à 90 % est atteint quant à lui respectivement après 5 min et 12 minutes.

VI.3.3.1. Prévisions idéales

La méthode de prévision idéale consiste à utiliser les données des pas de temps suivants d'une base de données connue. Cette méthode est purement artificielle mais permet d'évaluer le potentiel maximal de cette stratégie. Parmi les auteurs cités au Chapitre II, seuls Vandewalle *et al.* [VAN14] ont développé une stratégie de régulation basée sur la prévision idéale des besoins énergétiques.

VI.3.3.2. Prévisions horaires simplifiées

La méthode de prévision la plus simple est basée sur la programmation horo-journalière du démarrage du micro cogénérateur pendant les heures dites de pointes. Celles-ci peuvent être définies par les contrats de fournisseurs électriques par exemple (HP/HC ou TEMPO). En particulier, Magri *et al.* [MAG12] imposent des périodes de fonctionnement de 6 à 9 h, de 12 à 14h et de 17 à 23 h en semaine et de 8 à 24 h le week end, ceux-ci indépendamment du besoin thermique. L'éventuel surplus de chaleur est stocké dans un ballon tampon.

VI.3.3.3. Prévisions par apprentissage

Enfin, les méthodes prédictives par apprentissage se distinguent. Celles-ci sont basées sur la connaissance passée et présente de données caractéristiques et pertinentes quant à la prévision du besoin électrique (puissances électriques, heure de la journée, type de jour, saison, température extérieure, ensoleillement, *etc.*). Salque [SAL13] réalise un état de l'art complet des régulateurs prédictifs appliqués à des systèmes de production de chaleur. Il utilise des modèles basés sur des réseaux de neurones artificiels RNA de manière à optimiser la régulation d'une pompe à chaleur en termes de confort thermique et de coûts d'exploitation. Parmi les auteurs cités à l'état de l'art du Chapitre II, seuls Matics *et al.* [MAT08] et Collazos *et al.* [COL09] mettent en place une stratégie prédictive des besoins électriques. Les premiers cités ont mis en place une régulation prédictive par apprentissage de type neuronal. Ils cherchent à anticiper les besoins électriques pour optimiser le déclenchement du micro cogénérateur en termes économiques et en considérant une structure tarifaire variable de type HP/HC. Aussi, Collazos *et al.* [COL09] proposent un état de l'art sur la régulation prédictive. Ils citent des méthodes stochastiques, neuronales ou génétiques. Les auteurs mettent en place une prévision basique par apprentissage en se basant sur la moyenne des données des 30 derniers jours. Ils réalisent des prévisions à un horizon de 24 h sur les valeurs de la température extérieure, des besoins thermiques, des besoins électriques et des gains solaires. La régulation vise à minimiser les coûts d'exploitation en temps réel tout en satisfaisant un critère de confort thermique. Au niveau des modèles de RNA, la Toolbox de **Matlab** (Neural Network Fitting Tool) et le logiciel open source **Visual Gene Developer** (VGD) proposent des plateformes accessibles de réseaux de neurones pré-paramétrés avec des algorithmes d'apprentissage, de validation et de tests intégrés. Les paramètres principaux d'un réseau seront le choix des entrées (besoins électriques passées, heure, jour, saison, température extérieure, *etc.*), le nombre de couches de neurones dites « cachées », le nombre de neurones par couche et les fonctions dites d'activation [SAL13]. La présentation exhaustive des RNA dépasse le cadre de cette thèse, cependant un approfondissement de l'application de ces méthodes neuronales à la micro cogénération est une perspective intéressante.

VI.3.3.4. Bilan sur les stratégies prédictives et choix des stratégies

La plateforme **MICOBât_e** intègre la stratégie de prévision idéale et la stratégie de prévision horaire en forçant le fonctionnement du micro cogénérateur pendant un programme horaire librement paramétrable. La période d'anticipation de démarrage et la puissance minimum de déclenchement sont fixées de manière arbitraire selon le micro cogénérateur étudié. La prévision par réseaux de neurones a été étudiée mais n'a pas été concluante. En effet, la volatilité des besoins électriques à l'échelle d'un bâtiment d'habitation rend la prévision délicate par cette méthode et a été écartée. Cependant, à l'échelle d'un bâtiment collectif ou d'un quartier, les besoins seront foisonnés ce qui permettra une plus grande prédictibilité. Cette méthode s'avère donc être prometteuse pour des échelles plus larges. Les bases des algorithmes des déclenchements selon le type de prévisions sont données ci-dessous.

Prévision	$\text{if } P_{\text{él}} \geq P_{\text{min}} \text{ or } P_{\text{él}}^{\text{préd}}(t + \Delta t_{\text{préd}}) \geq P_{\text{min}} \text{ and } T_{\text{tank}} < 95 \text{ }^\circ\text{C} : Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 1$ $\text{elseif } P_{\text{él}} < P_{\text{min}} \text{ and } Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{SP}} = 1 : Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 1$ $\text{else : } Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 0$
Programme	$\text{if } t \in t_{\text{pointe}} \text{ and } T_{\text{tank}} < 95 \text{ }^\circ\text{C} : Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 1$ $\text{elseif } t \notin t_{\text{pointe}} \text{ and } Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{SP}} = 1 : Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 1$ $\text{else : } Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}} = 0$

Enfin, la prévision peut également être appliquée à une stratégie de déclenchement basée sur la rentabilité :

Prévision	$\text{if } R(P_{\text{él}}^{\text{préd}}(t + \Delta t_{\text{préd}})) \geq 0 \text{ and } T_{\text{tank}} < 95 \text{ }^\circ\text{C} : Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 1$ $\text{elseif } R(P_{\text{él}}^{\text{préd}}(t + \Delta t_{\text{préd}})) < 0 \text{ and } Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{SP}} = 1 : Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 1$ $\text{else : } Y_{\mu\text{CHP}}^{\text{PV}}(t) = 0$
-----------	--

VI.3.4. Gestion des charges énergétiques

Outre le pilotage des systèmes de production d'énergie, le pilotage des charges électriques et/ou thermiques est également possible. Deux stratégies se distinguent.

VI.3.4.1. Stratégie de délestage puis de report et de déformation des charges

D'abord, il y a l'opportunité de « déplacer », de « reporter » ultérieurement une charge dite « flexible » ou « délestable ». En effet, une charge flexible (cycle de lavage ou de séchage par exemple) peut être reportée durant une période de fonctionnement du micro cogénérateur de manière à maximiser l'autoconsommation électrique. Cette stratégie permet de mieux corrélérer les besoins électriques et thermiques (cf. Fig. VI.34).

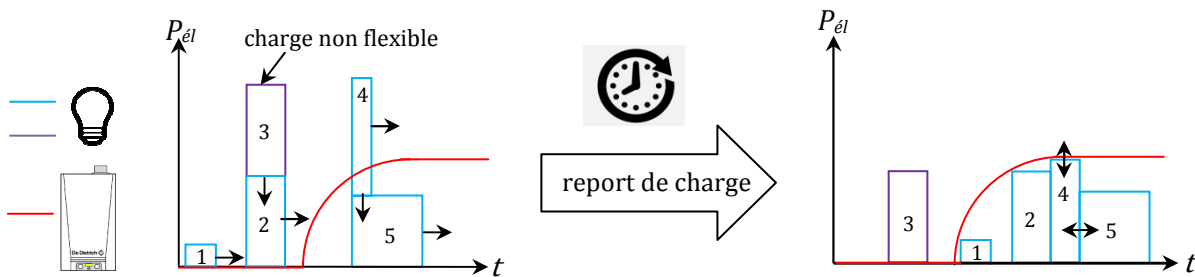


Fig. VI.34 – Impact du report de charges sur la courbe de charge électrique et sur l'autoconsommation.

Aussi, ce report peut également intervenir pendant un cycle de fonctionnement du micro cogénérateur pour écrêter les pics de puissance d'appels : des charges concomitantes peuvent être converties en charges qui se succèdent (cf. charges n°4 et 5 sur la figure VI.34). L'idée est d'adapter le niveau de puissance des charges au niveau de puissance de la production ; toujours dans l'optique de maximiser l'autoconsommation électrique. De manière analogue, il est possible de « déformer » une charge électrique de manière à la lisser sur une durée plus importante. Sans contrainte de puissance, une même quantité d'énergie électrique pourra être couverte avec des puissances impliquées plus faibles mais sur des durées plus longues (cf. charge n°4 sur la figure VI.34). Enfin, il est envisageable de modifier les cycles de fonctionnement des compresseurs des systèmes de réfrigération ou de congélation de manière à augmenter leurs charges pendant les cycles de production électrique des micro cogénérateurs. Pour ceci, il est possible de jouer sur la fréquence et/ou sur la durée des cycles.

Ce type de stratégie est déjà largement étudié pour des applications photovoltaïques de manière à maximiser l'autoconsommation [LUT15][RA]15]. Cependant, ces stratégies sont peu étudiées pour des applications de micro cogénération. Parmi l'état de l'art réalisé au Chapitre II, seuls Matics *et al.* [MAT08] développent ce type de stratégies. Les auteurs ont d'abord recensé le niveau de flexibilité des appareils puis le niveau d'acceptabilité relatif au report de certaines charges. Ils concluent que seules les charges liées au lavage (linge, vaisselle) et au séchage (linge) bénéficient d'une forte acceptabilité de la part des utilisateurs. La production de froid est considérée comme peu flexible alors que toutes les autres charges bénéficient d'une très faible voire d'une acceptabilité nulle (éclairage, image &son, cuisine, *etc.*). Le report des charges est quant à lui réalisé en priorité pendant les heures creuses de tarification de l'électricité et non systématiquement pendant un cycle de fonctionnement du micro cogénérateur.

VI.3.4.2. Stratégies de transfert de charges

Ensuite, il y a l'opportunité de transférer les charges électriques allouées au chauffage par effet Joule vers les charges thermiques (cf. Fig. VI.35). De plus, la tendance est à la hausse des besoins électriques spécifiques et à la baisse des charges de chauffage (cf. Chapitre I) ce qui engendre une hausse du ratio caractéristique des besoins énergétiques σ . Cette stratégie permet donc de rééquilibrer ce ratio de manière à se rapprocher du ratio caractéristique de puissance des micro cogénérateurs limité et intrinsèque à la technologie employée. Aussi, cette stratégie permet d'augmenter la charge thermique en mi saison et en été où le micro cogénérateur est moins sollicité.

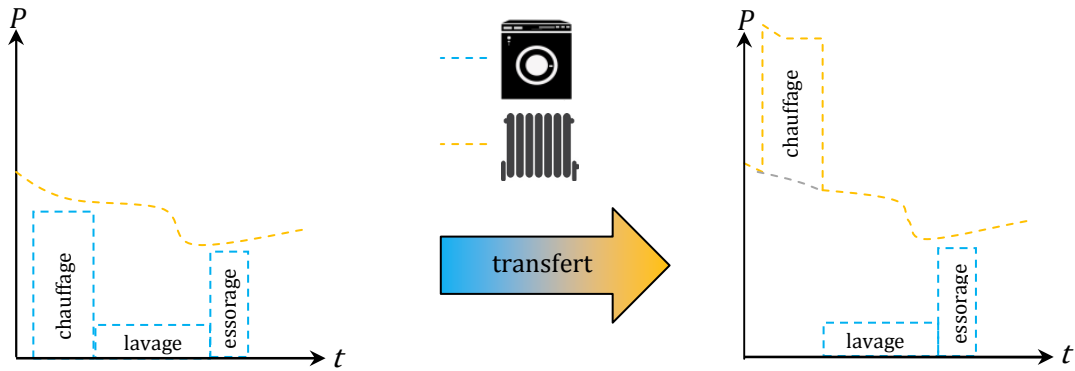


Fig. VI.35 – Impact du transfert de charges sur les courbes de charge électriques et thermiques.

Parmi l'état de l'art réalisé au Chapitre II, seuls Teuwsen *et al.* [TEU11] développent des stratégies de transferts des charges. Les auteurs ont étudié l'opportunité de transférer les charges électriques de préchauffage de l'eau de lavage d'appareils électroménagers en charges thermiques de manière à maximiser la charge annuelle des micro cogénérateurs. Ils concluent à un impact positif mais limité en termes énergétique et économique qui ne justifie pas systématiquement cette modification en raison des coûts de raccordement hydraulique.

VI.3.4.3. Bilan sur les stratégies de gestion des charges

Ces stratégies de gestion requièrent la connaissance des charges de chaque appareil électrodomestique d'où le développement préalable d'un générateur de besoins électriques technico-explicite de type « Bottom-up ». En effet, il est nécessaire d'identifier parmi toutes ces charges unitaires, lesquelles peuvent être d'abord délestées puis reportées et si leur cycle peut être modifié en termes de niveau de puissance, de durée ou de fréquence. La plateforme intègre un gestionnaire de charges uniquement basé sur une stratégie de délestage et de report dans un premier temps. La stratégie de transferts de charges est jugée peu pertinente et a été écartée. Cependant il s'agira d'une perspective intéressante.

VI.3.4.4. Développement d'un gestionnaire de charges électriques

Un gestionnaire de charges électriques a donc été développé. Tout d'abord, le générateur de besoins électriques a été conçu pour les décomposer en deux contributions : la part non reportable (dite part « fatale ») $P_{él}^{fat}$ et la part reportable (dite « flexible ») $P_{él}^{flex}$:

$$P_{él} = P_{él}^{fat} + P_{él}^{flex} \tag{VI.29}$$

La part flexible comporte les charges liées aux recharges électroniques (téléphone, tablettes, PC portables, *etc.*), aux appareils de lavage (lave-vaisselle, lave-linge) et aux appareils de séchage (sèche-linge). La base de l'algorithme est donnée ci-dessous. En pratique, le programme développé (type 268) intègre également la puissance algébrique du système de stockage électrique qui peut également jouer le rôle de « générateur » électrique.

```

if  $P_{\mu\text{CHP}} \geq P_{él}^{fat} + P_{él}^{flex}$  :  $P_{él} = P_{\mu\text{CHP}}$ 
else:
    if:  $P_{él}^{fat} \geq P_{\mu\text{CHP}}$  :  $P_{él} = P_{él}^{fat}$ 
    else :  $P_{él} = P_{\mu\text{CHP}}$ 
    
```

VI.4. Analyse de sensibilité de la plateforme numérique

Le niveau de détail employé pour le développement de la plateforme permet une analyse fine d'un système de micro génération intégré dans son environnement physique. Une analyse de sensibilité est réalisée sur le pas de temps, la prise en compte des instationnarités et de la saisonnalité des performances des micro cogénérateurs de manière à évaluer et valider les choix effectués.

VI.4.1. Sensibilité au pas de temps

La résolution temporelle des fichiers de besoins électriques apparaît cruciale pour capter en détail l'interaction entre un micro cogénérateur et un bâtiment d'habitation. En effet, des pas de temps trop importants génèrent des artefacts numériques qui « écrêtent » les niveaux de puissance et « allongent » les durées de cycle (cf. Fig. VI.36).

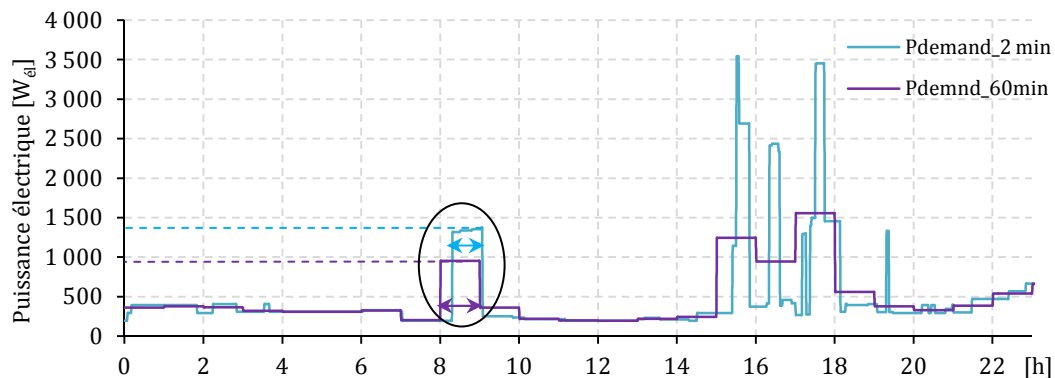


Fig. VI.36 – Besoins électriques issus du générateur stochastique aux pas de temps 2 et 60 min.

Parmi les auteurs cités au Chapitre II, seuls Hawkes et Leach [HAW05] analysent l'impact du pas de temps de simulation sur les performances de micro cogénérateurs. Ils en ont distingué quatre : 1h, 30, 15 et 5 min et concluent que des pas de temps horaires surdimensionnent les micro cogénérateurs, sur-évaluent les gains économiques et sous-évaluent les émissions de CO₂. Ils préconisent l'utilisation de pas de temps de 5 min. Cependant, les auteurs emploient des modèles de micro cogénérateurs simplifiés basés sur des modèles stationnaires à rendements constants et sur des rampes de puissance.

Plus récemment, Wright *et al.* [WRI07] ont réalisé une étude sur la base de courbes de charges mesurées au pas de temps 1 min qu'ils ont ensuite converties aux pas de temps de 5, 15 et 30 min. Ils ont d'abord analysé statistiquement ces données en termes de puissance par centile et de puissances maximum. Ils concluent, que cet effet de lissage est surtout marqué sur les pointes de puissance qui sont réduites d'un facteur 2 pour un pas de temps de 15 min et d'un facteur 3 pour un pas de temps de 30 min. Un pas de temps de 5 min engendre des écrêtages des puissances maximum limités à 20 %. Ils ont ensuite analysé les performances d'un système de production décentralisée quelconque. Les modèles de ces systèmes sont stationnaires à puissance constante (de 0,25 à 2 kW_{él}). Ils concluent qu'une faible résolution temporelle conduit à des surestimations des taux d'autoconsommation significatives et de manière plus marquée pour des niveaux de puissances supérieurs à 1 kW_{él}. Cependant, l'étude ne porte que sur des semaines type et n'intègre ni les instationnarités, ni les variations saisonnières de performance des micro cogénérateurs.

La plateforme développée intègre quant à elle à la fois des modèles de micro cogénérateurs dynamiques et précis et des fichiers de besoins électriques à faible pas de temps. Elle permet donc d'évaluer la pertinence d'employer de tels de niveaux de détails en comparaison à des modèles simplifiés. Une étude a donc été menée dans une configuration de référence (cf. Tab. VI .20).

Tab. VI.20 - Configuration de la simulation de référence.

Année	Ville	Performance du bâtiment	Niveau d'équipement électrodomestique	Niveau de performance électrique des appareils	Niveau de consommation en ECS	Configuration hydraulique	Volume du ballon tampon	Système de stockage électrique	Micro cogénérateur
2012	Strasbourg	C	moyen	B	haut	1	750 l	x	Hybris Power

La figure VI.37 met en parallèle les besoins électriques et la production électrique du micro cogénérateur sur 24 h dans le cas d'une régulation sur le suivi de la demande thermique. Elle montre explicitement qu'un profil horaire des besoins électriques est artificiellement favorable à l'autoconsommation (entre 16 et 18 h par exemple).

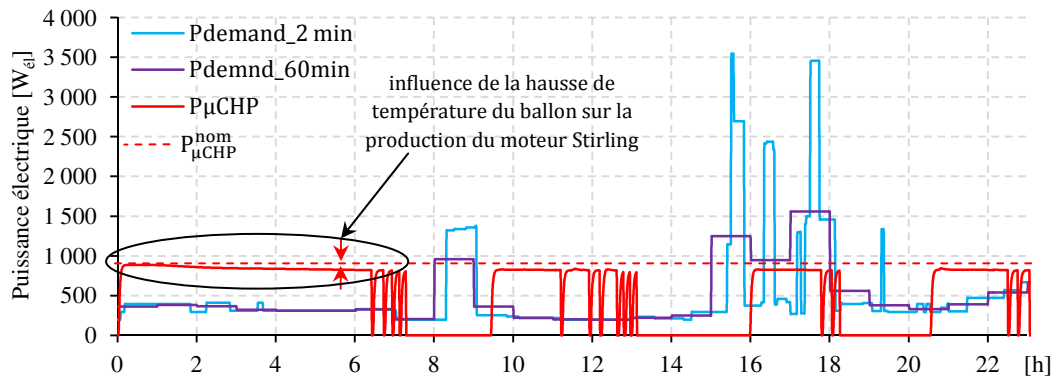


Fig. VI.37 – Production électrique micro cogénérée et besoins électriques issus du générateur stochastique.

Une étude paramétrique sur six pas de temps (2, 4, 10, 20, 30 et 60 min), trois typologies de bâtiments (A, C et E) et trois profils de consommations électrodomestiques (bas, moyen et haut avec une classe énergétique des appareils de niveau B) a été réalisée en termes de taux d'autoconsommation. Cela permet d'une part d'évaluer les taux d'autoconsommation simulés et d'évaluer la sensibilité de ces résultats au pas de temps (cf. Fig. VI.38). Il en ressort que des pas de temps horaires surestiment de l'ordre de 10 % à 20 % les taux d'autoconsommation par rapport à un pas de temps de 2 minutes. Aussi, cette surestimation est moins marquée pour des besoins électriques élevés en raison d'une puissance de base plus importante qui constitue une part prépondérante dans l'autoconsommation totale.

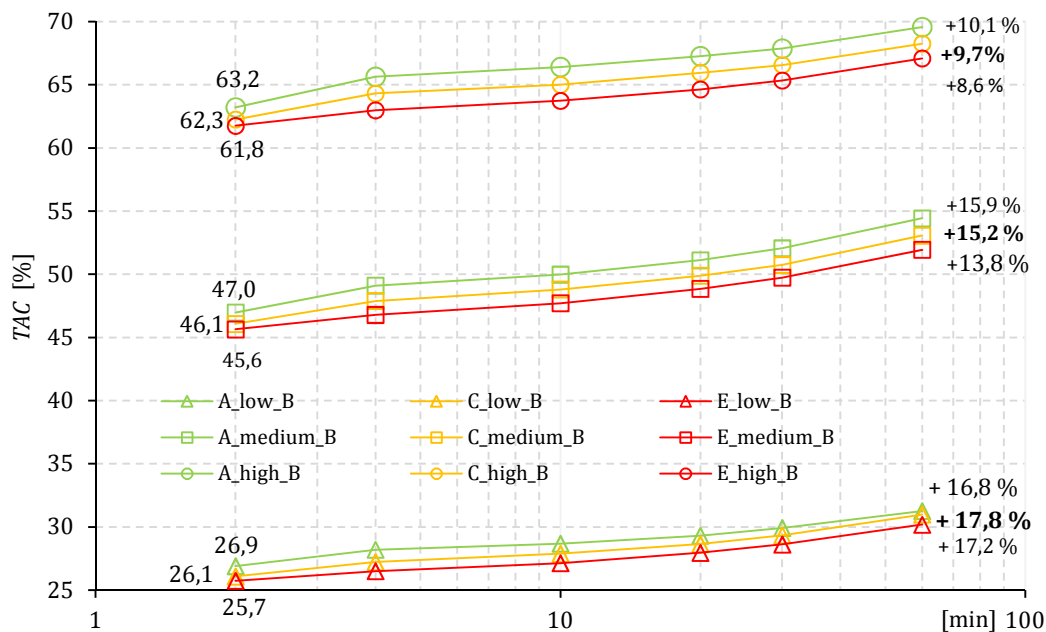


Fig. VI.38 – Taux d'autoconsommation (TAC).

VI.4.2. Sensibilité aux besoins électriques: notion de répétabilité numérique

La génération stochastique de besoins électriques permet d'employer divers fichiers et d'évaluer une « répétabilité numérique ». En effet, le plus souvent, une étude repose sur un fichier unique issu de modèles ou de mesures. Or pour évaluer le crédit des résultats, il est intéressant de comparer divers fichiers équivalents. L'avantage d'un générateur stochastique de besoins électriques est leur faculté à générer des profils uniques : pour une même configuration en entrée (niveau d'équipement et classe énergétique des appareils), chaque profil généré sera différent mais présentera la même consommation annuelle et la même « signature » en termes de monotones ou de profils moyens (cf. Fig. VI.14 et Annexe H). Une étude a été réalisée dans la configuration présentée au tableau VI.20 en comparant cinq fichiers de besoins électriques (cf. Fig. VI.39). Il en ressort que les taux d'autoconsommation obtenus présentent un écart-type de 0,6 % de la valeur moyenne qui est de 47,1 %. Pour obtenir un écart contenu dans la plage de répétabilité numérique qui est de l'ordre de 1 % et pour limiter les surestimations d'électricité autoconsommée, il est préconisé d'employer des pas de temps inférieurs à 5 min.

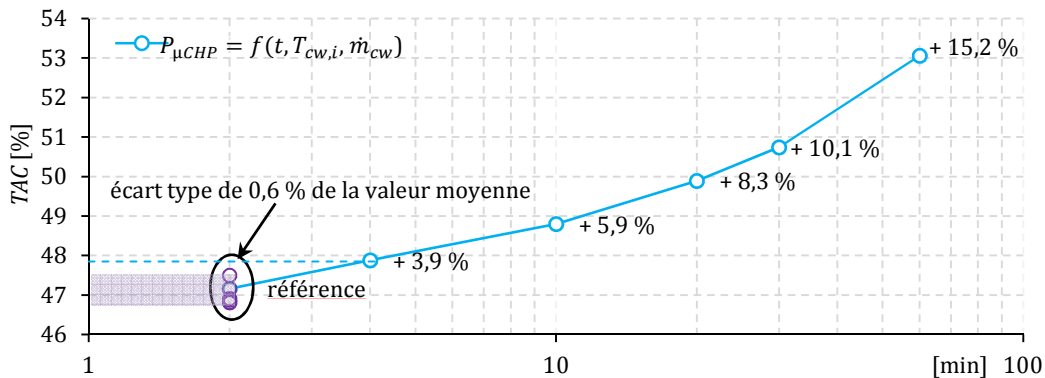


Fig. VI.39 – Taux d'autoconsommation et répétabilité numérique.

VI.4.3. Sensibilité aux instationnarités

Peu d'auteurs emploient une typologie de modèle semi-physique instationnaire. Or l'usage de modèles stationnaires d'ordre 0 peut conduire là encore à des surestimations de l'électricité autoconsommée. La figure VI. 40 montre la production électrique issue d'un modèle stationnaire.

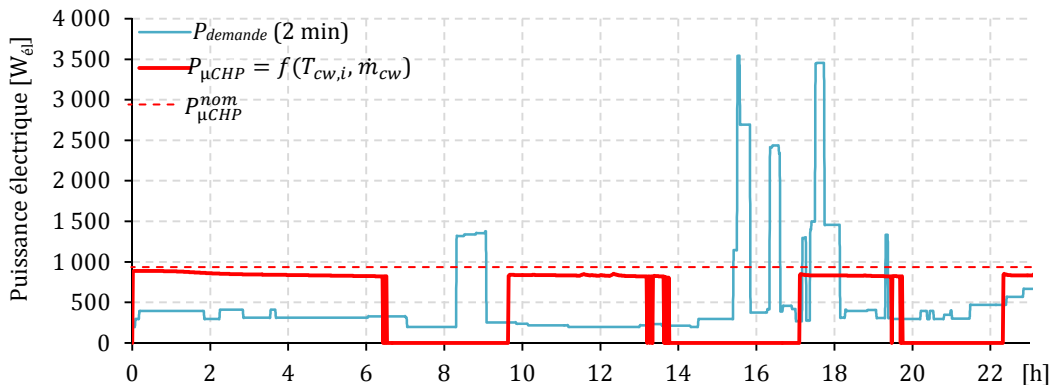


Fig. VI.40 – Production électrique stationnaire et besoins électriques issus du générateur stochastique.

Une étude a été menée dans la configuration présentée au tableau VI.20 en comparant les résultats issus du modèle initial instationnaire et du modèle équivalent stationnaire (cf. Fig. VI.41). En pratique, les paramètres sur les temps de retard Δt et sur les constantes de temps τ sont nuls (ou infinitésimaux). Il en ressort que la prise en compte des instationnarités surestiment les taux d'autoconsommation. Cependant, en regardant dans le détail deux phénomènes numériques se combinent.

D'abord, l'occultation des instationnarités induit des productions électriques plus fortes par cycle : la production annuelle est donc plus importante. Ensuite, l'énergie autoconsommée augmente mais dans une moindre mesure ce qui tend à diminuer artificiellement le taux d'autoconsommation alors que l'énergie autoconsommée est en hausse. Il est à noter que la combinaison des écarts numériques peut conduire à des aberrations puisqu'ici un pas de temps peu précis de 10 minutes combiné à un modèle stationnaire de micro cogénérateur conduit au même taux d'auto consommation (cf. Fig. VI.41).

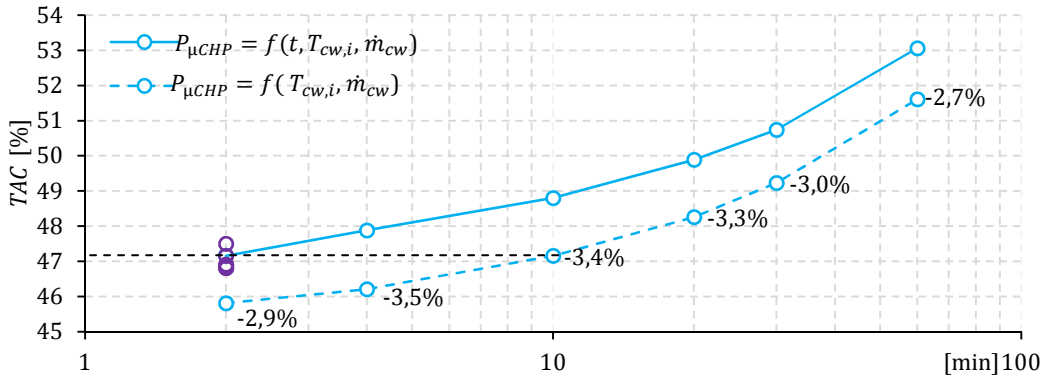


Fig. VI.41 – Taux d'autoconsommation avec et sans instationnarités.

VI.4.4. Sensibilité aux conditions aux limites des systèmes

Les modèles semi-physiques développés prennent en compte l'influence des conditions aux limites en température et en débit-masse de l'eau de refroidissement. Peu d'auteurs emploient cette typologie de modèle, or l'influence de ces paramètres peut s'avérer significative (cf. Chapitre III). En effet, en période hivernale par exemple, les lois d'eau conduisent à des températures de consigne plus hautes et donc à une température du ballon plus élevée. De plus, pendant, un cycle de fonctionnement, la température du ballon va progressivement augmenter ; réciproquement, la production électrique va en conséquence diminuer car le rendement électrique du moteur Stirling va dépendre de ce niveau de température (cf. Chapitre III). Cet aspect tend à diminuer la production électrique annuelle. Les figures VI.37 et VI. 40 montrent l'influence de ces conditions aux limites sur la production électrique du micro cogénérateur.

Une étude a été menée dans la configuration présentée au tableau VI.20 en comparant les résultats issus du modèle initial semi-physique instationnaire et du modèle instationnaire simplifié sans influences des conditions aux limites (cf. Fig. VI.42). En pratique, les paramètres empiriques a , b , c , d , e et f sont nuls (cf. Annexe C). Il en ressort que l'affranchissement des conditions aux limites sous-estime les taux d'autoconsommation. Comme pour les modèles stationnaires, il s'avère que la production électrique est plus importante alors que l'énergie autoconsommée reste stable (légère augmentation).

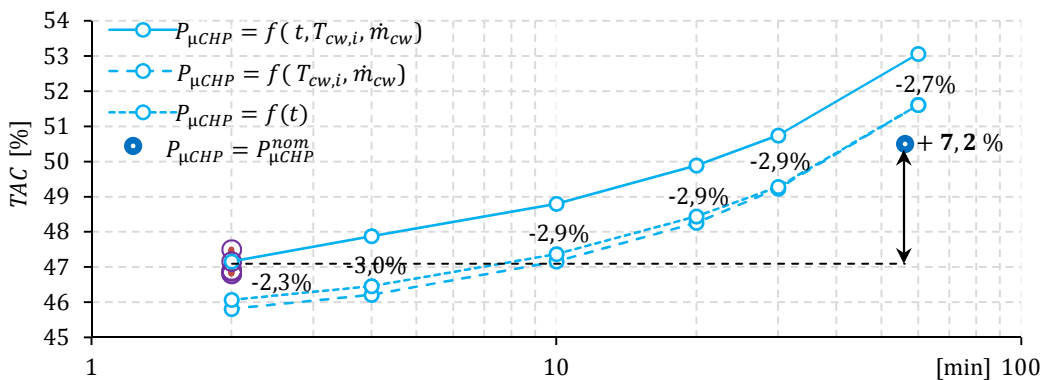


Fig. VI.42 – Taux d'autoconsommation avec et sans prises en compte des conditions aux limites.

Enfin, il est à noter que la combinaison de toutes les simplifications précédentes (modèle stationnaire à rendement constant au pas de temps horaire) conduit à un écart total de + 7,2 % ici.

VI.4.5. Bilan sur l'analyse de sensibilité

L'étude de sensibilité a montré l'importance à accorder principalement aux pas de temps de simulation et de définition des fichiers de besoins ainsi qu'au niveau de précision des modèles de micro cogénérateurs. L'étude a également montré l'importance du choix des indicateurs de performance de manière à pouvoir établir une analyse fine des résultats (énergie autoconsommée, énergie produite, énergie exportée, énergie importée, taux d'autoconsommation, taux d'autoproduction, taux de couverture, etc.). Au niveau du taux d'autoconsommation, les hypothèses simplificatrices induisent des écarts de l'ordre de + 10 à + 20 % par rapport à une modélisation plus détaillée.

VI.5. Analyse énergétique et économique

VI.5.1. Impact des systèmes de stockage

Les systèmes de stockage permettent de décorréliser la production concomitante de chaleur et d'électricité par rapport à des besoins thermiques et électriques relativement indépendants. Pour étudier ces systèmes et la flexibilité qu'ils procurent, la notion de « temps de stockage équivalent » τ est introduite de manière à uniformiser cette grandeur pour n'importe quel système, n'importe quelle énergie et n'importe quel micro cogénérateur. Il s'agit du rapport entre la capacité de stockage et la puissance nominale du micro cogénérateur. Les équations VI.30 et VI.31 donnent les formulations respectivement pour un ballon d'eau chaude τ_{th} et pour une batterie électrochimique $\tau_{él}$.

$$\tau_{th} = \frac{\rho c_p V \Delta T_0}{\dot{Q}_{HX}^{nom}} \text{ avec } \Delta T_0 = 50 \text{ K} \tag{VI.30}$$

$$\tau_{él} = \frac{SOC_{nom}}{P_{él}^{nom}} \tag{VI.31}$$

A titre d'exemple, un volume de 100 l permet de stocker la production thermique du moteur Stirling de l'**Hybris Power** pendant environ 1h.

VI.5.1.1. Impact du stockage thermique

La configuration d'étude est décrite dans le tableau VI.21.

Tab. VI.21 - Configuration de la simulation de référence.

Année	Ville	Performance du bâtiment	Niveau d'équipement électrodomestique	Niveau de performance électrique des appareils	Niveau de consommation en ECS	Configuration hydraulique	Volume du ballon tampon	Système de stockage électrique	Micro cogénérateur
2012	Strasbourg	B	moyen	C	haut	1	750 l	x	Hybris Power

La figure VI.43 montre que les systèmes de stockage thermiques engendrent des taux d'autoconsommation plus élevés et des taux d'autoproduction plus faibles en comparaison avec un montage « instantané » sans stockage. Les systèmes de stockage permettent d'ajuster au mieux la production par prélèvement depuis le ballon tampon. Sans stockage thermique, le micro cogénérateur génère davantage de pertes thermiques en raison des phénomènes de courts cycles et du suivi des besoins thermiques parfois faibles. La charge annuelle et la production électrique sont plus fortes. A l'inverse, les systèmes thermiques induisent des temps de cycles plus longs du fait de l'inertie du ballon tampon et de la décorrélation des besoins thermiques. La consommation en combustible et la production électrique sont plus faibles du fait de rendements annuels électriques et thermiques plus élevés. En conséquence, les taux d'autoconsommation sont plus élevés alors que les taux d'autoproduction diminuent. Si le ballon tampon est surdimensionné, les gains en flexibilité ne compensent plus les pertes thermiques et le surcoût d'un ballon plus grand. Un optimum énergétique et économique a été évalué en termes de durées de stockage équivalentes à 8 h environ ici soit 750 l.

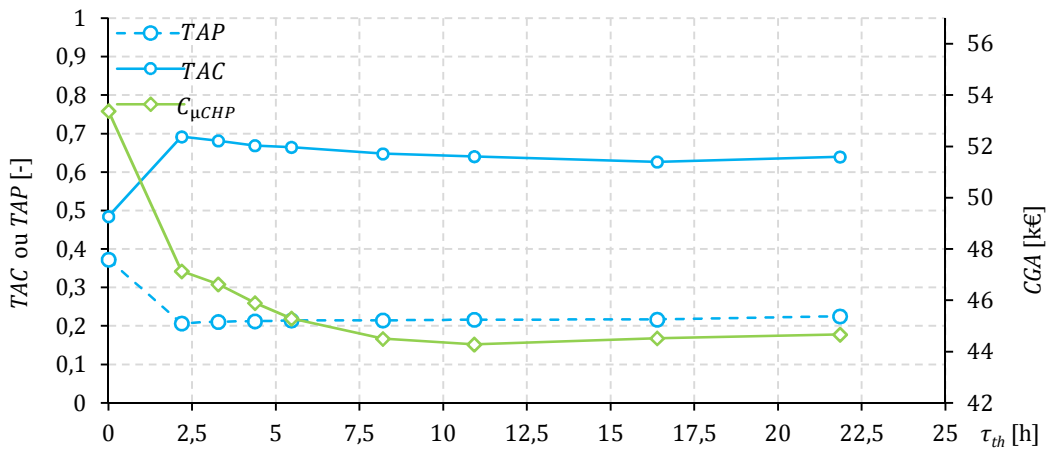


Fig. VI.43 – Impact de la capacité du stockage thermique sur des indicateurs énergétiques et économiques.

VI.5.1.2. Impact du stockage électrique

La configuration d'étude est décrite dans le tableau VI.22.

Tab. VI.22 - Configuration de la simulation de référence.

Année	Ville	Performance du bâtiment	Niveau d'équipement électrodomestique	Niveau de performance électrique des appareils	Niveau de consommation en ECS	Configuration hydraulique	Volume du ballon tampon	Système de stockage électrique	Micro cogénérateur
2012	Strasbourg	A et D	moyen	B	haut	1	8 h	oui	Hybris Power

La figure VI.44 montre les taux d'autoconsommation et d'autoproduction obtenus en fonction du temps équivalent de stockage électrique. Cette figure montre la pertinence énergétique d'utiliser des systèmes de stockage électrique qui permettent d'augmenter sensiblement ces deux indicateurs.

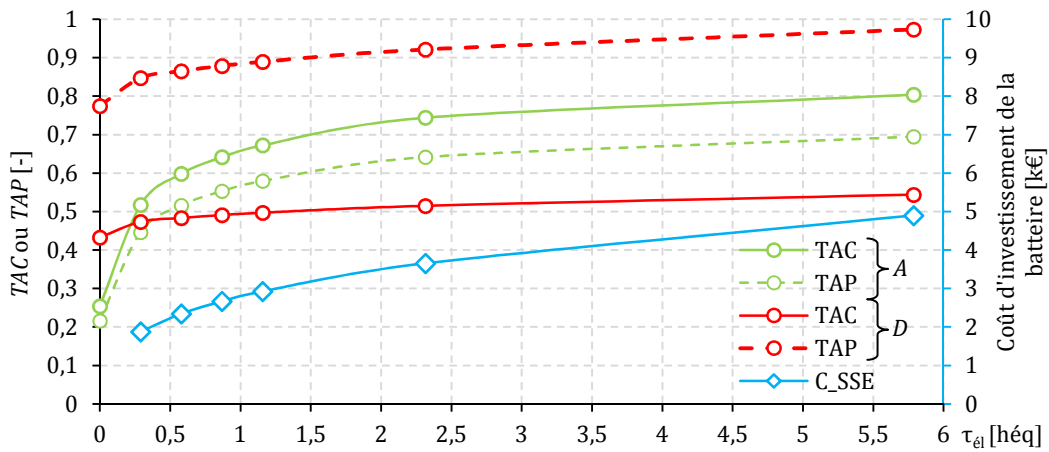


Fig. VI.44 – Impact de la capacité du stockage électrique sur des indicateurs énergétiques et économiques.

Pour les bâtiments performants (classe A), leur impact est plus marqué et permet de passer de taux d'autoconsommation de 25 à plus de 50 %. Les faibles besoins de chauffage limitent le fonctionnement des micro cogénérateurs et parallèlement la production électrique. Ceci engendre de faibles taux d'autoconsommation et d'autoproduction et une part prépondérante d'électricité importée du réseau. La figure VI.44 montre également que de très faibles capacités de stockages (de l'ordre de 30 min de temps de stockage équivalent) suffisent pour atteindre des indicateurs énergétiques élevés pour des bâtiments performants. Aussi, un stockage électrique surdimensionné influe faiblement sur ces indicateurs énergétiques.

Pour des bâtiments aux performances énergétiques moyennes (classe D), ces systèmes, même à faible capacité, sont moins pertinents. En effet, les besoins thermiques permettent une charge de fonctionnement importante du micro cogénérateur et donc une production électrique importante (taux de couverture de 179 % ici). Cette surproduction électrique implique des exportations plus élevées avec un faible taux d'autoconsommation mais un haut taux d'autoproduction. Au final, si le taux de couverture dépasse 100 %, un système de stockage électrique s'avère peu pertinent.

Au niveau économique, le coût d'investissement C_{SSE} des batteries électriques est donné à la figure VI.44. Même à faible capacité, cette technologie reste coûteuse (environ 2 000 € pour 0,5 kWh_{él}) alors que les gains liés à l'augmentation de l'électricité autoconsommée s'élèvent à plusieurs centaines dans le cas le plus favorable. L'utilisation d'un stockage électrique ne peut être justifiée à court terme que par un critère d'ilotage (autoproduction totale) ou par la mutualisation du système de stockage avec un système photovoltaïque ou par l'utilisation d'un véhicule électrique dont la batterie électrique ferait office de stockage électrique semi-stationnaire.

La figure VI.45 donne le taux d'autoconsommation dans neuf configurations : trois types de bâtiments (100 m² de classes A, C et E) et trois profils de besoins électriques (classe B avec des trois niveaux d'équipement : bas, moyen et haut). Ces courbes montrent qu'un stockage électrique sera d'autant plus pertinent pour des bâtiments performants et à faibles besoins électriques spécifiques. La charge de fonctionnement du micro cogénérateur étant limitée (faibles besoins thermiques), la probabilité d'un fonctionnement concomitant avec un besoin électrique sera faible.

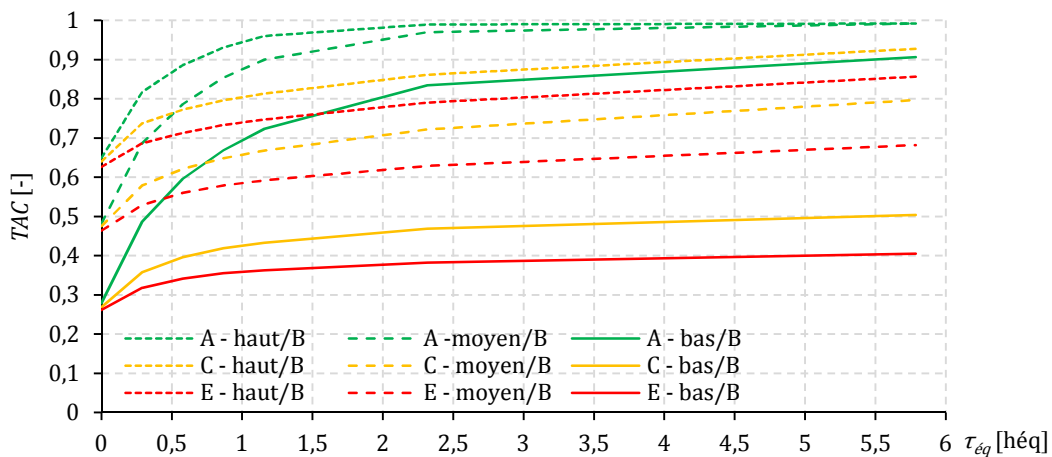


Fig. VI.45 – Impact de la capacité du stockage électrique sur le taux d'autoconsommation.

La figure VI.46 donne le taux d'autoconsommation en fonction du taux d'autoproduction. Ceci constitue le « champ d'indépendance électrique » ; l'idéal étant d'atteindre des taux de 100 % pour chaque indicateur. Cette représentation montre que la production électrique micro cogénérée est fortement autoconsommée dans les bâtiments performants mais en parallèle, les importations d'électricité du réseau y sont les plus fortes (faible autoproduction). A l'inverse, les bâtiments plus énergivores affichent une plus faible autoconsommation en raison d'une production électrique micro cogénérée plus importante et en majorité exportée vers le réseau.

Les configurations les plus performantes en termes d'indépendance électrique correspondent à des bâtiments « moyens » de type RT 2000 voire antérieures. Les systèmes de stockage électriques permettent d'augmenter significativement ce taux d'indépendance électrique. Les batteries électriques vont donc permettre de mieux dé-corréler la production et la consommation pour maximiser l'autoconsommation. La concordance de l'essor des bâtiments à basse consommation et des voitures électriques apparaît donc comme une aubaine quant au développement de la micro cogénération via des stratégies de « vehicle to home » par exemple.

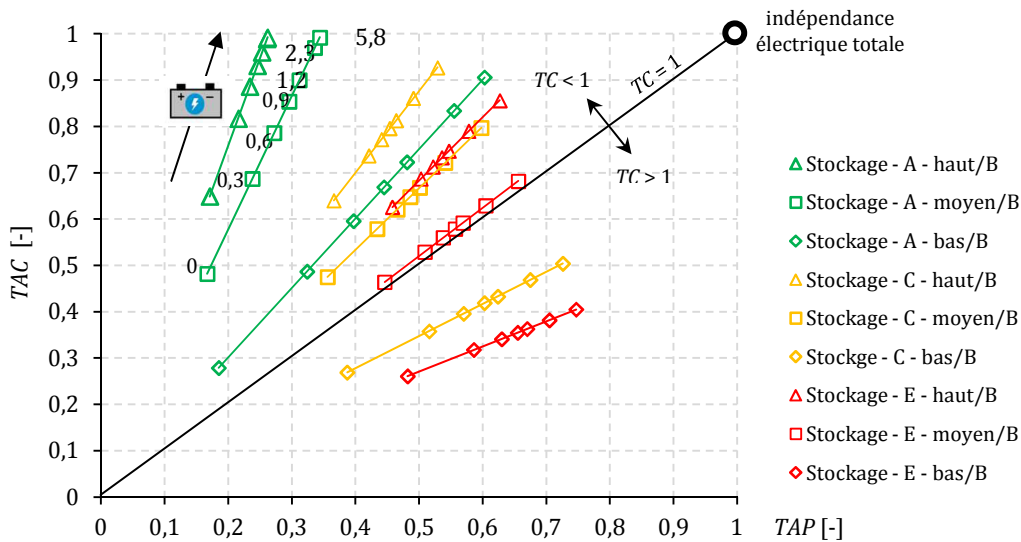


Fig. VI.46 – Champ d'indépendance électrique de neuf configurations avec l'influence du stockage électrique.

VI.5.2. Impact de la structure tarifaire de l'électricité

La configuration d'étude est décrite dans le tableau VI.23.

Tab. VI.23 - Configuration de la simulation de référence.

Année	Ville	Performance du bâtiment	Niveau d'équipement électrodomestique	Niveau de performance électrique des appareils	Niveau de consommation en ECS	Configuration hydraulique	Volume du ballon tampon	Système de stockage électrique	Micro cogénérateur
2012	Strasbourg	C	moyen	B	haut	1	8 h	x	Hybris Power

Diverses structures tarifaires de l'électricité ont été intégrées à la plateforme de simulation et sont comparées ici dans un cas d'étude précis. Comme attendu, la production électrique est thermosensible et présente une bonne prévisibilité à l'échelle d'un bâtiment (cf. Fig. VI.47). La seule grandeur de la température extérieure permet de corrélérer linéairement cette production. A partir d'un seuil limite de température (2 °C ici), cette production plafonne à un maximum : la demande thermique est trop forte et ne peut plus être assurée par le micro cogénérateur seul, le générateur thermique d'appoint prend alors le relais. Il est à noter que ce seuil varie d'un climat à l'autre et d'une classe énergétique de bâtiment à l'autre. De plus, le tarif journalier de l'option TEMPO correspondant est indiqué. Cette représentation montre bien l'intérêt des tarifs variables qui sont élevés pendant les périodes de charge intenses des micro cogénérateurs.

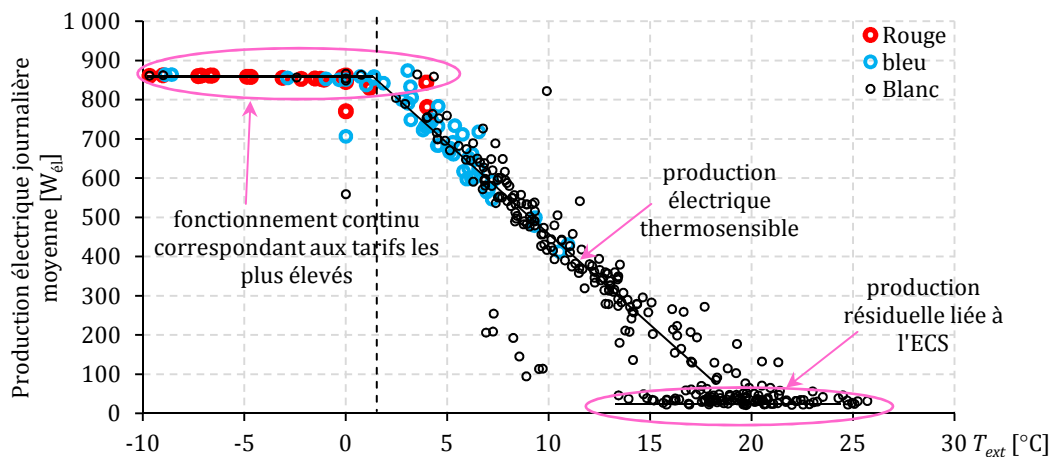


Fig. VI.47 – Production électrique corrélée à la température extérieure et aux tarifs de l'option TEMPO.

Le tarif de base permet de diminuer la facture électrique de 35,9 %. En comparaison, l'option TEMPO réduit cette facture de 47,3 % par rapport à la facture de référence (tarif de base sans micro cogénérateur). Enfin, le tarif dérivé de l'indice ELIX variable au pas horaire (marché spot **EPEX**) permet une réduction de 38,3 %. L'emploi de tarifs variables reflétant une réalité physique (tension de l'offre et de la demande pendant les pointes horo-saisonniers) permet donc d'une part des réductions de coûts d'importations d'électricité pour le particulier et d'autre part, permet de soulager le réseau pendant les pointes horo-saisonniers en proposant des capacités disponibles et prévisibles.

VI.5.3. Impact des stratégies de gestion de l'énergie électrique

Les différentes stratégies de gestion de l'énergie électrique ont été évaluées en se focalisant sur les taux d'autoconsommation obtenus pour neuf configurations. Ces configurations concernent trois typologies de bâtiments (classes énergétiques A, C et E avec une surface de 100 m²) et trois profils de besoins électriques (niveaux d'équipement bas, moyen et haut avec une classe énergétique B). Les autres paramètres sont identiques à ceux du tableau VI.23. Les ratios caractéristiques et les différents besoins énergétiques annuels sont donnés au tableau VI.24. Les taux d'autoconsommation de référence sont donnés à la figure VI.48 (stratégie de régulation « heat led »).

Tab. VI.24 - Caractéristiques énergétiques des configurations étudiées.

σ [-]	Niveau d'équipement		
	Bas (2 330 kWh _{el})	Moyen (4 470 kWh _{el})	Haut (5 880 kWh _{el})
Classe énergétique A (6 550 kWh _{th})	0,36	0,68	0,90
C (19 660 kWh _{th})	0,12	0,23	0,30
E (32 770 kWh _{th})	0,07	0,14	0,18

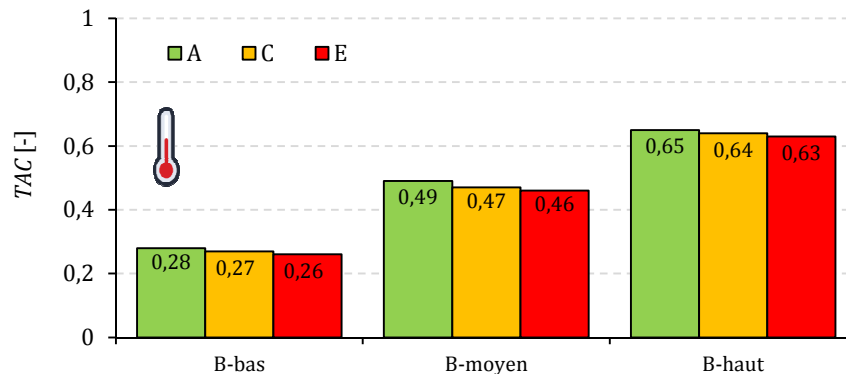


Fig. VI.48 – Taux d'autoconsommation de référence (« heat led »).

VI.5.3.1. Impact de la régulation sur le suivi de la demande électrique

Pour un micro cogénérateur, il y a deux stratégies principales de régulation portées sur le suivi de la demande thermique et/ou sur le suivi de la demande électrique. La régulation sur le suivi de la demande électrique est évaluée ici selon l'algorithme présenté au paragraphe §VI.3.2.5. L'objectif est de maximiser le taux d'autoconsommation tout en évitant une surproduction de chaleur notamment en mi-saison ou en été. La puissance minimum de déclenchement est fixée à 40 % de la puissance nominale.

La figure VI.49 montre les gains sur le taux d'autoconsommation apportés par ce type de stratégie. Ceux-ci augmentent de 5 à 46 % selon les configurations. Les gains les plus forts se font sur les bâtiments performants où le fonctionnement des micro cogénérateurs est moins fréquent. Cette stratégie de régulation permet d'optimiser cette charge pour favoriser l'autoconsommation tout en conservant un coût d'exploitation stable. Cette stratégie induit également des températures moyennes d'eau dans le ballon plus élevées mais les pertes thermiques restent relativement faibles. Enfin, au niveau économique, ces gains en autoconsommation permettent de réduire les coûts d'importations.

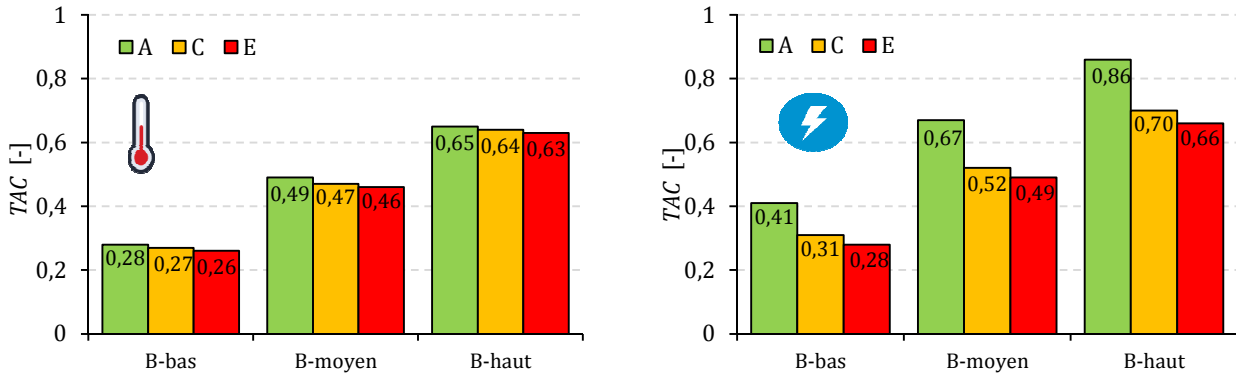


Fig. VI.49 – Taux d'autoconsommation obtenus par une stratégie « electricity led ».

VI.5.3.2. Impact de la prévision idéale

L'opportunité d'employer une régulation prédictive sur les besoins électriques a été évaluée en termes d'autoconsommation. Cette stratégie s'appuie sur l'algorithme présenté au paragraphe §VI.3.3.4 avec un horizon de prévision $\Delta t_{préd}$ de 6 min. La figure VI.50 montre le comportement du micro cogénérateur lors d'un démarrage anticipé de type « early triggering ».

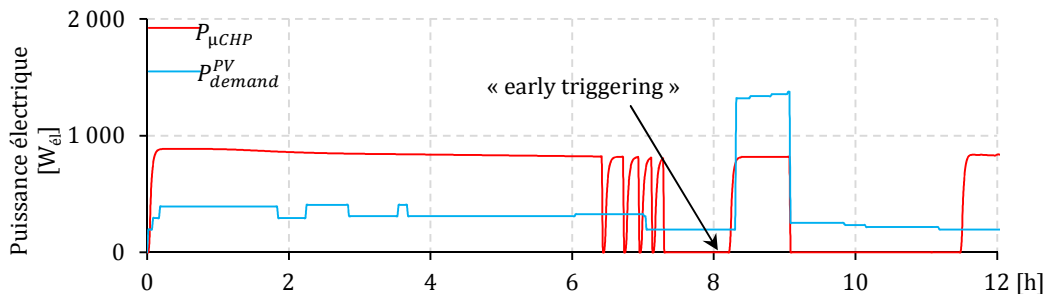


Fig. VI.50 – Déclenchement anticipé basé sur une prévision idéale.

La figure VI.51 montre les gains sur le taux d'autoconsommation apportés par ce type de stratégie. Ceux-ci augmentent de 5 à 50 % selon les configurations. Les gains sur l'autoconsommation sont équivalents à ceux obtenus pour une régulation sur le suivi de la demande électrique. Une régulation prédictive a donc un faible intérêt ici d'autant plus qu'une prévision réelle sera moins précise.

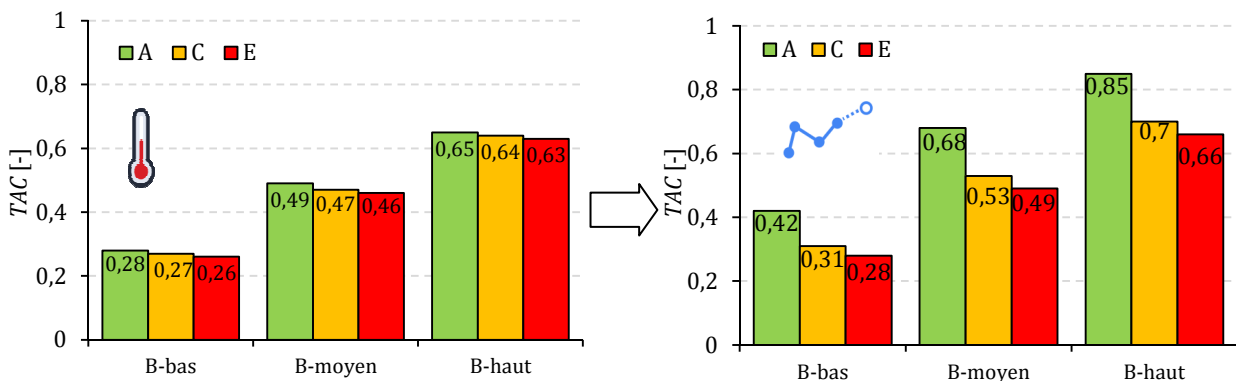


Fig. VI.51 – Taux d'autoconsommation obtenus par une stratégie de prévision.

VI.5.3.3. Impact d'une stratégie de report

L'opportunité d'employer une stratégie de report de charges électriques a été évaluée en termes d'autoconsommation. Cette gestion énergétique s'appuie sur l'algorithme présenté au paragraphe §VI.3.4.5 en intégrant des possibilités de déformation des cycles de charges électriques. La figure VI.52 montre comment la courbe de charge initiale $P_{él}^{SP}$ a été impactée par le gestionnaire d'énergie pour former la courbe de charge effective $P_{él}^{SP}$.

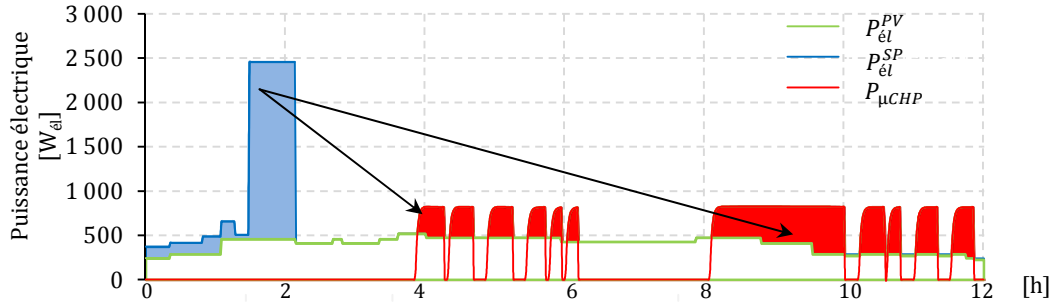


Fig. VI.52 – Report de charges électriques flexibles.

La figure VI.53 montre les gains sur le taux d'autoconsommation apportés par ce type de stratégie d'abord avec la régulation de référence (« heat led ») puis combinée avec une régulation de type « electricity led ». Le report des charges flexibles permet d'accroître significativement les taux d'autoconsommation de 19 à 80 % par rapport à la configuration de référence. La combinaison de cette stratégie de report avec une régulation de suivi des besoins électriques permet d'accroître davantage ces taux d'autoconsommation de 23 à 89 %. En particulier, les bâtiments performants (classe A) présentent les hausses les plus fortes.

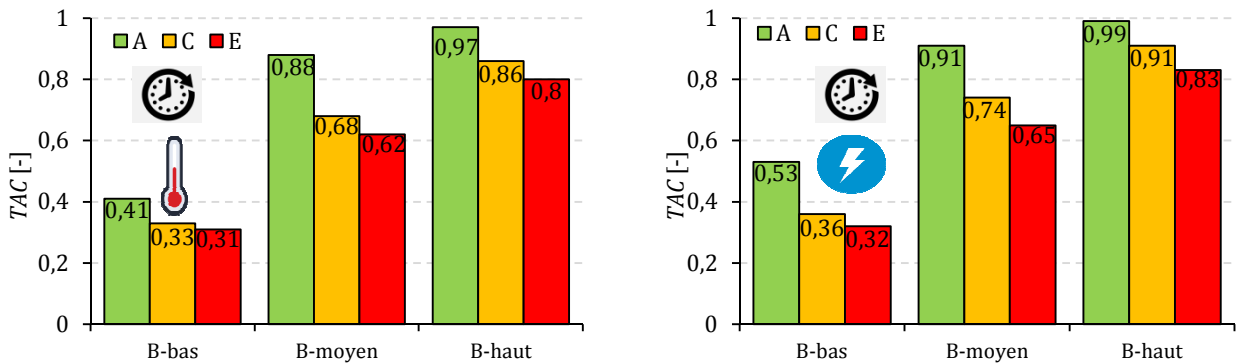


Fig. VI.53 – Taux d'autoconsommation obtenus par des stratégies combinées de report et « electricity led ».

VI.5.3.4. Impact combiné de stratégies prédictives et de report

L'opportunité de combiner des stratégies prédictives et de report de charges électriques a été évaluée en termes d'autoconsommation. La figure VI.54 montre les gains sur le taux d'autoconsommation apportés. Cette combinaison permet d'accroître significativement les taux d'autoconsommation de 23 à 104 % par rapport à la configuration de référence.

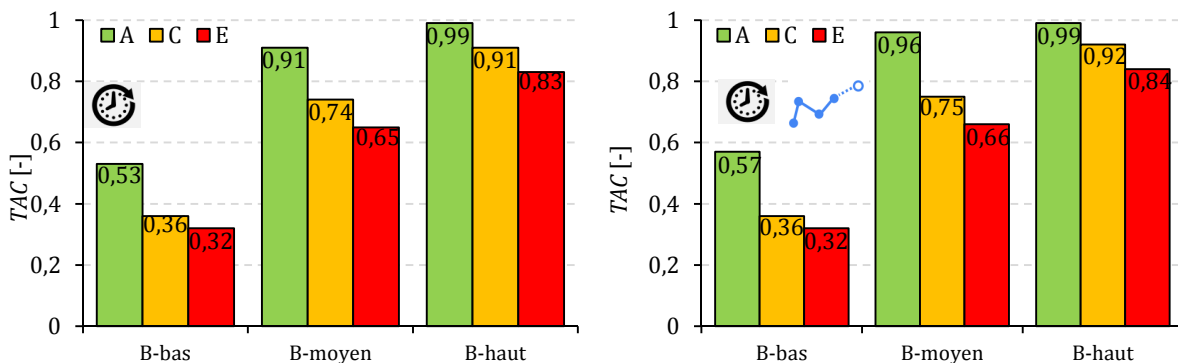


Fig. VI.54 – Taux d'autoconsommation obtenus par des stratégies combinées de report et de prévisions.

VI.5.3.5. Impact combiné de stratégies de pilotage et de stockage électrique

Enfin, l'opportunité de combiner des stratégies prédictives, de report de charges électriques avec un système de stockage électrique a été évaluée en termes d'autoconsommation. Une capacité de stockage de 0,5 kWh_{el} (soit $\tau_{el} = 0,3$ héq) a été considérée en référence aux résultats des figures VI.44 et VI.45. La figure VI.55 montre les gains sur le taux d'autoconsommation apportés qui s'élèvent de 34 à 165 % par rapport à la configuration de référence.

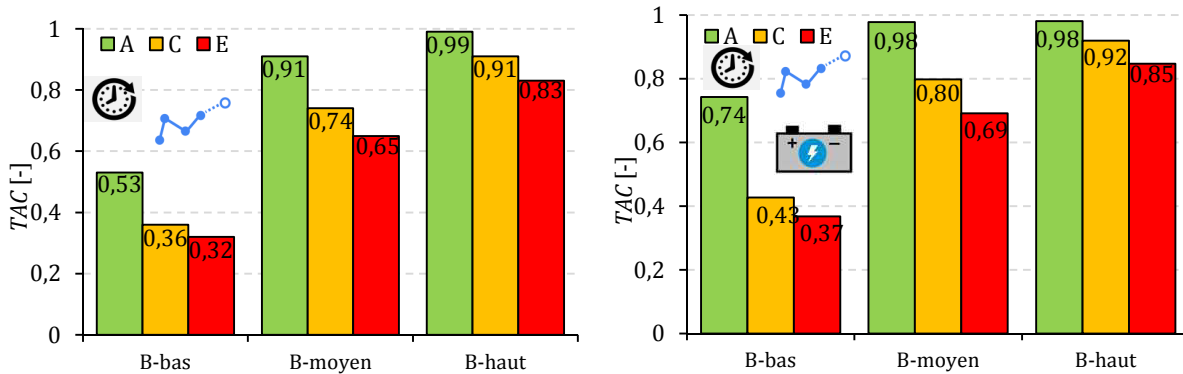


Fig. VI.55 – Taux d'autoconsommation obtenus par des stratégies combinées de report, de prévisions et de stockage électrique.

VI.5.3.6. Bilan sur les stratégies de régulation et de gestion électrique

La figure VI.56 présente le champ d'indépendance énergétique avec le taux d'autoproduction en abscisses et le taux d'autoconsommation en ordonnées ; le « graal » étant d'obtenir une valeur de 100 % pour chaque indicateur. La figure VI.56 reprend certaines courbes issues de l'étude paramétrique sur la capacité des systèmes de stockage électrique à titre de comparaison. Le développement de stratégies de pilotage innovantes de la production (suivi de la demande électrique, prévision) et des charges (report des charges flexibles) permet d'améliorer significativement cette indépendance électrique. Ces gains sont équivalents à la présence d'une batterie de 0,25 kWh_{el} (soit environ 20 min de temps équivalent de stockage). La combinaison de ces stratégies de pilotage avec des systèmes de stockage électrique même de faible capacité n'est pas intéressante puisqu'elle produit sensiblement le même taux d'indépendance électrique que le système de stockage seul. Finalement, même dans une moindre mesure par rapport à un stockage électrique, les stratégies de pilotage de la production et de la consommation électrique permettent d'améliorer sensiblement le taux d'indépendance électrique des bâtiments. De plus, ces gains s'effectuent avec un coût moindre puisque ces stratégies ne requièrent qu'un gestionnaire d'énergie que pourrait incarner les nouveaux compteurs connectés **LINKY** par exemple.

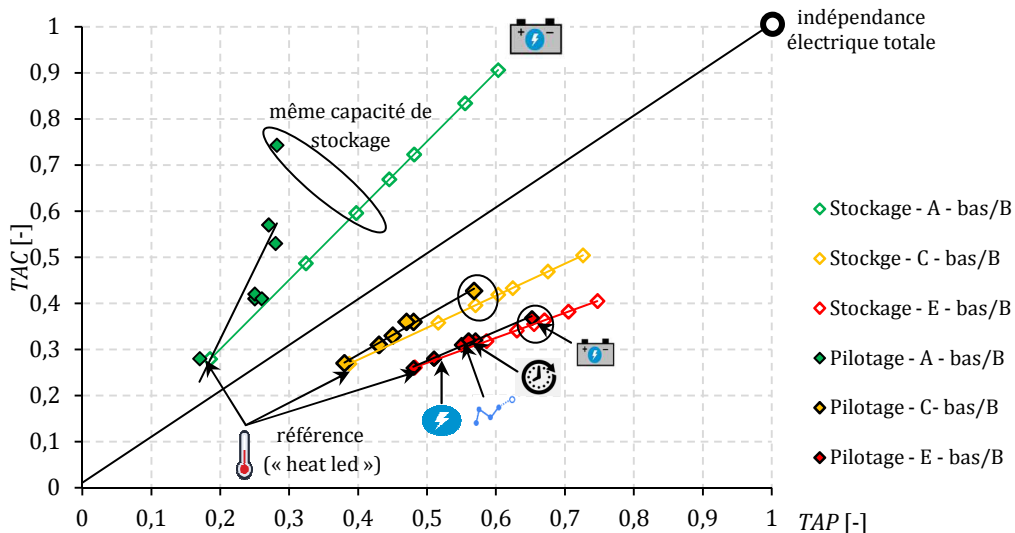


Fig. VI.56 – Champ d'indépendance électrique selon plusieurs configurations de simulation.

VI.6. Bilan du chapitre

Une plateforme numérique a été développée dans l'environnement numérique **TRNSYS**. Divers systèmes, paramètres d'entrées et stratégies de pilotage ont été intégrés avec l'objectif de simuler le couplage entre un système de micro cogénération et un bâtiment d'habitation le plus fidèlement possible. Une attention particulière a été portée sur la modélisation du ballon tampon, la modélisation des systèmes de stockage électrique, sur les stratégies de régulation et sur la modélisation stochastique et réaliste des besoins en ECS et électriques. A chaque étape, une étude bibliographique a permis de réaliser une veille et d'identifier les points forts, les manquements ou les faiblesses des travaux existants.

Ensuite, une étude de sensibilité a permis de valider les choix effectués notamment en termes de choix du pas de temps de simulation et de niveau de détails des modèles numériques développés. Enfin, une étude énergétique et économique originale est proposée pour évaluer l'impact des systèmes de stockage énergétique, des structures tarifaires de l'électricité, des stratégies de régulation et des stratégies de gestion des charges électriques. Cette évaluation se fait principalement par la détermination des indicateurs énergétiques sur l'autoconsommation et l'autoproduction.

Le crédit des résultats dépend donc grandement du niveau de détails des modèles et surtout du pas de temps de simulation. Ensuite, des ordres de grandeur de taux d'autoconsommation potentiels ont été déterminés dans le contexte français selon différentes configurations (performance du bâtiment, niveau de consommation d'électricité spécifique). Enfin, l'opportunité d'employer des systèmes de stockage électrique et des stratégies de pilotage des systèmes et/ou des charges électriques a été quantifiée et montre l'intérêt de combiner toutes ces stratégies pour atteindre un taux d'indépendance électrique élevé (forts taux d'autoconsommation et d'autoproduction). Certaines stratégies permettent des gains énergétiques importants mais s'avèrent coûteuses (batterie Li-ion par exemple). A l'inverse des stratégies peu coûteuses permettent des gains énergétiques et économiques limités. Une procédure d'optimisation apparaît comme indispensable pour identifier l'environnement d'accueil (type de bâtiment, profil de consommation), le dimensionnement des systèmes (micro cogénérateurs, systèmes de stockage) et les stratégies de régulation (sur la production, sur les charges) qui permettent de maximiser les économies d'énergie primaire, les réductions d'émission de CO₂ et les gains économiques.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail de thèse propose une analyse multi-critères et multi-échelles de systèmes de micro cogénération couplés à des bâtiments d'habitation au travers une étude expérimentale et numérique. Dans un premier temps, une revue bibliographique sur les études expérimentales et numériques de micro cogénérateurs puis sur leur couplage avec des bâtiments résidentiels à été menée. Il en ressort que ces systèmes sont encore peu étudiés expérimentalement notamment pour les technologies biomasse. De plus, peu de travaux traitent de la caractérisation des régimes instationnaires et de la sensibilité aux conditions aux limites des systèmes. Au niveau de la modélisation du couplage de ces systèmes avec les bâtiments, il ressort qu'aucune étude complète n'a été réalisée dans le contexte énergéico-économique français. De plus, la plupart des études se focalisent sur un des trois aspects énergétique, environnemental ou économique en mettant en œuvre des pas de temps de simulation et des niveaux de modélisation peu représentatifs d'un fonctionnement réel des systèmes et d'un comportement réel des habitants. Ce constat a motivé la mise en œuvre d'une étude plus approfondie de ces systèmes couplés aux bâtiments résidentiels dans le contexte français avec l'objectif de représenter le plus fidèlement possible l'environnement physique réel (systèmes et bâtiments).

C'est pourquoi dans un second temps, ce travail a nécessité la mise en place de deux bancs d'essais permettant la caractérisation de deux systèmes de micro cogénération innovants au gaz ou biogaz (moteur Stirling) et aux granulés de bois (moteur à vapeur). Les mesures expérimentales ainsi réalisées ont permis la caractérisation des performances énergétiques et environnementales des deux micro cogénérateurs étudiés, aussi bien en régime stationnaire qu'instationnaire. Dans ce cadre, des bilans énergétiques ont été réalisés permettant la mise en équation des grandeurs caractéristiques (puissances échangées, rendements, *etc.*) à partir des paramètres d'entrées (débit et température d'eau, taux de charge). C'est donc sur la base de cette étude expérimentale que deux modèles numériques semi-physiques et instationnaires ont été développés dans l'environnement TRNSYS.

Dans un troisième temps, ce travail de thèse présente une analyse du contexte énergétique, environnemental et économique français puis l'évaluation de l'intégration de systèmes de micro cogénération à l'échelle nationale et à l'échelle locale d'un bâtiment. Cette analyse porte sur les gains potentiels procurés par ces systèmes en termes d'économie d'énergie primaire, d'émissions de CO₂ et d'économie sur le coût d'exploitation. En particulier, la valorisation des économies d'énergie primaire, des réductions d'émissions de CO₂ ainsi que l'opportunité d'utiliser des tarifs horo-saisonniers de l'électricité sont évaluées. De plus, ces systèmes de production électrique décentralisée, renouvelable (biomasse ou biogaz), et non intermittente permettent d'effacer une production centralisée de pointe carbonée et onéreuse. Enfin, à l'échelle du bâtiment, l'interaction avec le réseau est caractérisée. Celle-ci s'avère être un élément crucial quant à la pertinence de ces systèmes et a fait apparaître l'importance de l'autoconsommation et de l'autoproduction électrique.

Dans un dernier temps, une plateforme numérique dans l'environnement TRNSYS a été développée pour simuler le couplage entre des systèmes de micro cogénération, des systèmes de stockage énergétique et des bâtiments d'habitation. Chaque composant développé ou sélectionné sur la base d'un état de l'art a été détaillé. Aussi, dans l'optique de représenter fidèlement le comportement réel des habitants et des systèmes, en plus des micro cogénérateurs, un effort important a été porté sur la modélisation des systèmes de stockage énergétique, des besoins électriques spécifiques et sur les besoins en ECS. En particulier, ces deux dernières grandeurs pouvant être très variables, elles ont fait l'objet d'un développement approfondi et original de deux générateurs stochastiques de type « Bottom-up » adaptés au contexte français. Ensuite, une étude de sensibilité de la plateforme a été menée pour caractériser l'impact des instationnarités, du niveau de détails et du pas de temps de modélisation sur le crédit des résultats. Cette étude a permis de valider les orientations prises notamment en termes de pas de temps de simulation. Aussi, des stratégies innovantes de pilotage de la production et de la consommation électrique ont été développées dans le but d'optimiser le couplage entre un micro cogénérateur et un environnement donné (climat, bâtiment, besoins électriques, *etc.*).

Enfin, une étude énergétique et économique originale a été conduite. Elle a permis d'évaluer l'impact des systèmes de stockage énergétique, des structures tarifaires de l'électricité, des stratégies de régulation et des stratégies de gestion des charges électriques sur ce couplage. En particulier, les gains énergétiques procurés par des systèmes de stockage ont été montrés en termes d'autoconsommation. Il s'avère également qu'un surdimensionnement de ces systèmes de stockage aura un impact énergétique limité qui ne justifie pas les surcoûts d'investissement. Puis, un tarif variable horo-saisonnier permet de tirer davantage profit des caractéristiques thermosensibles des micro cogénérateurs. Ensuite, des ordres de grandeur de taux d'autoconsommation potentiels ont été déterminés (de 25 à 65 %) dans le contexte français selon différentes configurations (performance du bâtiment, niveau de consommation d'électricité spécifique.). Enfin, l'emploi de systèmes de stockage électrique, de stratégies de pilotage des systèmes et/ou des charges électriques permet d'atteindre des taux d'autoconsommation élevés (jusqu'à 90 %) et d'améliorer leur taux d'indépendance énergétique.

PERSPECTIVES

Pour poursuivre ces travaux de thèses et élargir son cadre, plusieurs prolongements peuvent revêtir un certain intérêt.

Au niveau des composants de la plateforme d'abord, plusieurs actions peuvent être menées pour enrichir cette base de travail. En premier lieu, l'intégration d'autres technologies de micro cogénération telles que les moteurs à combustion interne ou les piles à combustible semblent pertinente pour permettre des études plus génériques. Ensuite, l'échelle d'étude pourrait être élargie jusqu'aux logements collectifs voire jusqu'à l'échelle d'un quartier. Ceci pouvant se faire aisément via l'agrégation des besoins énergétiques et permettrait d'étudier l'effet du foisonnement sur les performances des systèmes micro cogénération. Enfin, la typologie de bâtiments gagnerait à être enrichie par des bâtiments tertiaires notamment (bureaux, hôpitaux, hôtels, *etc.*).

Ensuite, la multitude des paramètres d'entrées de la plateforme rend une étude paramétrique générique difficile (*cf.* Tab. c.1). Divers paramètres n'ont notamment pas pu être approfondis comme l'impact des configurations hydrauliques, l'impact de l'isolation thermique des ballons de stockage, l'impact du stockage intersaisonnier de chaleur, *etc.*

Une procédure d'optimisation multi-critères et multi-objectifs apparaît désormais indispensable pour identifier l'environnement d'accueil (type de bâtiment, profil de consommation), le dimensionnement des systèmes (micro cogénérateurs, systèmes de stockage) et les stratégies de régulation (sur la production, sur les charges) qui permettent de maximiser simultanément les économies d'énergie primaire, les réductions d'émissions de CO₂ et les gains économiques. La plateforme **MICOBât_e** a été conçue pour être facilement couplée à des codes d'optimisation et notamment : MultiOpt, Genopt ou Matlab. Ces études d'optimisation requièrent également la détermination judicieuse de fonctions objectifs et des contraintes à intégrer.

Enfin, l'opportunité de coupler des micro cogénérateurs avec des véhicules électriques a été introduite. L'essor conjoint de ces deux technologies rend pertinent l'étude de leur couplage. Des études plus approfondies sur cette thématique semblent être une perspective intéressante dans le sens où, d'un côté, le véhicule électrique fournit un système de stockage naturel et disponible. Ce stockage pourrait bénéficier à un système de micro cogénération dans diverses configurations : stockage électrique simple, stratégie « V2H », couplage véhicule électrique/micro cogénérateur/panneaux photovoltaïques, *etc.* D'un autre côté, la production d'un micro cogénérateur pourra être absorbée par la batterie ce qui maximiserait l'autoconsommation et soulagerait en parallèle le réseau électrique.

Tab. c.1 – Paramètres de la plateforme numérique **MICOBât_e**.

Intitulé – Sous intitulé	Nombre de paramètres ou plage
Systèmes	
Micro cogénérateur	2
Stockage thermique :	
-isolation	3
-ports (x 6)	20
-montage hydraulique	6
-volume	[0 – 5 000 l]
Stockage électrique	
-technologie	3
-capacité	[0 – 20 kWh _{el}]
Besoins énergétiques	
Année	3
Villes (zones climatiques)	9
Performance des bâtiments	7
Profils de consommation électrique	9
Profils de consommation en ECS	2
Réseau	
Facteur d'émission de CO ₂	>2
Facteur d'énergie primaire	>2
Coefficients de pertes	2
Coûts des énergies	
Tarifs de l'électricité	4
Régulation	
Pilotage de la production	3
Pilotage des charges électriques	3
Paramétrage des régulateurs TOR et P (gain, hystérésis, etc.)	9
TOTAL	>10¹²

Nomenclature

<i>A</i>	surface ; m^2	<i>P</i>	puissance, W
\dot{B}	besoin énergétique, W_{th} ou W_{el}	<i>P</i>	pourcentage, %
<i>c</i> ou c_p	capacité thermique massique, $J.kg^{-1}.K^{-1}$	<i>PCI</i>	pouvoir comburivore inférieur, $J.kg_{fuel}^{-1}$
<i>C</i>	coût, € ou $€.kWh^{-1}$ ou $€.kW^{-1}$	<i>PCS</i>	pouvoir comburivore supérieur, $J.kg_{fuel}^{-1}$
<i>CDS</i>	Clean Dark Spread, $€.kWh_{el}^{-1}$	<i>PLR</i>	part load ratio (taux de charge), - ou %
<i>CE</i>	coût d'exploitation, € ou $€.kWh^{-1}$ ou $€.kW^{-1}$	<i>Q</i>	chaleur, J ou kWh_{th}
<i>COP</i>	coefficient de performance, -	\dot{Q}	flux de chaleur, W_{th}
\overline{COP}	coefficient de performance moyen annuel, -	q_v	débit volume, $m^3.s^{-1}$ ou $l.s^{-1}$ ou $l.min^{-1}$
<i>CSS</i>	Clean Spark Spread, $€.kWh_{el}^{-1}$	<i>R</i>	constante des gaz parfaits, $(8,31) J.mol^{-1}.K^{-1}$
<i>CSSC</i>	Clean Spark Spread de cogénération, $€.kWh_{el}^{-1}$	<i>R</i>	rentabilité, $€/kWh_{th}$
<i>DH</i>	degrés heures, $^{\circ}C.h$	R^2	coefficient de détermination, -
<i>DOD</i>	profondeur de décharge, - ou %	<i>s</i>	entropie spécifique, $J.kg^{-1}$
<i>DS</i>	Dark Spread, $€.kWh_{el}^{-1}$	<i>SOC</i>	capacité de stockage, kWh_{el}
<i>e</i>	facteur d'émission de CO_2 , $kg_{CO_2}.molg_{az,i}^{-1}$ ou $kg_{CO_2}.kWh_{el}^{-1}$ ou $kg_{CO_2}.kWh_{th}^{-1}$	<i>SS</i>	Spark Spread, $€.kWh_{el}^{-1}$
<i>EEP</i>	économies d'énergie primaire, - ou %	<i>SSC</i>	Spark Spread de cogénération, $€.kWh_{el}^{-1}$
e_{air}	excès d'air, $(n)m^3_{air}.kg_{fuel}^{-1}$	<i>t</i>	temps, s ou min ou h
\dot{F}	flux numérique, -	<i>t</i>	taux d'actualisation, -
<i>G</i>	gain algébrique, - ou %	<i>T</i>	température, $^{\circ}C$ ou K
<i>H</i>	enthalpie spécifique, $J.mol^{-1}$	<i>TC</i>	taux de couverture, - ou %
<i>H</i>	hauteur, m	<i>TAC</i>	taux d'autoconsommation, - ou %
\dot{H}	flux d'enthalpie, W	<i>TAP</i>	taux d'autoproduction, - ou %
<i>I</i>	densité de flux solaire, $W.m^{-2}$	<i>U</i>	coefficient d'échange thermique, $W.m^{-2}.K^{-1}$
<i>I</i>	intensité électrique, A	<i>U</i>	tension, V
<i>k</i>	facteur d'énergie primaire, $kWh_{EP}.kWh_{EF}^{-1}$	<i>UA</i>	conductance thermique, $W.K^{-1}$
L_v	chaleur latente de vaporisation, $J.kg_{fuel}^{-1}$	<i>US</i>	conductance thermique de bâtiments, $W.K^{-1}$
<i>m</i>	masse, kg	<i>V</i>	volume, m^3 ou l
\dot{m}	débit-masse, $kg.s^{-1}$ ou $kg.min^{-1}$	\dot{V}	débit-volume, $m^3.s^{-1}$ ou $l.s^{-1}$ ou $l.min^{-1}$
<i>M</i>	masse molaire, $kg.mol^{-1}$	V_m	volume molaire, $(n)m^3.mol^{-1}$
<i>MC</i>	masse thermique, $J.K^{-1}$	<i>w</i>	taux d'humidité massique, $kg_{eau}.kg^{-1}$
mv_1	facteur d'émission volumique, $kg.((n)m^3/s)^{-1}$	\dot{W}	flux de travail, W
<i>n</i>	quantité de matière, mol	<i>x</i>	fraction molaire de carbone, - ou %
<i>N</i>	nombre de cycles, -	<i>y</i>	fraction molaire d'hydrogène, - ou %
<i>p</i>	pression, P_a ou bar	<i>Y</i>	fraction massique, - ou %
<i>p</i>	coefficient de perte réseau, -	<i>Y</i>	signal de régulation, - ou %
		<i>z</i>	fraction molaire d'oxygène, - ou %
		<i>Z</i>	ouverture de la vanne, - ou %

Indices et exposants

<i>a</i>	air ou ambiance	<i>bruit</i>	bruit
<i>A</i>	analyseur de fumées	<i>c</i>	chaud
<i>air</i>	air	<i>C</i>	carbone
<i>amb</i>	ambiance	<i>Carnot</i>	Carnot
<i>ash</i>	ash (cendres)	<i>CEE</i>	certificat d'économie d'énergie
<i>aux</i>	auxiliaire	<i>ch</i>	chauffage
<i>bal</i>	balance		

<i>cha</i>	chapelle du moteur	<i>int</i>	intérieur
<i>CHP</i>	combined heat and power (production cogénérée de chaleur et d'électricité)	<i>l</i>	liquide
<i>CNTP</i>	conditions normales de température et de pression	<i>lat</i>	latent
<i>cond</i>	condensation	<i>lect</i>	lecture
<i>COP</i>	coefficient de performance	<i>loss</i>	pertes
<i>cw</i>	cooling water (eau de refroidissement ou eau du circuit de chauffage)	<i>m</i>	masse ou massique
<i>dis</i>	distribution	<i>m</i>	maintenance
<i>dry</i>	sec	<i>m</i>	mensuel
<i>E</i>	énergie électrique	<i>max</i>	maximum
<i>ECS</i>	eau chaude sanitaire	<i>mid</i>	middle
<i>EF</i>	eau froide	<i>min</i>	minimum
<i>EF</i>	énergie finale	<i>model</i>	modèle numérique ou modélisation
<i>él</i>	électrique	<i>modu</i>	modulation
<i>electro</i>	électronique	<i>nc</i>	non chauffage
<i>én</i>	énergie ou énergétique	<i>net</i>	net/nette
<i>eng</i>	engine (moteur)	<i>nom</i>	nominal
<i>EP</i>	énergie primaire	<i>o</i>	outlet (sortie)
<i>éq</i>	équivalent	<i>O</i>	oxygène
<i>év</i>	évaporateur	<i>P</i>	énergie électrique
<i>ex</i>	exergie ou exergétique	<i>pointe</i>	période de pointe
<i>exh</i>	exhaust gas (fumées)	<i>prim</i>	primaire
<i>exp</i>	expérimental	<i>PV</i>	process value (valeur courante)
<i>ext</i>	extérieure	<i>Q</i>	énergie thermique
<i>f</i>	froid	<i>réf</i>	référence
<i>fat</i>	fatal	<i>s</i>	solide
<i>flex</i>	flexible	<i>SHP</i>	separate heat and power (production séparée de chaleur et d'électricité)
<i>fr</i>	froid	<i>skin</i>	enveloppe
<i>fuel</i>	combustible	<i>SP</i>	setpoint (consigne)
<i>g</i>	gaz ou gazeux	<i>spé</i>	spécifique
<i>g</i>	global	<i>ss</i>	steady state (stationnaire)
<i>gaz</i>	gaz	<i>SSE</i>	système de stockage électrique
<i>gen</i>	génération	<i>SST</i>	système de stockage thermique
<i>grid</i>	réseau	<i>start</i>	démarrage
<i>gross</i>	brute	<i>stop</i>	arrêt
<i>H</i>	hydrogène	<i>surf</i>	surface
<i>HX</i>	heat exchanger (échangeur de chaleur)	<i>tank</i>	ballon tampon
<i>i</i>	inlet (entrée)	<i>th</i>	thermique
		<i>tr</i>	transport
		<i>trend</i>	tendance
		<i>up</i>	haut








Lettres grecques



























ΔX	variation de la variable, -	σ^*	ratio caractéristique de consommation, $W_{\text{él.}} \cdot W_{\text{th}}^{-1}$ ou $\text{kWh}_{\text{él.}} \cdot \text{kWh}_{\text{th}}^{-1}$
η	rendement, - ou %	$\bar{\sigma}$	ratio caractéristique de puissance moyen annuel ou écart type, $\text{kWh}_{\text{él.}} \cdot \text{kWh}_{\text{th}}^{-1}$ ou -
$\bar{\eta}$	rendement moyen annuel, - ou %	τ	constante de temps, s
μ	micro	τ	temps de stockage équivalent, $h_{\text{éq}}$
ρ	masse volumique, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ou $\mu\text{g}/(\text{n})\text{m}^{-3}$	Φ	flux, W
ρ	ratio tarifaire, -	χ	fraction volumique, - ou %
σ	ratio caractéristique de puissance, $W_{\text{él.}} \cdot W_{\text{th}}^{-1}$ ou $\text{kWh}_{\text{él.}} \cdot \text{kWh}_{\text{th}}^{-1}$		

Caractères mathématiques

0 référence
+ adimensionnel

Symboles

	Limite physique du système de cogénération Volume de contrôle de conversion énergétique Electricité ou régulation sur le suivi des besoins électriques
	Chaleur ou régulation sur le suivi des besoins de chaleur
	Micro cogénérateur à moteur à vapeur biomasse BisON
	Micro cogénérateur à moteur Stirling gaz Hybris Power
	Micro cogénérateur à moteur à combustion interne Vitobloc (présent sur le laboratoire Climatherm)
	Micro cogénérateur à pile à combustible Vitovalor (présent sur le laboratoire Climatherm)
	Production centralisée d'électricité par centrale nucléaire
	Un oiseau et un poisson <-> environnement extérieur naturel
	Réseau haute tension (HT)
	Réseau basse tension (BT)
	Réseau de chaleur
	Bâtiment d'habitation
	Centrale de cogénération (petite, moyenne ou grande)
	Internet
	Analyseur de fumées
	Energiemètre électrique
	Balance massique
	Capteur de pression relative
	Capteur de température
	Mesure de volume
	Débitmètre
	Vanne d'arrêt
	Vanne d'équilibrage
	Vanne 3 voies

	Vanne motorisée
	Soupape de sécurité
	Vase d'expansion
	Clapet anti retour
	Régulateur
	Syphon
	Vis sans fin d'alimentation en granulés
	Pompe
	Centrale électrique hydraulique
	Centrale électrique thermique
	Champs photovoltaïque
	Champs éolien
	Ballon d'eau chaude/ballon tampon
	Système de stockage électrique
	Besoins électriques
	Besoins en ECS
	Besoins de chauffage
	Pilotage intelligent des systèmes et des charges
	Volant à inertie
	Système de stockage par air comprimé
	Générateur de nombres ou de points aléatoires
	Modulation horaire
	Modulation saisonnière
	Niveau de performance énergétique des appareils
	Prévision
	Report

Abréviations

A	appartement	MCP	matériau à changement de phase
ACV	analyse de cycle de vie	ME	Moteur Ericsson
AIEA	Agence Internationale de l'Energie Atomique	MI	maison individuelle
ALL	Allemagne	MS	moteur Stirling
ARENH	accès régulé à l'électricité nucléaire historique	MV	moteur à vapeur
AUT	Autriche	ORC	Organic Rankine Cycle (=TVO)
BEL	Belgique	PAC	pompe à chaleur
BP	basse pression	PàC	pile à combustible
BT	basse tension ou basse température	PB	Pays-Bas
CAN	Canada	PEMFC	proton exchange membrane fuel cell
CCG	cycle combiné gaz	PU	polyuréthane
CCCG	centrale à CCG	PV	photovoltaïque
CDS	Clean Dark Spread	RCB	ratio caractéristique de besoins (σ^*)
CEE	certificat d'économie d'énergie	RCP	ratio caractéristique de puissance (σ)
CETP	conditions effectives de température et de pression	RNA	Réseau de neurones artificiels
CNTP	conditions normales de température et de pression	RT	République Tchèque
CPV	concentrated photovoltaic	RU	Royaume-Unis
CSP	Clean Spark Spread	SHP	separate heat and power (production séparée)
DE	double effet	SMA	système multi-agent
DOD	depth of discharge	SOFC	solid oxide fuel cell
DS	Dark Spread	SP	Spark Spread
EEP	économies d'énergie primaire	STD	simulation thermique dynamique
EF	énergie finale	STDA	simulation thermique dynamique annuelle
ELIX	European Electricity Index	STEP	station de turbinage et de pompage
EM	échelle de mesure	SUI	Suisse
EP	énergie primaire	TAC	turbine à combustion
ESP	Espagne	TG	turbine à gaz
EUA	European Union Allowance	TGV	turbines gaz vapeur
EUR	Europe	TOR	tout ou rien
FIN	Finlande	TOU	time of use
FRA	France	TV	turbine à vapeur
GES	gaz à effet de serre	TVO	moteur à vapeur organique
GPL	gaz de pétrole liquéfié	VE	véhicule électrique
GTA	générateur thermoacoustique	V2H	vehicule to home
GTE	générateur thermoélectrique		
GTM	générateur thermomagnétique		
HP	haute pression		
HPC	High Performance Computing		
HT	haute tension ou haute température		
ITA	Italie		
IR	isolation renforcée		
IS	isolation standard		
IV	isolation sous vide		
LM	laine minérale		
MCE	moteur à combustion externe		
MCI	moteur à combustion interne		

/// Bibliographie

A

- [ADE05] ADEME, *Note de cadrage sur le contenu CO₂ du kWh par usage en France*, 14 janvier 2005.
- [ADE07] ADEME, 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 détaillé - Rapport - Final* - octobre 2007.
- [ADE14] ADEME, *Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone*, Version 11.0.0, novembre 2014.
- [ADE15-1] ADEME, *Climat, air et énergie - Edition 2014 – Chiffres clés 2014*, ADEME, 2015.
- [ADE15-2] ADEME, *Bilan GES - Centre de ressources sur les bilans de gaz à effet de serre*, <http://www.bilans-ges.ademe.fr/>, site internet, 2015 [consulté en août 2015].
- [AFN99] AFNOR, *Norme NF ENV 13005 (X07-020), Guide for the expression of uncertainty in measurement (Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure)*, 1999.
- [AFN99] AFNOR, *NF EN 12809 : Chaudières domestiques à combustible solide destinées à être implantées dans le volume habitable - Puissance calorifique nominale inférieure ou égale à 50 kW - Exigences et méthodes d'essai*, mai 2002.
- [AFN06] 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.
- [AFN12] Afnor, *EN 14961-2, Solid biofuels – Fuel specification and classes – Part 2: Wood pellets for non-industrial use*, 2012.
- [AIK12] D. Aiken, E. Dons, N. Miller, F. Newman, P. Patel, *Commercial concentrator cell results and record IMM solar cell efficiency*, 8th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, 44-48, Toledo, Spain, 2012.
- [AIC04] AICVF, *Eau chaude sanitaire : maîtriser énergie, confort, santé - Recommandations*, Paris, 2004.
- [AIE97] AIEA, *Applications de l'énergie nucléaire: chauffage domestique et production de chaleur industrielle*, Bulletin de l'AIEA, 1997.
- [ALA15] A. Alahäivälä, T. Heß, S. Cao, M. Lehtonen, *Analyzing the optimal coordination of a residential micro-CHP system with a power sink*, Applied Energy, Volume 149, 1 July 2015, Pages 326-337.
- [ALA10] K. Alanne, N. Söderholm, K. Sirén, I. Beausoleil-Morrison, *Techno-economic assessment and optimization of Stirling engine micro-cogeneration systems in residential buildings*, Energy Conversion and Management, Volume 51, Issue 12, December 2010, Pages 2635-2646.
- [ALA12] K. Alanne, K. Saari, M. Kuosa, J. Jokisalo, A. R. Martin, *Thermo-economic analysis of a micro-cogeneration system based on a rotary steam engine (RSE)*, Applied Thermal Engineering, Volume 44, November 2012, Pages 11-20.
- [ALA14] K. Alanne, T. Laukkanen, K. Saari, J. Jokisalo, *Analysis of a wooden pellet-fueled domestic thermoelectric cogeneration system*, Applied Thermal Engineering, Volume 63, Issue 1, 5 February 2014, Pages 1-10.
- [ALE11] A. Alexakis, G. Gkounis, K. Mahkamov, J. Davis, *Experimental and theoretical evaluation of the performance of a WhisperGen Mk Vb micro CHP unit in typical UK house conditions*, World Renewable Energy Congress, Linköping, Sweden, 2011.
- [AND11] A. Andlauer, *Optimisation systémique de micro-cogénérateurs intégrés aux bâtiments*, Thèse de doctorat, Mines Paristech, décembre 2011.
- [ANG13] G. Angrisani, K. Bizon, R. Chirone, G. Continillo, G. Fusco, S. Lombardi, F.S. Marra, F. Miccio, C. Roselli, M. Sasso, R. Solimene, F. Tariello, M. Urciuolo, *Development of a new concept solar-biomass cogeneration system*, Energy Conversion and Management, Volume 75, November 2013, Pages 552-560.

- [ANG14] G. Angrisani, E. Marrasso, C. Roselli, M. Sasso, *A Review on Micro cogeneration National Testing Procedures*, Energy Procedia, Volume 45, 2014, Pages 1372-1381.
- [ARM09] M.M. Armstrong, M.C. Swinton, H. Ribberink, I. Beausoleil-Morrison, J. Millette, *Synthetically derived profiles for representing occupant-driven electric loads in Canadian Housing Journal of Building Performance Simulation*, 2(1) pp. 15-30. 2009.
- [ASB97] Institut Wallon ASBL, *La petite cogénération Pour quoi ? Pour qui ?*, CogenSud ASBL, Namur, Belgique, 32 pages, 1997.
- [ASH10] ASHRAE, *Method of Test for Rating Micro Combined Heat and Power Devices*, ASHRAE SPC 204, 2010.
- [AUT04] Aurorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, *Decreto Ministeriale du 20 juillet 2004*, 2004.

B

- [BAK12] L. Bakay, *Dimensionnement et pertes dans un centreur magnétique guidant un volant d'inertie soumis à un balourd - Application au stockage d'énergie de longue durée*, Thèse de doctorat, Université Laval, Canada, 2012.
- [BAL15] P. Balcombe, D. Rigby, A. Azapagic, *Energy self-sufficiency, grid demand variability and consumer costs: Integrating solar PV, Stirling engine CHP and battery storage*, Applied Energy, Volume 155, 2015, Pages 393-408
- [BAR12] E.-S. Barbieri, P.-R. Spina, M. Venturini, *Analysis of innovative micro-CHP systems to meet household energy demands*, Applied Energy, Volume 97, September 2012, Pages 723-733
- [BAR12-2] E.-S. Barbieri, F. Melino, M. Morini, *Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro-CHP systems for residential building applications*, Applied Energy, Volume 97, September 2012, Pages 714-722
- [BEA07] I. Beausoleil-Morrison and N. Kelly, *Specifications for modelling fuel cell and combustion-based residential cogeneration device within whole-building simulation programs*. IEA/ECBCS Annex 42 Subtask B Report. Ottawa: Natural Resources Canada. 2007.
- [BEN02] R. Benelmir, A. Lallemand et M. Feidt, *Analyse exergétique - Référence BE8015*, Techniques de l'ingénieur, 10 janvier 2002.
- [BER08] T. Bernd, *Benchmark testing of Micro-CHP units*, Applied Thermal Engineering, 28 (16) (2008), pp. 2049-2054.
- [BER05] C. Bernard, *Caractérisation et Optimisation de la Combustion de Bois Fragmenté en Chaufferies Automatiques*, Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré of Nancy I, 2005.
- [BER14] T. Bernd, *Experimental determination of efficiency factors for different Micro-CHP units according to the standard DIN 4709*, Applied Thermal Engineering, Volume 71, Issue 2, 22 October 2014, Pages 721-728.
- [BIA12] M. Bianchi, A. De Pascale and P. Ruggero Spina, *Guidelines for residential micro-CHP systems design*, Applied Energy, Volume 97, September 2012, Pages 673-685.
- [BIA13] M. Bianchi, A. De Pascale, F. Melino, *Performance analysis of an integrated CHP system with thermal and Electric Energy Storage for residential application*, Applied Energy, Volume 112, 2013, Pages 928-938
- [BIO15] BioLite, www.biolitestove.com, BioLite Inc., 2015 [page consultée en août 2015].
- [BIT09] Australian Government, Department of Infrastructure, Transport, Regional Development and Local Government, Bureau of Infrastructure, Transport and Regional Economics (BITRE), *Transport energy futures: long-term oil supply trends and projections*, Canberra (Australie), 2009.
- [BLA10] L. Blanc, *Modélisation du panneau solaire hybride « S2G*, congrès français de thermique, 2010.
- [BLA10-2] D. Blandin, *Modélisation et validation expérimentale de nouveaux concepts de ballons solaires à forte stratification*, Thèse de doctorat, INSA de Lyon, 2010.
- [BOA06] P.J. Boait, R.M. Rylatt, M. Stokes, *Optimisation of consumer benefits from microCombined Heat and Power*, Energy and Buildings, Volume 38, Issue 8, August 2006, Pages 981-987.
- [BOU15] J.-B. Bouvenot, *Etudes expérimentales et numériques de systèmes de micro cogénération couplés aux bâtiments d'habitation et au réseau électrique*, thèse de doctorat, INSA de Strasbourg, 2015.
- [BSI13] PAS 67, BSI British Standard, Energy Saving Trust, *Laboratory tests to determine the heating and electrical performance of heat-led micro cogeneration packages primarily intended for heating dwellings*, 2013.
- [BUO12] D. Buoro, M. Casisi, P. Pinamonti, M. Reini, *Optimal synthesis and operation of advanced energy supply systems for standard and domotic home*, Energy Conversion and Management, Volume 60, 2012, Pages 96-105.

C

- [CAM14] S. Campanari, G. Valenti, E. Macchi, G. Lozza, N. Ravidà, *Development of a micro-cogeneration laboratory and testing of a natural gas CHP unit based on PEM fuel cells*, Applied Thermal Engineering, Volume 71, Issue 2, 22 October 2014, Pages 714-720.
- [CAO14] S. Cao, A. Mohamed, A. Hasan, K. Sirèn, *Energy matching analysis of on-site micro-cogeneration for a single-family house with thermal and electrical tracking strategies*, Energy and Buildings, Volume 68, Part A, January 2014, Pages 351-363.
- [CAP94] A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica, A. Prudenzi, *A bottom-up approach to residential load modeling*, IEEE Transactions on Power Systems 9 (2) (1994) 957-964.
- [CAR07] Carbon Trust. *The Micro-CHP Accelerator*, Interim report, Londres, Novembre 2007.
- [CAR11] Carbon Trust. *Micro-CHP Accelerator*, Final report, Londres, Mars 2011.
- [CAR14] E. Cardozo, C. Erlich, A. Malmquist, L. Alejo, *Integration of a wood pellet burner and a Stirling engine to produce residential heat and power*, Applied Thermal Engineering, 2014.
- [CEA12] CAE, *Le stockage stationnaire de l'énergie - Technologies disponibles et recherches du CEA*, Rapport, octobre 2012.
- [CET12] CETITA, COSTIC, *Programme « Règles de l'Art Grenelle Environnement 2012 » - Veille sur les technologies émergentes de chauffage, ventilation, climatisation, production d'eau chaude sanitaire*, juillet 2012.
- [CHA98] M.-W. Chase, *NIST JANAF Thermochemical Tables*, Journal of Physical and Chemical Reference, American Institute of Physics, Woodbury, USA, 1998.
- [COG15] COGENEurope, *The European Association for the Promotion of Cogeneration*, <http://www.cogeneurope.eu/>, site internet [consulté en août 2015].
- [CON13] G. Conroy, A. Duffy, L.M. Ayompe, *Validated dynamic energy model for a Stirling engine μ -CHP unit using field trial data from a domestic dwelling*, Energy and Buildings, Volume 62, July 2013, Pages 18-26.
- [COL09] A. Collazos, F. Maréchal, C. Gähler, *Predictive optimal management method for the control of polygeneration systems*, Computers & Chemical Engineering, Volume 33, Issue 10, 2009, Pages 1584-1592
- [CON14] G. Conroy, A. Duffy, L.M. Ayompe, *Economic, energy and GHG emissions performance evaluation of a WhisperGen Mk IV Stirling engine μ -CHP unit in a domestic dwelling*, Energy Conversion and Management, Volume 81, May 2014, Pages 465-474.
- [COS15] Costic, *Suivi météorologique de sites équipés d'un écogénérateur - Rapport final*, février 2015.
- [CRE11] L. Crema, F. Alberti, A. Bertaso, A. Bozzoli, *Development of a pellet boiler with Stirling engine for m-CHP domestic application*, Energy, Sustainability and Society, 1:5, 1-11, 2011.
- [CRE13] M. Creyx, E. Delacourt, C. Morin, B. Desmet, P. Peultier, *Energetic optimization of the performances of a hot air engine for micro-CHP systems working with a Joule or an Ericsson cycle*, Energy, Volume 49, 1 January 2013, Pages 229-239.
- [CRE14] M. Creyx, *Etude théorique et expérimentale d'une unité de micro-cogénération biomasse avec moteur Ericsson*, Thèse de doctorat, Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambresis, 2014.
- [CRU02] P. J. Crutzen, *Geology of mankind*, NATURE, vol. 415, p. 23, Janvier 2002.
- [CST15] CSTB, *BENEFIS - convention ANR 2011 VILD 001 01*, - CSTB/DEE/EICV/15-001, 2015.
- [CWA15] Commission Wallone pour l'énergie (CWaPE), *Producteurs - Procédure - Octroi des certificats verts (CV)*, <http://www.cwape.be/?dir=3.3.01>, page internet [consultée en août 2015].
- [CYS05] R. Cyssau, *Manuel de la régulation*, Livre, 1^{ère} édition, Editions SEDIT, 2005.

D

- [DAR15] K. Darcovich, B. Kenney, D.D. MacNeil, M.M. Armstrong, *Control strategies and cycling demands for Li-ion storage batteries in residential micro-cogeneration systems*, Applied Energy, Volume 141, 2015, Pages 32-41.
- [DED12] De Dietrich, *L'écogénérateur, journées de la micro cogénération 2012*, CNAM Paris, janvier 2012.
- [DED13] De Dietrich, *De Dietrich Thermique - Catalogue 2013*, 2013.
- [DEP06] M. De Paepe, P. D'Herdt, D. Mertens, *Micro-CHP systems for residential applications*, Energy Conversion and Management, Volume 47, Issues 18-19, November 2006, Pages 3435-3446.
- [DEP12] A. De Pascale, C. Ferrari, F. Melino, M. Morini, M. Pinelli, *Integration between a thermophotovoltaic generator and an Organic Rankine Cycle*, Applied Energy, Volume 97, September 2012, Pages 695-703.
- [DGT13] Direction générale du Trésor, *Comparaison des prix de l'électricité en France et en Allemagne*, Les Cahiers de la DG Trésor – n° 2013-05, Novembre 2013.
- [DIN11] DIN 4709, *Determination of the standard efficiency factor for micro-CHP-appliances of nominal heat input not exceeding 70 kW*, Norme DIN, 2011.
- [DIN11-2] DIN V 4753-7, *Water heaters, water heating installations and storage water heaters for drinking water - Part 7: Tanks with a capacity of up to 1000 l, requirements relating to manufacture, thermal insulation and corrosion protection*, Norme DIN, 2011.
- [DON09] L. Dong, H. Liu, S. Riffat, *Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review*, Applied Thermal Engineering, Volume 29, Issues 11-12, August 2009, Pages 2119-2126.
- [DOR09] V. Dorer, A. Weber, *Energy and CO2 emissions performance assessment of residential micro-cogeneration systems with dynamic whole-building simulation programs*, Energy Conversion and Management, Volume 50, Issue 3, March 2009, Pages 648-657.
- [DOR09-2] V. Dorer, A. Weber, *Energy and carbon emissions footprint of micro-CHP systems in residential buildings of different energy demand levels*, Journal of Building Performance Simulation, Volume 2, Issue 1, March 2009, Pages 31-46.
- [DOU15] M. Doubs, P. Nika and F. Lanzetta, *An experimental and theoretical comparison of Ericsson engine expander chamber*, Proceeding of ECOS 2015 – The 28th international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems, Juin 2015, Pau, France, 2015.
- [DOU15-2] M. Doubs, *Modélisation du comportement thermique d'un moteur à géométrie et à apport de chaleur externe modulable*, Thèse de doctorat, Université de Franche-Comté, 2015 (en cours).

E

- [ECO15] Ecoinvent, *Database*, <http://www.ecoinvent.org/database/database.html>, site internet, 2015 [consulté en août 2015].
- [ECS15] European Committee for Standards, *EN 50465:2015 – Gas appliances – combined heat and power appliance of nominal input inferior or equal to 70 kW*, 2015.
- [EDD13] 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.
- [EDF15] EDF, *Profil environnemental du kWh EDF*, 2015.
- [EDF15-2] EDF, *Fiche descriptive de l'offre « Tarif Bleu » de fourniture d'électricité*, 01 août 2015.
- [EDF15-3] EDF, *Fiche descriptive de l'offre « Mon contrat gaz naturel prix fixe » de fourniture de gaz naturel*, 01 août 2015.
- [EEX15] European Energy Exchange AG (EEX), *Market Data - European Emission Allowances - Global Environmental Exchange*, <https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/spot-market/european-emission-allowances#!/2015/09/04>, page internet [consultée en août 2015].
- [EMM15] Emmy, *Registre National des Certificats d'Economies d'Energie – Données mensuelles – Cotation du kWh cumac*, https://www.emmy.fr/front/donnees_mensuelles.jsf, site internet [consulté en août 2015].
- [ENE15] Enertech, *Le site des bâtiments à basse consommation – Boîte à outils – La mesure des consommations électriques – Le résidentiel*, <http://www.enertech.fr/>, site internet [consulté en août 2015].

[EPE15] European Power Exchange Spot (EPEX Spot), *Données de marché – European Electricity Index (ELIX)*, https://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/elix/chart/index-chart/2015-09-05/EU, page internet [consultée en août 2015].

[ESR14] Earth System Research Laboratory (ESRL) National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), *History of atmospheric carbon dioxide from 800,000 years ago until January*, [Film]. 2014.

[EUR15] Eurostat, *Prix de l'énergie dans l'UE - Le prix de l'électricité à usage domestique a augmenté de 2,9% dans l'UE en 2014 - Le prix du gaz en hausse de 2,0 % dans l'UE*, Communiqué de presse 92/2015, 27 mai 2015.

[EXO15] Exoès, <http://www.exoes.com/FR/references/concentration-solaire/microsol.html>, 2015 [consulté en août 2015].

[ENT04] E. Entchev, J. Gusdorf, M. Swinton, M. Bell, F. Szadkowski, W. Kalbfleisch, R. Marchand, *Micro-generation technology assessment for housing technology*, Energy and Buildings, Volume 36, Issue 9, September 2004, Pages 925-931.

F

[FEI14] M. Feidt, *Génie énergétique – Du dimensionnement des composants au pilotage des systèmes*, Dunod/ Climat+Confort, Collection Technique et Ingénierie, 976 pages, 2014.

[FER09] A. Ferguson, N.J. Kelly, A. Weber, B. Griffith, *Modelling residential-scale combustion-based cogeneration in building simulation*, Journal of Building Performance Simulation, 2 (1) (2009), pp. 1–14.

[FRA07] G. Fraisse, C. Ménézo, K. Johannes, *Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type*, Solar Energy, Volume 81, Issue 11, November 2007, Pages 1426-1438.

[FRI10] G. Friedl, W. Moser, A. McCarry, K. Berndt, R. Schöpke, *Micro-CHP – Experiences with thermoelectric generators integrated in a wood pellet combustion unit*, Bioenergy2020+ GmbH, 2010.

[FUB14] T.-G. Fubara, F. Cecelja, A. Yang, *Modelling and selection of micro-CHP systems for domestic energy supply: The dimension of network-wide primary energy consumption*, Applied Energy, Volume 114, February 2014, Pages 327-334.

G

[GAH07] C. Gähler, M. Gwerder, R. Lamon, J. Tödtli, *Optimal Control of Cogeneration Building Energy Systems*, 9th REHVA World Congress for Building Technologies-CLIMA 2007, Helsinki, 10th-14th June 2007

[GAY10] C. Gay, D. Hissel, F. Lanzetta, M.-C. Pera, M. Feidt, *Energetic macroscopic representation of a solide oxide fuel cell for Stirling engine combined cycle in high efficient powertrains*, Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010.

[GIE13] GIEC, *Changements climatiques 2013 : les éléments scientifiques – contribution du groupe de travail I au cinquième rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*, Cambridge University Press, Cambridge, 2013.

[GON14] I. González-Pino, A. Campos-Celador, E. Pérez-Iribarren, J. Terés-Zubiaga, J.M. Sala, *Parametric study of the operational and economic feasibility of Stirling micro-cogeneration devices in Spain*, Applied Thermal Engineering, Volume 71, Issue 2, 22 October 2014, Pages 821-829.

[GRA12] 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.

[GRA13] A. Grandjean, *Introduction de non linéarités et non stationnarités dans les modèles de représentation de la demande électrique résidentielle*, Thèse de doctorat, Mines Paristech, 2013.

[GRA15] P. Gras, *Les moteurs à air chaud ou moteurs à apport de chaleur externe – L'histoire de ces moteurs de l'antiquité à la fin du XX^{ème} siècle suivie d'une brève description des caractéristiques de ces engins*, mars 2015.

H

[HAE07] D. Haeseldonckx, L. Peeters, L. Helsen, W. D'haeseleer, *The impact of thermal storage on the operational behaviour of residential CHP facilities and the overall CO₂ emissions*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 11, Issue 6, August 2007, Pages 1227-1243.

[HAR13] F. Harriche et R. Souletis, *Étude technico-économique du stockage de l'électricité*, Supélec-CRE, 2013.

- [HAW05] A. Hawkes, M. Leach, *Impacts of temporal precision in optimisation modelling of micro-Combined Heat and Power*, Energy, Volume 30, Issue 10, July 2005, Pages 1759-1779.
- [HAW07] A. Hawkes, M. Leach, *Cost-effective operating strategy for residential micro-combined heat and power*, Energy, Volume 32, Issue 5, May 2007, Pages 711-723.
- [HEM13] C.-V. Hémerly, *Etude des phénomènes thermiques dans les batteries Li-ion*, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, novembre 2013.
- [HOL97] J.P. Holman, *Heat transfer*, 8^{ème} édition, McGraw-Hill, 1997.
- [HON11] S. Hongois, *Stockage de chaleur inter-saisonnier par voie thermo-chimique pour le chauffage solaire de la maison individuelle*, Thèse de doctorat, INSA de Lyon, 2011.
- [HOU07] M. Houwing, I. Bouwans, *Agent-based of residential energy generation with micro CHP*.
- [HUM15] Hummelsberger, <http://www.vakuum-pufferspeicher.de/technik.htm>, site internet [consulté en août 2015].

I

- [IBR08] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, *Energy storage systems—Characteristics and comparisons*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 06/2008; DOI:10.1016/j.rser.2007.01.023
- [IEA14] IEA/ECBCS Annex 54, *Integration of Micro-Generation and Related Energy Technologies in Buildings*, <http://www.iea-annex54.org/>

J

- [JAN15] J.-M. Jancovici, *L'équation de KAYA* - <http://www.manicore.com/documentation/serre/kaya.html>, page internet, 2015 [consultée en août 2015].
- [JIS09] Japanese Industrial Standard Committee, *JIS B8122: Test Methods for Measuring Performance of Cogeneration Units*, Japan, 2009.
- [JOR01] 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.

K

- [KAR08] S. Karellas, J. Karl, E. Kakaras, *An innovative biomass gasification process and its coupling with microturbine and fuel cell systems*, Energy, Volume 33, Issue 2, February 2008, Pages 284-291.
- [KAU00] S.C. Kaushik, S. Kumar, *Finite time thermodynamic analysis of endoreversible Stirling heat engine with regenerative losses*, Energy, Volume 25, Issue 10, October 2000, Pages 989-1003.
- [KAY93] Y. Kaya, *Environment, Energy, and Economy : strategies for sustainability*, Conference on Global Environment, Energy, and Economic Development, Tokyo, Japon, 1993.
- [KIT08] A. Kitanovski, M. Diebold, D. Vuarnoz, C. Gonin, P. W. Egolf, *Applications of magnetic "power production" and its assessment – A feasibility study – Final report*, confederation Suisse, 2008.
- [KIT10] A. Kitanovski, P. W. Egolf, *Innovative ideas for future research on magnetocaloric technologies*, International Journal of Refrigeration, Volume 33, Issue 3, May 2010, Pages 449-464.
- [KNI07] 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.
- [KON03] B. Kongtragool, S. Wongwises, *A review of solar-powered Stirling engines and low temperature differential Stirling engines*, Renewable and Sustainable Reviews 7 (2003) pp. 131-154.
- [KUH08] V. Kuhn, J. Klemeš, I. Bulatov, *MicroCHP: Overview of selected technologies, products and field test results*, Applied Thermal Engineering, Volume 28, Issue 16, November 2008, Pages 2039-2048.

L

- [LAH05] J. Laherrère, *Peak oil and other peaks*, ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas), CERN meeting, 2005.
- [LIU11] H. Liu, Y. Shao, J. Li, *A biomass-fired micro-scale CHP system with organic Rankine cycle (ORC) – Thermodynamic modelling studies*, Biomass and Bioenergy, Volume 35, Issue 9, 2011, Pages 3985-3994.
- [LOM10] K. Lombardi, V.I. Ugursal, I. Beausoleil-Morrison, *Proposed improvements to a model for characterizing the electrical and thermal energy performance of Stirling engine micro-cogeneration devices based upon experimental observations*, Applied Energy, Volume 87, Issue 10, October 2010, Pages 3271-3282.
- [LON13] F. Lontsi, O. Hamandjoda, K. Fozao, P. Stouffs, J. Nganhou, *Dynamic simulation of a small modified Joule cycle reciprocating Ericsson engine for micro-cogeneration systems*, Energy, Volume 63, 15 December 2013, Pages 309-316.
- [LUT15] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J. Palm, *Photovoltaic self-consumption in buildings: A review*, Applied Energy, Volume 142, 15 March 2015, Pages 80-94.

M

- [MAG12] G. Magri, C. Di Perna, G. Serenelli, *Analysis of electric and thermal seasonal performances of a residential microCHP unit*, Applied Thermal Engineering, Volume 36, April 2012, Pages 193-201.
- [MAH06] K. Mahkamov. *Design improvements to a biomass Stirling engine using mathematical analysis and 3D CFD modeling*, J Energy Res Technol (2006); pp. 128-203.
- [MAR12] J.-B. Martin et P. Schiesser, *Analyse comparative des méthodes de calcul du contenu CO₂ de l'électricité destinée au chauffage*, Energie et Avenir, 2012.
- [MAT08] J. Matics, G. Krost, *Micro combined heat and power home supply: Prospective and adaptive management achieved by computational intelligence techniques*, Applied Thermal Engineering, Volume 28, Issue 16, November 2008, Pages 2055-2061.
- [McG15] C. McGlade et P. Ekins, *The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C*, Nature, vol. 517, no. 7533, pp. 187-190, 2015.
- [MED14] Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie, Direction générale de l'énergie et du climat, Direction de l'énergie, Groupe de travail national sur l'autoproduction de l'électricité renouvelable, *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*, 2014.
- [MED15] Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie, *Energie, air et climat – Economies d'énergie – Certificats d'économie d'énergie*, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Certificats-d-economies-d-energie,188-.html>, page internet [consultée en août 2015].
- [MER15] E. Merkel, R. McKenna, W. Fichtner, *Optimisation of the capacity and the dispatch of decentralised micro-CHP systems: A case study for the UK*, Applied Energy, Volume 140, 15 February 2015, Pages 120-134.
- [MET15] Meteociel, http://www.meteociel.fr/temps-reel/obs_villes.php, site internet, [consulté en août 2015].
- [MIC15] Microgen Engine Corporation, http://www.microgen-engine.com/index.php?option=com_content&view=article&id=2:how-it-works&catid=6:stirling-engine&Itemid=27, page internet, 2015 [consultée en août 2015].
- [MOF88] R.-J. Moffat, *Describing the uncertainties in experimental results*. Experimental Thermal and Fluid Science 1, 1988, pages 3-17.
- [MOH14] A. Mohamed, S. Cao, A. Hasan, K. Sirén, *Selection of micro-cogeneration for net zero energy buildings (NZEB) using weighted energy matching index*, Energy and Buildings, Volume 80, 2014, Pages 490-503.
- [MON13] L. Mongibello, M. Capezzuto, G. Graditi, *Technical and cost analyses of two different heat storage systems for residential micro-CHP plants*, Applied Thermal Engineering, Available online 26 October 2013.
- [MUL13] T. Muller, *Micro et mini cogénération – point d'avancement sur le marché français*, journées de la micro cogénération 2015 CNAM Paris, janvier 2015.

O

[OKO15] ÖkoFen, http://www.pelletsheizung.at/de/pellematic_smart_e/#tab1, page internet, 2015 [consultée en août 2015].

[OKO16] ÖkoFEN, *ÖkoFEN – Pelletsheizung – Presiliste 2015/2016*, 2016.

[OKO15-2] ÖkoFen, *Projekt 5.0 Strom erzeugende Pelletsheizung für den mittleren Leistungsbereich*, plaquette de communication, 2015.

[ON006] H.I. Onovwiona, V.I. Ugursal, *Residential cogeneration systems: review of the current technology*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 10, Issue 5, October 2006, Pages 389-431.

[ORG87] A. J. Organ, *The regenerator and the Stirling engine*, London: Mechanical Engineering Publications Limited; (1997).

P

[PAT06] J. Paatero, P. Lund, *A model for generating household electricity load profiles*, International Journal of Energy Research 30 (5) (2006) 273-290.

[PEA05] A.D. Peacock, M. Newborough, *Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO2 emissions*, Applied Thermal Engineering, Volume 25, Issues 17-18, December 2005, Pages 2653-2676.

[PEA06] A.D. Peacock, M. Newborough, *Impact of micro-combined heat-and-power systems on energy flows in the UK electricity supply industry*, Energy, Volume 31, Issue 12, September 2006, Pages 1804-1818.

[PEA07] A.D. Peacock, M. Newborough, *Controlling micro-CHP systems to modulate electrical load profiles*, Energy, Volume 32, Issue 7, July 2007, Pages 1093-1103

[PEH08] M. Pehnt, *Environmental impacts of distributed energy systems — The case of micro cogeneration*, Environmental Science & Policy, Volume 11, Issue 1, February 2008, Pages 25-37.

[PER09] T. Persson *et al.*, *Validation of a dynamic model for wood pellet boilers and stoves*, Applied Energy, 86 (2009) 645-656.

[POD99] E. Podesser, *Electricity production in rural villages with a biomass Stirling engine*, Renewable Energy, 16, 1049-1052, 1999.

[POH14] E. Pohl, D. Diarra, *A method to determine primary energy savings of CHP plants considering plant-side and demand-side characteristics*, Applied Energy, Volume 113, January 2014, Pages 287-293.

[PRA89] R.G. Pratt, C.C. Conner, E. E. Richman, K.G. Ritland, W.F. Sandusky et M.E. Taylor : *Description of electric energy use in single-family residences in the pacific northwest*, End-use Load and Consumer Assessment Program (ELCAP). Rapport technique DOE/BP-13795-21, Bonneville Power Administration, Juillet 1989.

[PRI99] M. Priel, *Measurement uncertainties and tolerances (Incertitudes de mesure et tolérances)*, Techniques de l'ingénieur R 285, France, 1999.

[PWC15] PwC, *DEAM, la base de données d'Analyse du Cycle de Vie*, <http://ecobilan.pwc.fr/fr/boite-a-outils/deam.jhtml>, page internet, 2015 [consultée en août 2015].

Q

[QAR15] Qarnot Computing, <http://www.qarnot-computing.com/technology>, Qcarnot Computing, page internet, 2015 [consultée en août 2015].

[QIU14] K. Qiu, A.C.S. Hayden, *Implementation of a TPV integrated boiler for micro-CHP in residential buildings*, Applied Energy, Volume 134, 1 December 2014, Pages 143-149.

[QIU12] G. Qiu, Y. Shao, J. Li, H. Liu, S.-B. Riffat, *Experimental investigation of a biomass-fired ORC-based micro-CHP for domestic applications*, Fuel, Volume 96, June 2012, Pages 374-382.

[QNER15] Qnergy Company, <http://www.qnergy.com/thermoacoustic-stirling-engine->, page internet, 2015 [consultée en août 2015].

[QNER15-2] Qnergy Company, <http://www.qnergy.com/qb-stirling-engines>, page internet, page internet, 2015 [consulté en août 2015].

R

- [RAJ15] T. Rajeev, S. Ashok, *Dynamic load-shifting program based on a cloud computing framework to support the integration of renewable energy sources*, Applied Energy, Volume 146, 15 May 2015, Pages 141-149.
- [REM08] REMODECE, *Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe (projet REMODECE)*, 2008.
- [REN08] H. Ren, W. Gao, Y. Ruan, *Optimal sizing for residential CHP system*, Applied Thermal Engineering, Volume 28, Issues 5-6, April 2008, Pages 514-523
- [REN10] H. Ren, W. Gao, *Economic and environmental evaluation of micro CHP systems with different operating modes for residential buildings in Japan*, Energy and Buildings, Volume 42, Issue 6, June 2010, Pages 853-861
- [REN14] M. Renzi, C. Brandoni, *Study and application of a regenerative Stirling cogeneration device based on biomass combustion*, Applied Thermal Engineering, Volume 67, Issues 1-2, June 2014, Pages 341-351.
- [RIB09] H. Ribberink, D. Bourgeois, I. Beausoleil-Morrison, *A plausible forecast of the energy and emissions performance of mature-technology Stirling engine residential cogeneration systems in Canada*, Journal of Building Performance Simulation, March 2009, Pages 47-61.
- [RIC91] V. Richalet, *Caractérisation énergétique des bâtiments sur site. Identification de modèles dynamiques. Méthodes de signature énergétique*, Thèse de doctorat (1991), Grenoble.
- [RIC10] I. Richardson, T. Murray, D. Infield, C. Clifford, *Domestic electricity use : A high resolution energy demand model*, Energy and Buildings, , Volume 42, 2010, Pages 1878-1887.
- [ROB04] G. Robin, M. Ruellan, B. Multon, H. Benahmed, P.Y. Glorennec, *Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable*.
- [ROK14] M. Rokni, *Thermodynamic and thermo-economic analysis of a system with biomass gasification, solid oxide fuel cell (SOFC) and Stirling engine*, Energy, Volume 76, 1 November 2014, Pages 19-31.
- [ROG12] E.D. Rogdakis, G.D. Antonakos, I.P. Koronaki, *Thermodynamic analysis and experimental investigation of a Solo V161 Stirling cogeneration unit*, Energy, Volume 45, Issue 1, September 2012, Pages 503-511.
- [ROS11] C. Roselli, M. Sasso, S. Sibilio, P. Tzscheutschler, *Experimental analysis of microcogenerators based on different prime movers*, Energy and Buildings, Volume 43, Issue 4, April 2011, Pages 796-804.
- [ROS13] A. Rosato, S. Sibilio, G. Ciampi, *Energy, environmental and economic dynamic performance assessment of different micro-cogeneration systems in a residential application*, Applied Thermal Engineering, Volume 59, Issues 1-2, 25 September 2013, Pages 599-617.
- [ROS84] A. Rossi, *Fuel Characteristics of Wood and Nonwood Biomass Fuels*, Progress in Biomass Conversion, Volume 5, 1984, Pages 69-99.
- [RTE14] RTE, *Bilan électrique 2014*, RTE, janvier 2015.
- [RTE15] RTE Ecomix, *Émissions de CO₂ par kWh produit en France*, <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-co2>, page internet, 2015 [consultée en août 2015].

S

- [SAF12] H. Safa, *Heat recovery from nuclear power plants*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 42, Issue 1, November 2012, Pages 553-559.
- [SAL13] T. Salque, *Méthode d'évaluation des performances annuelles d'un régulateur prédictif de PAC géothermiques sur banc d'essai semi-virtuel*, Thèse de doctorat, Mines Paristech, 2013.
- [SAS14] M. Sasso, E. Entchev, P. Tzscheutschler, *Methodologies for the Performance Assessment of Micro Hybrid Polygeneration Systems - A Report of Annex 54 "Integration of Micro Generation and Related Energy Technologies in Buildings"*, IEA EBC Annex 54 - Energy in Buildings and Communities (EBC) Programme, October 2014.
- [SEG13] G. Segond1, S. Launay, L. Tadrist, *Optimisation des performances d'un chauffe-eau thermodynamique avec récupération de chaleur sur l'air extrait des bâtiments*, Acte de conférence, Congrès de la SFT, Gérardmer, Mai 2013.
- [SCH96] S. Schulz, F. Schwendig, *A General Simulation Model for Stirling Cycles*, Gas Turbines Power 118(1), 1-7 (Jan 01, 1996)

- [SHA11] O.A. Shaneb, G. Coates, P.C. Taylor, *Sizing of residential μ CHP systems*, Energy and Buildings, Volume 43, Issue 8, August 2011, Pages 1991-2001.
- [SHA12] O.A. Shaneb, P.C. Taylor, G. Coates, *Optimal online operation of residential μ CHP systems using linear programming*, Energy and Buildings, Volume 44, January 2012, Pages 17-25.
- [SHA12-2] O.-A. Shaneb, P.-C. Taylor, G. Coates, *Real time operation of μ CHP systems using fuzzy logic*, Energy and Buildings, Volume 55, December 2012, Pages 141-150.
- [SOC12] Socomec, *Diris A20 – Multifunction meters - General Catalogue 2011-2012 – Socomec*, page 370-373, 2012.
- [SOE15] Commissariat général au développement durable - Service de l'observation et des statistiques (SOeS), *Bilan énergétique pour la France en 2013*, RéférenceS, juillet 2014.
- [SOE15-2] Commissariat général au développement durable - Service de l'observation et des statistiques (SOeS), *Base de données Pégase – Données mensuelles – Prix et tarifs domestiques*, http://developpement-durable.bsocom.fr/statistiques/ReportFolders/ReportFolders.aspx?sRF_ActivePath=P,6831,6832,6848&sRF_Mode=0&sRF_Expanded=,P,6831,6832,6848, site internet [consulté en août 2015].
- [SOT15] Sotralentz, <http://habitat.sotralentz.com/index.php/fr/produits-sotralentz-habitat/solutions-eau-chaude-thermolentz> – *Solutions eau chaude ThermoLentz*, page internet [consultée an août 2015].
- [SPI14] L. Spitalny, J.M.A Myrzik., T. Melhlhorn, *Estimation of the economic addressable market of micro CHP and heat pumps based on the status of the residential building sector in Germany*. Applied Thermal Engineering 2014.
- [STO05] M. Stokes, *Domestic Model Layer 3, Removing barriers to embedded generation: a fine-grained load model to support low voltage network performance analysis*, Ph.D. Thesis, Institute of Energy and Sustainable Development, De Montfort University, Leicester, 2005.

T

- [TAU15] N. Tauveron, S. Colasson and J.-A. Gruss, *Conversion of waste heat and electricity :cartography of possible cycles due to hot source characteristics*, Proceeding of ECOS 2015 – The 28th international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems, Pau, France, 2015.
- [TAY94] B.N. Taylor, C.E. Kuyatt, *Guidelines for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results*, NIST, Technical Note 1297, Gaithersburg, USA, 1994.
- [TES15] Tesla, *Powerwall – La batterie domestique de Tesla*, http://www.teslamotors.com/fr_FR/powerwall, page internet [consultée an août 2015].
- [TEU11] J. Teuwsen, L. Spitalny, J.M.A. Myrzik, *Evaluation of operating modes of micro-cogeneration units and a modification of the load profile*, Proceedings of Energytech conference, Cleveland, USA, mai 2011.
- [TEY11] F. TeymouriHamzehkolaei, S. Sattari, *Technical and economic feasibility study of using Micro CHP in the different climate zones of Iran*, Energy, Volume 36, Issue 8, August 2011, Pages 4790-4798.
- [THI08] S. Thiers, *Bilans énergétiques et environnementaux de bâtiments à énergie positive*, Thèse de doctorat Mines Paristech, 2008.
- [THI10] S. Thiers, B. Aoun, B. Peuportier, *Experimental characterization, modeling and simulation of a wood pellet micro-combined heat and power unit used as a heat source for a residential building*, Energy and Buildings, Volume 42, Issue 6, June 2010, Pages 896-903.
- [TOU10] A.Touré, P.Stouffs, *Modeling of the Ericsson engine*, Energy, Volume 76, 1 November 2014, Pages 445-452.
- [TRI15] A. Triboix, J.-B. Bouvenot, *Les transferts thermiques par l'exemple*, Editions Eyrolles, 496 pages, 2015.

U

[UE92] Parlement européen et Conseil de l'Europe, *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.

[UE04] Parlement européen et Conseil de l'Europe, *DIRECTIVE 2004/8/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE*, février 2004.

[UE09-1] Parlement européen, Conseil de l'Union européenne, *Directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre*, 2009.

[UE09-2] Parlement européen, Conseil de l'Union européenne, *Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE*, 2009.

[UE09-3] Parlement européen, Conseil de l'Union européenne, *Décision n o 406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction*, 2009.

[UE09-4] Parlement européen, Conseil de l'Union européenne, *Directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone*, 2009.

[UE11] Parlement européen, Conseil de l'Union européenne, *Directive 2011/877/UE: Décision d'exécution de la Commission du 19 décembre 2011 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 et abrogeant la décision 2007/74/CE de la Commission*, 2011.

[UKP11] United Kingdom Parliament, *Energy Act 11 – Chapter 16*, 2011.

[UNI13] United Nations, *World Population Prospects: The 2012 Revision, Key Findings and Advance Tables*, New-York, 2013.

[URI84] I. Urieli, D.-M. Berchowitz, *Stirling cycle engine analysis*. Bristol: Adam Hilger Ltd; 1984.

V

[VAL15] G. Valenti, P. Silva, N. Fergnani, S. Campanari, A. Ravidà, G. Di Marcoberardino, E. Macchi, *Experimental and numerical study of a micro-cogeneration Stirling unit under diverse conditions of the working fluid*, Applied Energy, Available online 15 June 2015.

[VAN14] J. Vandewalle, W. D'haeseleer, *The impact of small scale cogeneration on the gas demand at distribution level*, Energy Conversion and Management, Volume 78, February 2014, Pages 137-150.

[VEI09] D. C. G. Veitch, K. Mahkamov, *Assessment of Economical and Ecological Benefits from Deployment of a Domestic CHP Unit Based on its Experimental Performance*. In: *Proceedings of Institute of Mechanical Engineers*, 223, Part A: Journal of Power and Energy, 2009.

[VUI11] C. Vuillecard, C.-E. Hubert, R. Contreau, A. mazzenga, P. Stabat, J. Adnot, *Small scale impact of gas technologies on electric load management – μ CHP & hybrid heat pump*, Energy, Volume 36, Issue 5, May 2011, Pages 2912-2923.

W

[WAL85] C.F. Walker et J.L. Pokoski, *Residential load shape modeling based on customer behavior*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, 104(7):1703–1711, Juillet 1985.

[WEN70] H. Wenzl, *The chemical technology of wood*, Academic press, New York, USA, 1970.

[WIA13] J.-P. Wiaux et C. Chanson, *The Lithium-ion battery – Service life parameters*, RECHARGE, Genève, 2013

[WID09] J. Widen et E. Wackelgard, *A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand*, Applied Energy, 87(6) :1880–1892, Juin 2009.

[WIN15] R. Winkelmann, A. Levermann, A. Ridgwell and K. Caldeira, *Combustion of available fossil fuel resources sufficient to eliminate the Antarctic Ice Sheet*, Science Advances, September 2015: Vol. 1, no. 8.

[WRI07] A. Wright, S. Firth, *The nature of domestic electricity-loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations*, Applied Energy, Volume 84, Issue 4, April 2007, Pages 389-403.

Y

[YAO05] R. Yao, K. Steemers, *A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK*, Energy and Buildings 37 (6) (2005) 663–671.

[YAQ11] L. Yaqi, H. Yaling, W. Weiwei, *Optimization of solar-powered Stirling heat engine with finite-time thermodynamics*, Renewable Energy, Volume 36, Issue 1, January 2011, Pages 421-427.

[YAZ15] K.Yazawa , E. A. Groll , T. S. Fisher , and A. Shakouri, High exergetic modified Brayton cycle with thermoelectric energy conversion, Proceeding of Microgen IV 2015 – The 4th international conference on micro generation, Tokyo, Japon, 2015.

Z

[ZAY11] C. Zayane, *Identification d'un modèle de comportement thermique de bâtiment à partir de sa courbe de charge*, Thèse de doctorat Mines Paristech, 2011.

[ZON03] H.A. Zondag, D.W. de Vries, W.G.J. van Helden, R.J.C. van Zolingen, A.A. van Steenhoven, *The yield of different combined PV-thermal collector designs*, Solar Energy, Volume 74, Issue 3, March 2003, Pages 253-269.

/// Annexe A : Modèle de l'Annexe 42 de l'AIE

A.1. Définition des volumes de contrôle

Le modèle semi-physique de l'Annexe 42 de l'AIE est basé sur des corrélations et est calibré avec des résultats d'essais. La stratégie de modélisation distingue le régime stationnaire du régime instationnaire à travers des modèles de type « boîte grise ». La modélisation proposée distingue trois volumes de contrôle (cf. Fig. A.1) :

- le volume de contrôle de la conversion d'énergie représentant le fluide de travail, les éléments mécaniques (piston) et l'alternateur,
- le volume de contrôle thermique représentant les masses thermiques agrégées au niveau du moteur (moteur, échangeurs de chaleur, etc.),
- le volume de contrôle qui représente l'eau de refroidissement circulant à travers le dispositif et les éléments de l'échangeur de chaleur en contact thermique immédiat.

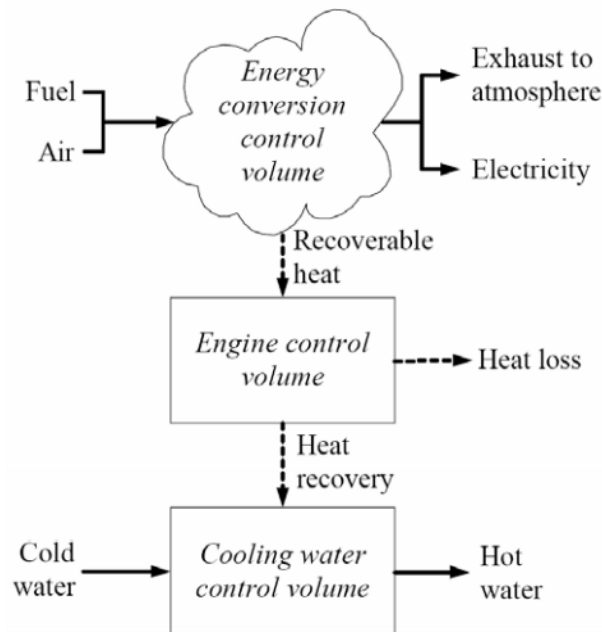


Fig. A.1 – Volumes de contrôle du modèle de l'Annexe 42 [BEA07].

A.2. Régime stationnaire

Le régime stationnaire est modélisé en considérant un bilan d'énergie sur chaque volume de contrôle :

$$\dot{H}_{fuel} + \dot{H}_{air} = P_{net,ss} + \dot{Q}_{gen,ss} + \dot{H}_{exh} \quad (A.1)$$

Le modèle ne cherche pas à caractériser chaque terme de l'équation A.1 mais établit des corrélations entre les flux en entrée et en sortie du système :

$$P_{net,ss} = \eta_{él} \dot{Q}_{gross} \quad (A.2)$$

$$\dot{Q}_{gen,ss} = \eta_{th} \dot{Q}_{gross} \quad (A.3)$$

Avec :

$$\dot{Q}_{gross} = \dot{m}_{fuel} PCI \quad (A.4)$$

Enfin, les rendements thermique et électrique à charge partielle sont modélisés par des corrélations à trois variables :

$$\eta_{él} = f(\dot{m}_{cw}, T_{cw,i}, P_{net,ss}) \quad (A.5)$$

$$\eta_{th} = f(\dot{m}_{cw}, T_{cw,i}, P_{net,ss}) \quad (A.6)$$

Les auteurs proposent l'utilisation d'une « carte de performance » où ces deux corrélations correspondent à des polynômes à trois variables tronqués à l'ordre 2 impliquant l'établissement de 54 paramètres :

$$\begin{aligned} \eta_{él} = & a_0 + a_1 P_{net,ss}^2 + a_2 P_{net,ss} + a_3 \dot{m}_{cw}^2 + a_4 \dot{m}_{cw} + a_5 T_{cw,i}^2 + a_6 T_{cw,i} \\ & + a_7 P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw}^2 + a_8 P_{net,ss} \dot{m}_{cw}^2 + a_9 P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} + a_{10} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} \\ & + a_{11} P_{net,ss}^2 T_{cw,i}^2 + a_{12} P_{net,ss} T_{cw,i}^2 + a_{13} P_{net,ss} T_{cw,i}^2 + a_{14} P_{net,ss}^2 T_{cw,i} \\ & + a_{15} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 + a_{16} \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + a_{17} \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + a_{18} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i} \\ & + a_{19} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 + a_{20} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i} \\ & + a_{21} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + a_{22} P_{net,ss} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 \\ & + a_{23} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + a_{24} P_{net,ss} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 \\ & + a_{25} P_{net,ss} \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + a_{26} P_{net,ss} \dot{m}_{cw} T_{cw,i} \end{aligned} \quad (A.7)$$

$$\begin{aligned} \eta_{th} = & b_0 + b_1 P_{net,ss}^2 + b_2 P_{net,ss} + b_3 \dot{m}_{cw}^2 + b_4 \dot{m}_{cw} + b_5 T_{cw,i}^2 + b_6 T_{cw,i} \\ & + b_7 P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw}^2 + b_8 P_{net,ss} \dot{m}_{cw}^2 + b_9 P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} + b_{10} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} \\ & + b_{11} P_{net,ss}^2 T_{cw,i}^2 + b_{12} P_{net,ss} T_{cw,i}^2 + b_{13} P_{net,ss} T_{cw,i}^2 + b_{14} P_{net,ss}^2 T_{cw,i} \\ & + b_{15} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 + b_{16} \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + b_{17} \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + b_{18} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i} \\ & + b_{19} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 + b_{20} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i} \\ & + b_{21} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + b_{22} P_{net,ss} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 \\ & + b_{23} P_{net,ss}^2 \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + b_{24} P_{net,ss} \dot{m}_{cw}^2 T_{cw,i}^2 \\ & + b_{25} P_{net,ss} \dot{m}_{cw} T_{cw,i}^2 + b_{26} P_{net,ss} \dot{m}_{cw} T_{cw,i} \end{aligned} \quad (A.8)$$

Les coefficients (a_0 - a_{26}) et (b_0 - b_{26}) sont à déterminer de manière empirique en fonction de résultats expérimentaux. Une procédure d'optimisation est proposée de manière à choisir des coefficients tels que l'écart entre les grandeurs mesurées expérimentalement et le modèle soit le plus faible possible. Cette procédure est donc lourde et ne garantit pas l'unicité de la solution.

A.3. Régime instationnaire

Les auteurs distinguent trois phases instationnaires :

- veille (ou arrêt),
- préchauffage,
- refroidissement.

En régime instationnaire, le modèle considère une unique capacité thermique globale pour chaque volume de contrôle incluant les capacités thermiques élémentaires de chaque composant (fluide de travail, échangeur de chaleur, bloc moteur, *etc.*). Le modèle introduit également dans le bilan d'enthalpie la notion de température de moteur moyenne T_{eng} :

$$[MC]_{eng} \frac{dT_{eng}}{dt} = \dot{Q}_{gen,ss} - \dot{Q}_{HX} - \dot{Q}_{skin-loss} \quad (A.9)$$

$$[MC]_{cw} \frac{dT_{cw,o}}{dt} = [\dot{m}c_p]_{cw} (T_{cw,i} - T_{cw,o}) + \dot{Q}_{HX} \quad (A.10)$$

Le flux de chaleur cédé au circuit de refroidissement ainsi que les pertes de chaleur par transmission avec l'ambiance sont calculés à l'aide d'un coefficient d'échange thermique global UA_{loss} :

$$\dot{Q}_{HX} = UA_{HX}(T_{eng} - T_{cw,o}) \quad (A.11)$$

$$\dot{Q}_{skin-loss} = UA_{loss}(T_{eng} - T_a) \quad (A.12)$$

///Annexe B : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur Hybris Power

B.1. Architecture d'acquisition et de traitement des données

Le micro cogénérateur fournit des données internes (températures, pression, *etc.*) par le logiciel **Recom**. L'analyseur de combustion transfère ses données via une carte micro SD. Un système d'acquisition a été mis en œuvre par six cartes d'acquisition de type **T2RN** du fabricant **AOIP** intégrées dans une armoire électrique. Celles-ci servent à l'acquisition des débits d'eau de refroidissement (circuits primaire, secondaire et ECS), des températures de l'eau de refroidissement et des quatre températures aux bornes du ballon tampon. Un régulateur numérique de type PID **IQ3XCITE** du fabricant **TREND** régule la température de retour de l'eau de refroidissement. Un convertisseur port série/Modbus (**Interface RS232/RS485**) de **Socomec** permet de récupérer les données du compteur électrique **Diris A20 de Socomec**. La figure B.1 présente l'architecture d'acquisition. Le logiciel **Visulog** d'**AOIP** a été utilisé pour réaliser l'interface et pour traiter toutes les données.

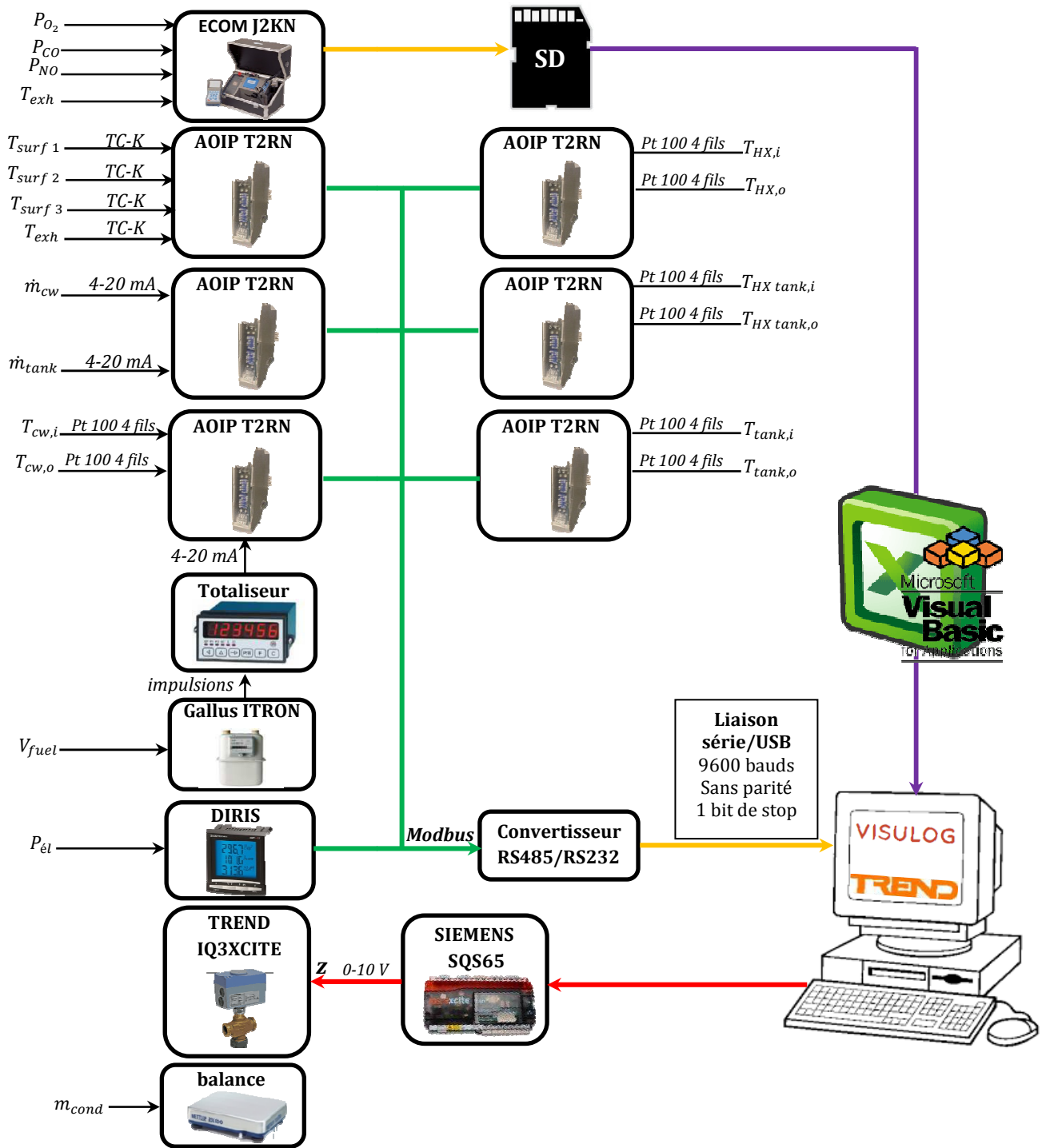


Fig. B.1 - Architecture d'acquisition et de traitement des données vers Labview.

B.2. Analyse d'incertitude

B.2.1. Puissance combustible

L'incertitude relative composée de la puissance combustible est calculée suivant les deux termes intervenant dans son calcul (cf. Eq. B.1) :

$$\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta \dot{V}_{fuel}}{\dot{V}_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta PCS}{PCS}\right)^2} \quad (B.1)$$

Soit t le temps et Δt la durée d'un essai, les équations B.2 et B.3 donnent le débit-volume moyen de gaz sur la durée de l'essai et l'incertitude de mesure du débit-volume (en négligeant l'incertitude sur le temps) :

$$\dot{V}_{fuel} = \frac{V_{fuel}(t + \Delta t) - V_{fuel}(t)}{\Delta t} \quad (B.2)$$

$$\frac{\Delta \dot{V}_{fuel}}{\dot{V}_{fuel}} = \frac{2\Delta V_{fuel}}{V_{fuel}(t + \Delta t) - V_{fuel}(t)} \quad (B.3)$$

Le dispositif de mesure du volume de gaz est un compteur volumétrique à diaphragme **Gallus** du fabricant **Itron** respectant la norme EN 1359. L'incertitude maximale sur le débit volume est donc :

$$\begin{cases} \dot{V}_{fuel}^{min} \leq \dot{V}_{fuel} \leq 0,1\dot{V}_{fuel}^{max} & : \quad \Delta V_{fuel} = 0,03 V_{fuel} \\ 0,1\dot{V}_{fuel}^{max} \leq \dot{V}_{fuel} \leq \dot{V}_{fuel}^{max} & : \quad \Delta V_{fuel} = 0,015 V_{fuel} \end{cases} \quad (B.4)$$

Pour le compteur gaz (modèle **G1.6**) : $\dot{V}_{fuel}^{min} = 0,016 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ et $\dot{V}_{fuel}^{max} = 2,5 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$. Les essais ont toujours été effectués à un débit-volume supérieur ou égal à $8 \text{ l} \cdot \text{min}^{-1}$ (soit $0,48 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$). Le PCS du gaz étant donné aux CNTP ($T_0 = 273 \text{ K}$ et $p_0 = 101\,325 \text{ Pa}$), ce débit-volume est converti aux conditions effectives de température et de pression (CETP) par la loi des gaz parfaits (cf. Eq. B.5 à B.7) de manière à obtenir la puissance combustible réelle.

$$p_{fuel} V_{fuel} = nRT_{fuel} \quad (B.5)$$

$$nR = \frac{p_{fuel} V_{fuel}}{T_{fuel}} = \frac{p_0 V_{fuel}^{CNTP}}{T_0} \quad (B.6)$$

D'où :

$$V_{fuel}^{CNTP} = \frac{p_{fuel}}{p_0} \frac{T_0}{T_{fuel}} V_{fuel} \quad (B.7)$$

L'incertitude totale sur la mesure du volume de gaz (ou du débit-volume de gaz) s'écrit alors :

$$\frac{\Delta V_{fuel}^{CNTP}}{V_{fuel}^{CNTP}} = \frac{\Delta p_{fuel}}{p_{fuel}} + \frac{\Delta T_{fuel}}{T_{fuel}} + \frac{\Delta V_{fuel}}{V_{fuel}} \quad (B.8)$$

La pression se relève manuellement sur un manomètre. Cette pression correspond à la pression de service réglementaire à 20 mbar soit : $p_{fuel} = 103\,225 \text{ Pa}$ avec une précision de lecture de l'ordre de $\Delta p_{fuel} = 100 \text{ Pa}$. La température du gaz n'est pas mesurée en continu. Celle-ci peut varier lors d'un même essai ou d'un essai à un autre en raison de la variation de température ambiante et des conditions extérieures. L'hypothèse suivante a été prise : $15 \text{ }^\circ\text{C} \leq T_{fuel} \leq 25 \text{ }^\circ\text{C}$ soit : $\Delta T_{fuel} = 5 \text{ K}$. Il existe également une incertitude de mesure dite de lecture : $\Delta V_{fuel}^{lect} = 0,01 \text{ m}^3$. L'incertitude globale s'écrit donc finalement :

$$\frac{\Delta V_{fuel}^{CNTP}}{V_{fuel}^{CNTP}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta p_{fuel}}{p_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta T_{fuel}}{T_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{fuel}}{V_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{fuel}^{lect}}{V_{fuel}^{lect}}\right)^2} \quad (B.9)$$

L'incertitude totale sur P_{fuel} s'écrit alors :

$$\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}} = \sqrt{2 \left[\left(\frac{\Delta p_{fuel}}{p_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta T_{fuel}}{T_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{fuel}}{V_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta V_{fuel}^{lect}}{V_{fuel}^{lect}}\right)^2 \right] + \left(\frac{\Delta PCS}{PCS}\right)^2} \quad (B.10)$$

En considérant un débit-volume nominal de gaz : $\dot{V}_{fuel}^{nom} = 10 \text{ l. min}^{-1}$, l'incertitude de mesure sur la puissance du combustible s'exprime :

$$\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}} = \sqrt{2 \left[\left(\frac{100}{103225}\right)^2 + \left(\frac{5}{293}\right)^2 + (0,015)^2 + \left(\frac{0,01}{\dot{V}_{fuel}^{nom} \cdot t}\right)^2 \right] + \left(\frac{0,128}{11,35}\right)^2} \quad (B.11)$$

Le choix d'une durée d'essai permet de minimiser l'incertitude sur la puissance combustible : un essai d'au moins 2 h permet de limiter l'incertitude relative globale à 3 %.

B.2.2. Puissance thermique

Les incertitudes sur la masse volumique et sur la chaleur spécifique sont négligées. Soit ΔT l'incertitude sur la mesure de température. L'incertitude composée sur la puissance thermique est donnée par l'équation B.12 suivante :

$$\frac{\dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta \dot{V}_{cw}}{\dot{V}_{cw}}\right)^2 + \left(2 \frac{\Delta T}{T_{cw,o} - T_{cw,i}}\right)^2} \quad (B.12)$$

Le débitmètre choisi est un débitmètre volumétrique à ailettes de marque **Bürkert (M12)**. La précision de cet appareil est fournie dans les données du constructeur, à savoir 0,5 % de l'échelle de mesure (E.M.) (débit correspondant à une vitesse de passage de 10 m.s⁻¹, soit 30,2 l.mn⁻¹ ici) à laquelle s'ajoute 2,5 % de la valeur courante :

$$\Delta \dot{V}_{cw} = 0,005 \dot{V}_{cw} (E. M.) + 0,025 \dot{V}_{cw} = 0,005 \cdot 30,2 + 0,025 \dot{V}_{cw} = 0,15 + 0,025 \dot{V}_{cw} \quad (B.13)$$

Les capteurs de températures mis en place sont des sondes Pt 100 de classe B branchées sur 4 fils de manière à s'affranchir de la résistance des câbles. L'incertitude est donnée par la norme internationale CEI 751 : 0,05 % de la mesure de la température $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Ainsi, l'incertitude absolue sur la valeur de température transmise T est déterminée par :

$$\Delta T = 0,2 + 0,0005 \cdot T \quad (B.14)$$

Au final, l'incertitude globale sur la puissance thermique s'écrit selon l'équation B.15 :

$$\frac{\dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}} = \sqrt{\left(\frac{0,15 + 0,025 \dot{V}_{cw}}{\dot{V}_{cw}}\right)^2 + \left(\frac{0,2 + 0,0005 \cdot T_{cw,o}}{T_{cw,o} - T_{cw,i}} + \frac{0,2 + 0,0005 \cdot T_{cw,i}}{T_{cw,o} - T_{cw,i}}\right)^2} \quad (B.15)$$

Le débit-volume et les températures vont être des paramètres variables au cours des essais. Un récapitulatif des incertitudes est donc réalisé sur l'ensemble du spectre des essais sur le tableau B.1. La zone en rouge correspond à une configuration d'essai conduisant à une température de départ vers le circuit de chauffage (ou de sortie du système) trop élevée ($T_{cw,o} > 100 \text{ }^\circ\text{C}$).

Tab. B.1 – Incertitude de mesure sur la puissance thermique en fonction des conditions d'essais.

PLR = 100 %	$T_{cw,i}$ [°C]						
\dot{V}_{cw} [l.mn ⁻¹]	30	35	40	45	50	55	60
2	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
4	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
6	6,1 (min)	6,1	6,1	6,1	6,2	6,2	6,2
8	6,3	6,4	6,4	6,4	6,5	6,5	6,6
10	7,0	7,0	7,1	7,1	7,2	7,2	7,3
12	7,8	7,9	7,9	8,0	8,1	8,1	8,2
14	8,7	8,8	8,9	9,0	9,1	9,1	9,2
16	9,7	9,8	9,9	10,0	10,1	10,2	10,3
18	10,8	10,9	11,0	11,1	11,2	11,3	11,4
20	11,8	11,9	12,1	12,2	12,3	12,4	12,6
22	12,9	13,0	13,2	13,3	13,4	13,6	13,7 (max)

B.2.3. Puissance latente de condensation

Les incertitudes sur la valeur de la chaleur latente de vaporisation et sur le temps sont négligées. L'incertitude totale ne porte donc que sur la mesure de la masse :

$$\frac{\Delta P_{cond}}{P_{cond}} = \frac{\Delta m_{cond}}{m_{cond}} \quad (B.16)$$

La balance étant précise à ± 1 g, des essais à durées variables ont été menés de manière à obtenir au moins 100 g de condensats et donc une incertitude de mesure inférieure à 1 %.

B.2.4. Rendements et ratio caractéristique de puissance

Les incertitudes composées sur les rendements électrique, thermique et global ainsi que sur le ratio caractéristique de puissance dépendent de l'incertitude des trois termes précédents (cf. Eq. B.17 à B.20) :

$$\frac{\Delta \eta_{él}}{\eta_{él}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta P_{él}}{P_{él}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}}\right)^2} = \sqrt{0,005^2 + 0,03^2} = 3,0 \% \quad (B.17)$$

$$\frac{\Delta \eta_{th}}{\eta_{th}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta \dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{\Delta \dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2 + 0,03^2} \quad (B.18)$$

$$\frac{\Delta \eta_g}{\eta_g} = \sqrt{\frac{\Delta P_{él}^2 + \Delta \dot{Q}_{HX}^2}{(P_{él} + \dot{Q}_{HX})^2} + \left(\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}}\right)^2} = \sqrt{\frac{\Delta P_{él}^2 + \Delta \dot{Q}_{HX}^2}{(P_{él} + \dot{Q}_{HX})^2} + 0,03^2} \quad (B.19)$$

$$\frac{\Delta \sigma}{\sigma} = \sqrt{\left(\frac{\Delta P_{él}}{P_{él}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2} = \sqrt{0,005^2 + \left(\frac{\Delta \dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2} \quad (B.20)$$

///Annexe C : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur gaz

C.1. Stratégie de modélisation des phases instationnaires

C.1.1. Phase de démarrage

L'approche de modélisation de la phase de démarrage est décrite sur la figure C.1.

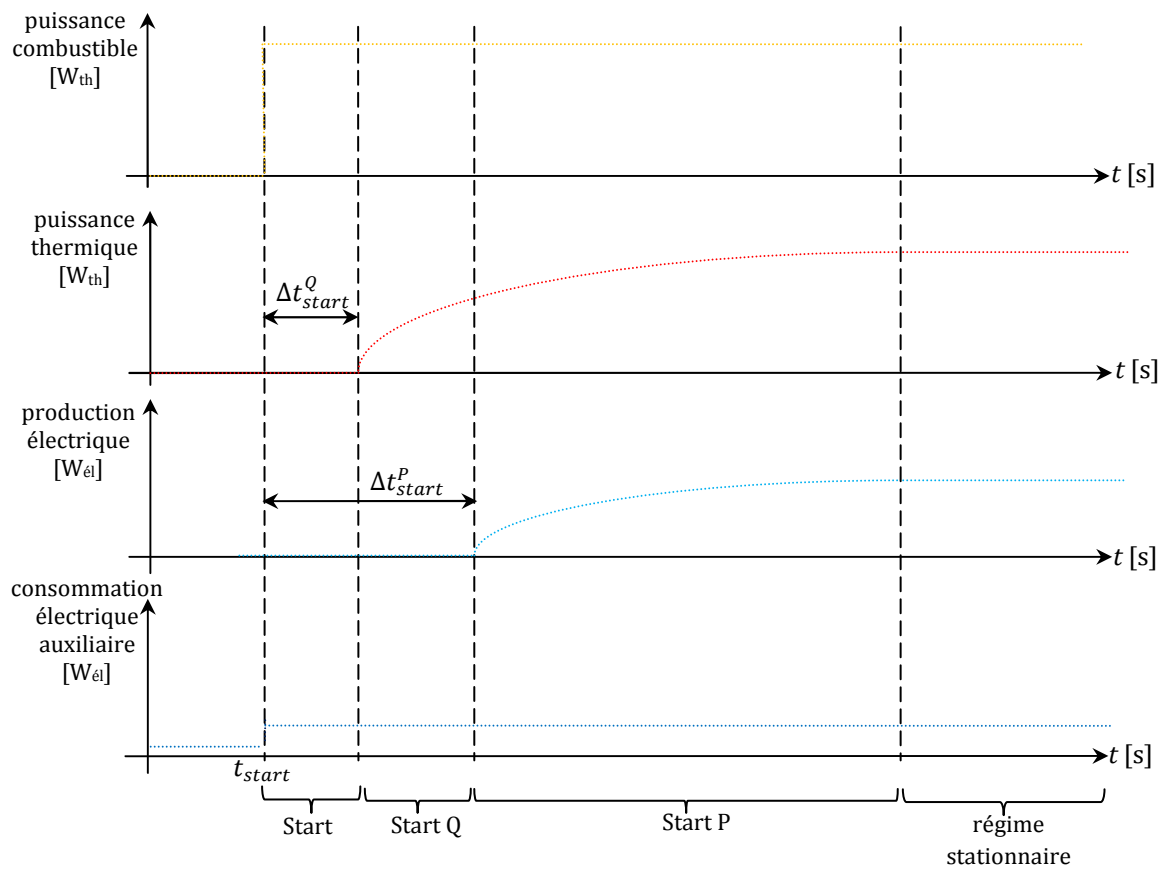


Fig. C.1 – Schématisation de la phase de démarrage.

C.1.2. Phase de refroidissement

L'approche de modélisation de la phase de refroidissement est décrite sur la figure C.2.

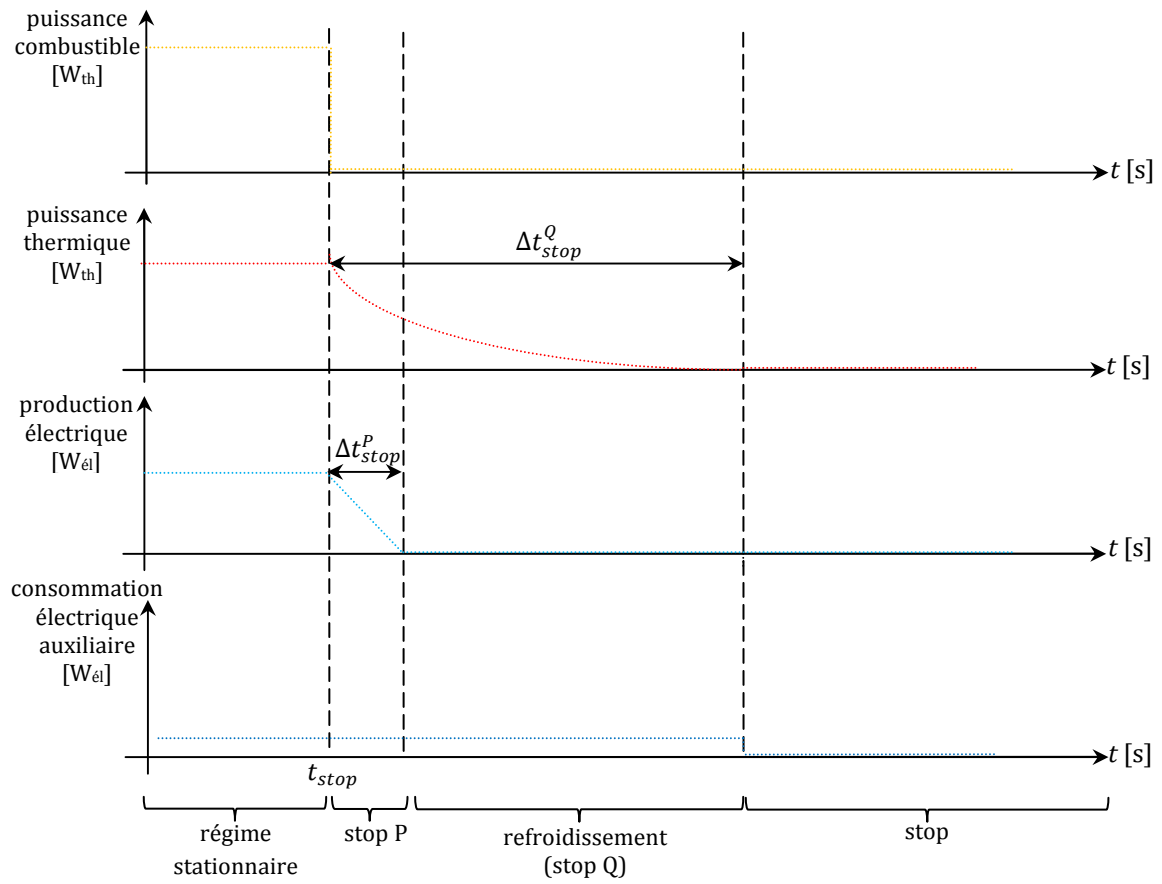


Fig. C.2 – Schématisation de la phase de refroidissement.

C.2. Paramètres des modèles numériques

C.2.1. Paramètres du modèle du moteur Stirling

Le tableau C.1 récapitule les 28 paramètres du modèle numérique du moteur Stirling avec leurs valeurs numériques.

Tab. C.1 - Paramètres du modèle du moteur Stirling.

Régime stationnaire				Régime instationnaire		
Paramètre	Valeur	Unité		Paramètre	Valeur	Unité
1	\dot{m}_{cw}^{nom}	16	kg.mn ⁻¹	21	τ_{start}^Q	400 s
2	$T_{cw,i}^{nom}$	30	°C	22	τ_{start}^P	75 s
3	p_{fuel}^{nom}	6 640	W _{th}	23	Δt_{start}^Q	45 s
4	\dot{Q}_{HX}^{nom}	5 315	W _{th}	24	Δt_{start}^P	75 s
5	p_{gross}^{nom}	864	W _{él}	25	τ_{stop}^Q	250 s
6	$P_{electro}$	4	W _{él}	26	Δt_{stop}^Q	750 s
7	P_{aux}	40	W _{él}	27	Δt_{stop}^P	85 s
8	a	12,35	W _{th} .K ⁻¹	28	$[MC]_{int}$	12 350 J.K ⁻¹
9	b	-27,44	W _{th} .(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
10	c	-1,43	W _{th} .K ⁻¹			
11	d	8,62	W _{th} .(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
12	e	-2,16	W _{él} .K ⁻¹			
13	f	0,73	W _{él} .(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
14	T_{exh}^{nom}	38,8	°C			
15	g	0,91	-			
16	h	-0,31	°C.(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
17	\dot{m}_{cond}^{nom}	2,16 E ⁻⁴	kg.s ⁻¹			
18	i	2,84 E ⁻⁶	J.kg ⁻¹ .°C ⁻¹			
19	j	-8,26 E ⁻⁶	J.kg ⁻¹ .(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
20	$[UA]_{loss}$	2,76	W _{th} .K ⁻¹			

C.2.2. Paramètres du modèle du générateur de chaleur auxiliaire

Le tableau C.2 récapitule les 22 paramètres du modèle numérique du générateur de chaleur auxiliaire avec leurs valeurs numériques.

Tab. C.2 - Paramètres du modèle du générateur de chaleur auxiliaire.

Régime stationnaire				Régime instationnaire		
Paramètre	Valeur	Unité		Paramètre	Valeur	Unité
1	\dot{m}_{cw}^{nom}	16	kg.mn ⁻¹	18	$\tau_{start\ aux}^Q$	450 s
2	$T_{cw,i}^{nom}$	30	°C	19	$\Delta t_{start\ aux}^Q$	45 s
3	$p_{fuel\ aux}^{nom}$	25 769	W _{th}	20	$\tau_{stop\ aux}^Q$	100 s
4	$\dot{Q}_{HX\ aux}^{nom}$	23 703	W _{th}	21	$\Delta t_{stop\ aux}^Q$	750 s
5	$P_{electro}$	4	W _{él}	22	$[MC]_{int}$	12 350 J.K ⁻¹
6	P_{aux}	60	W _{él}			
7	a'	-256,1	W _{th} .K ⁻¹			
8	b'	594,14	W _{th} .(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
9	c'	-236,2	W _{th} .K ⁻¹			
10	d'	629,88	W _{th} .(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
11	$T_{exh\ aux}^{nom}$	38,2	°C			
12	g'	0,68	-			
13	h'	0,08	°C.(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
14	$\dot{m}_{cond\ aux}^{nom}$	7,58 E ⁻⁴	kg.s ⁻¹			
15	i'	1,63 E ⁻⁵	J.kg ⁻¹ .°C ⁻¹			
16	j'	-3,37 E ⁻⁵	J.kg ⁻¹ .(kg.mn ⁻¹) ⁻¹			
17	$[UA]_{loss}$	2,76	W _{th} .K ⁻¹			

C.2.3. Paramètres du modèle simplifié du moteur Stirling

Le tableau C.3 récapitule les 17 paramètres du modèle numérique simplifié du moteur Stirling avec leurs valeurs numériques.

Tab. C.3 - Paramètres du modèle simplifié du moteur Stirling.

	Régime stationnaire			Régime instationnaire		
	Paramètre	Valeur	Unité	Paramètre	Valeur	Unité
1	\dot{m}_{cw}^{nom}	16	kg.mn ⁻¹	11	τ_{start}^Q	400 s
2	$T_{cw,i}^{nom}$	30	°C	12	τ_{start}^P	75 s
3	p_{fuel}^{nom}	6749	W _{th}	13	Δt_{start}^Q	45 s
4	\dot{Q}_{HX}^{nom}	5260	W _{th}	14	Δt_{start}^P	75 s
5	p_{gross}^{nom}	861	W _{él}	15	τ_{stop}^Q	250 s
6	$P_{electro}$	4	W _{él}	16	Δt_{stop}^Q	750 s
7	P_{aux}	40	W _{él}	17	Δt_{stop}^P	85 s
8	a	12,32	W _{th} .K ⁻¹			
9	e	-2,16	W _{él} .K ⁻¹			
10	ΔT	8	°C			

C.3. Architecture du modèle numérique

L'architecture détaillée du modèle numérique du moteur Stirling est donnée à la figure C.3 :

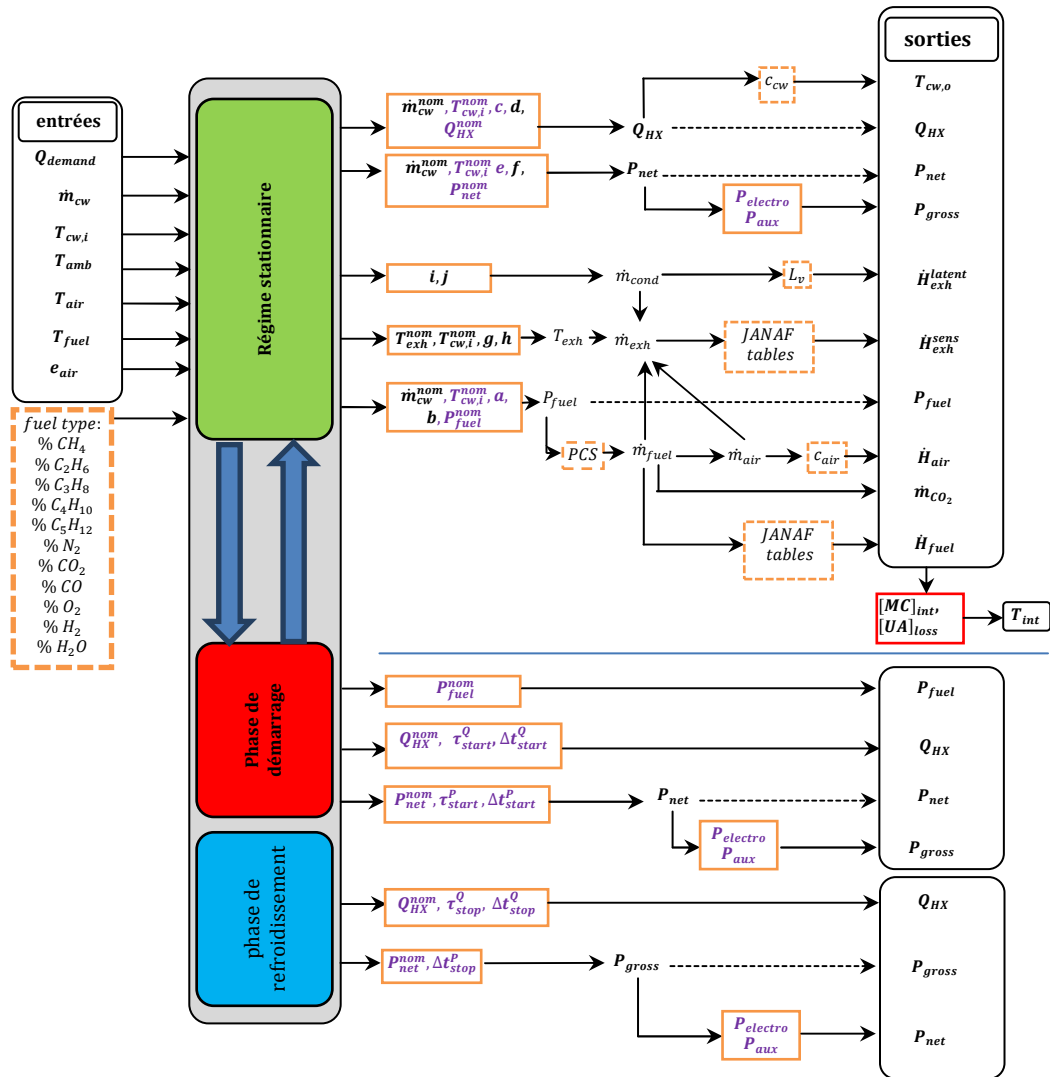


Fig. C.3 – Architecture de modélisation du micro cogénérateur gaz.

C.4. Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire

Les conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire sont présentées à la figure C.4.

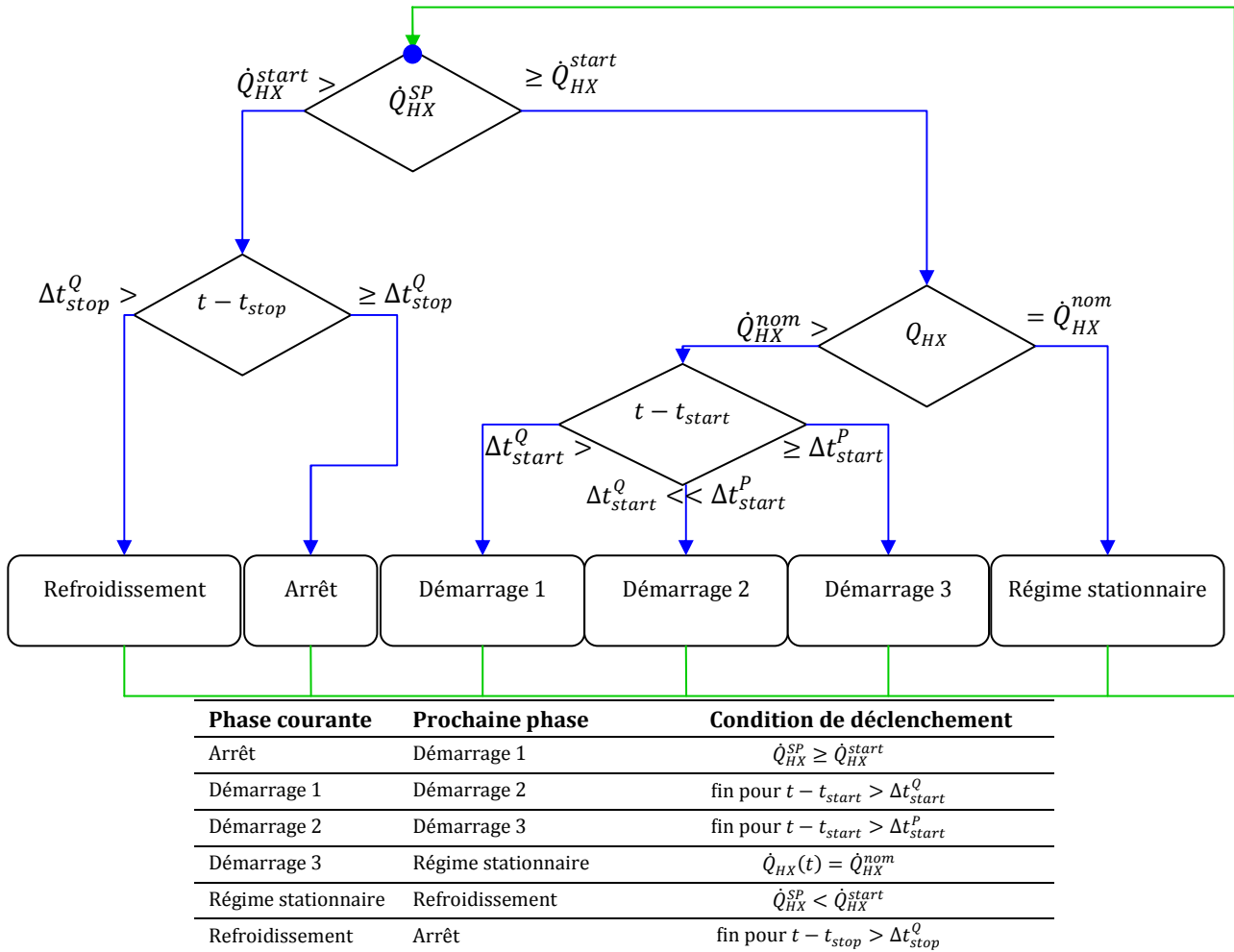


Fig. C.4 – Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire.

C.5. Composition chimique des combustibles gaz

Andlauer [AND11] donne la composition chimique moyenne de différents gaz naturels avec leur teneur volumique ainsi que les tables permettant le calcul du pouvoir comburivore, du pouvoir calorifique, et de la teneur en CO_2 et en H_2O dans les fumées :

Tab. C.4 - Composition physico-chimique des combustibles gaz usuels [AND11].

	Gaz de Lacq	Gaz de Fos	Mer du Nord	Russie	Groningue	M [g.mol ⁻¹]	PCS [kWh/(n)m ⁻³]	n_a [mol _{air} .mol _{gaz} ⁻¹]	CO_2 [mol _{CO2} .mol _{gaz} ⁻¹]	H_2O [mol _{H2O} .mol _{gaz} ⁻¹]
CH₄	97,3%	91,2%	88,2%	96,2%	83,5%	16	11,08	9,54	1	2
C₂H₆	2,1%	6,5%	5,4%	1,2%	3,6%	30	19,58	16,84	2	3
C₃H₈	0,2%	1,1%	1,2%	0,3%	0,7%	44	28,22	24,37	3	4
C₄H₁₀	0,1%	0,2%	0,4%	0,1%	0,2%	58	37,41	32,41	4	5
C₅H₁₂	0,0%	0,0%	0,2%	0,1%	0,1%	72	47,11	40,87	5	6
N₂	0,3%	1,0%	3,2%	1,8%	10,8%	28	0	0	0	0
CO₂	0,0%	0,0%	1,4%	0,3%	1,1%	44	0	0	1	0
CO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	28	3,51	2,38	1	0
H₂	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2	3,52	2,36	0	1
O₂	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	32	0	-4,77	0	0
H₂O	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	18	0	0	0	1

C.6. Tables de JANAF

Les tables de JANAF (cf. Tab. C.5) donnent les coefficients du polynôme d'ordre 5 selon la température (en K) qui calcule l'enthalpie spécifique H_i d'un composant i :

$$H_i(T) = R T \left(\alpha_1 + \frac{\alpha_2}{2} T + \frac{\alpha_3}{3} T^2 + \frac{\alpha_4}{4} T^3 + \frac{\alpha_5}{5} T^4 + \frac{\alpha_6}{T} \right) \quad (C.1)$$

Tab. C.5 – Tables de JANAF pour les réactifs et les produits de la combustion du gaz naturel [CHA98].

	α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6
CH₄	0,7787415	0,01747668	-2,78341.10 ⁻⁵	3,04971.10 ⁻⁸	-1,22393.10 ⁻¹¹	-9825,229
C₂H₆	1,4625388	0,015494667	5,78051.10 ⁻⁶	-1,25783.10 ⁻⁸	4,58627.10 ⁻¹²	-11239,176
C₃H₈	0,8969208	0,02668986	5,43143.10 ⁻⁶	-2,126.10 ⁻⁸	9,24333.10 ⁻¹²	-13954,918
C₄H₁₀	-2,256618	0,05881732	-4,52578.10 ⁻⁵	-2,03712.10 ⁻⁸	-4,07946.10 ⁻¹²	-17602,33
C₅H₁₂	1,877907	0,04121645	1,25323.10 ⁻⁵	-3,70154.10 ⁻⁸	1,52557.10 ⁻¹¹	-20038,15
N₂	3,298677	0,00140824	-3,96322.10 ⁻⁶	5,64152.10 ⁻⁹	-2,44485.10 ⁻¹²	-1020,8999
CO₂	2,275724	0,009922072	-1,04091.10 ⁻⁵	6,86669.10 ⁻⁹	-2,11728.10 ⁻¹²	-48373,14
CO	3,262451	0,001511941	-3,88176.10 ⁻⁶	5,58194.10 ⁻⁹	-2,47495.10 ⁻¹²	-14310,539
H₂	3,298124	0,000824944	-8,14302.10 ⁻⁷	-9,47543.10 ⁻¹¹	4,13487.10 ⁻¹³	-1012,5209
O₂	3,212936	0,001127486	-5,75615.10 ⁻⁷	1,31388.10 ⁻⁹	-8,76855.10 ⁻¹³	-1005,249
H₂O	3,386842	0,003474982	-6,3547.10 ⁻⁶	6,96858.10 ⁻⁹	-2,50659.10 ⁻¹²	-30208,11

C.7. Validation du modèle

C.7.1. Validation du régime stationnaire

Des essais de validation ont été réalisés. Le tableau C.6 donne les écarts relatifs obtenus entre les modèles numériques du moteur Stirling (modèle de base et modèle simplifié) et les résultats expérimentaux en régime stationnaire.

Tab. C.6 – Ecarts relatifs entre les modèles numériques du moteur Stirling et les résultats expérimentaux en régime stationnaire.

	$T_{cw,i}$ [°C]	29,8	40,2	50,1	60,0	29,9	40,4	50,2	60,0	29,8	40,5	50,3	59,9
	\dot{m}_{cw} [kg.s ⁻¹]	8,5	8,5	8,5	8,5	13,2	13,2	13,2	13,2	16	16	16	16
Modèle complet	P_{fuel}	-1,3%	-0,3%	-2,5%	3,2%	-0,1%	1,1%	-3,3%	0,3%	3,4%	-0,5%	-2,4%	0,4%
	\dot{Q}_{HX}	-3,1%	0,1%	2,8%	-0,6%	-1,2%	1,2%	0,9%	-1,6%	2,7%	-0,6%	-0,9%	-1,1%
	P_{gross}	0,6%	-0,9%	-1,1%	1,4%	1,1%	-0,8%	-1,2%	0,8%	0,7%	-0,1%	-1,2%	0,6%
	T_{exh}	-0,6%	-1,3%	-0,9%	3,4%	4,9%	1,6%	-2,4%	1,7%	1,3%	3,4%	-0,9%	1,2%
Modèle simplifié	P_{fuel}	-2,7%	-1,7%	-3,9%	1,8%	0,4%	1,6%	-2,9%	0,8%	5,1%	1,1%	-0,9%	2,0%
	\dot{Q}_{HX}	-2,9%	0,5%	3,5%	0,5%	-1,8%	0,9%	0,9%	-1,4%	1,7%	-1,4%	-1,4%	-1,3%
	P_{gross}	0,9%	-0,6%	-0,8%	1,7%	1,0%	-0,9%	-1,3%	0,7%	0,4%	-0,5%	-1,5%	0,2%
	T_{exh}	-8,3%	-5,6%	-3,2%	2,7%	0,4%	0,0%	-2,2%	3,3%	-0,9%	3,6%	0,9%	4,0%

Le tableau C.7 donne les écarts relatifs obtenus entre les modèles numériques du générateur de chaleur auxiliaire et les résultats expérimentaux en régime stationnaire.

Tab. C.7 – Ecarts relatifs entre les modèles numériques et les résultats expérimentaux du générateur de chaleur auxiliaire en régime stationnaire.

	$T_{cw,i}$ [°C]	29,9	40	49,7	59,1	29,9	40,2	50,3	61,1	29,8	39,9	50,4	57,4
	\dot{m}_{cw} [kg.s ⁻¹]	12	12	12	12	17	17	17	17	22	22	22	22
Modèle de base	$P_{fuel\ aux}$	5,9%	-3,8	18,6%	16,3%	-1,5%	-4,9%	-9,3%	4,9%	7,6%	1,6%	-5,3%	-5,1%
	$\dot{Q}_{HX\ aux}$	0,3%	-8,8%	11,6%	5,4%	-1,1%	-1,4%	0,5%	2,6%	5,5%	1,0%	-2,4%	-7,7%
	$T_{exh\ aux}$	2,5%	0,4%	-6,9%	2,8%	1,7%	-3,4%	-5,6%	3,4%	2,9%	-2,3%	-5,4%	5,9%

C.7.2. Validation du régime stationnaire

Des essais de validation dynamiques ont été réalisés. Le tableau C.8 donne les écarts relatifs obtenus entre le modèle numérique du moteur Stirling et les résultats expérimentaux en régime instationnaire.

Tab. C.8 – Écarts relatifs entre le modèle numérique du moteur Stirling et les résultats expérimentaux en régime instationnaire.

		T_{cwi} [°C]	29,8	40,2	50,1	60,0	29,9	40,4	50,2	60,0	29,8	40,5	50,3	59,9
		\dot{m}_{cw} [kg.s ⁻¹]	8,5	8,5	8,5	8,5	13,5	13,5	13,5	13,5	16	16	16	16
start	\dot{Q}_{HX}		12,0%	-10,3%	-9,2%	13,3%	-12,3%	-12,4%	8,7%	9,2%	-9,2%	10,0%	-7,3%	-6,3%
	P_{gross}		0,9%	-0,6%	1,1%	0,8%	-1,8%	1,1%	-2,0%	1,3%	-1,5%	0,4%	-1,0%	-0,3%
stop	\dot{Q}_{HX}		1,2%	2,1%	3,2%	-1,2%	-1,8%	4,1%	-1,3%	2,0%	3,4%	1,1%	-2,7%	0,9%
	P_{gross}		5,3%	4,2%	-2,3%	3,7%	-1,0%	2,0%	-4,2%	1,7%	-6,1%	-2,1%	5,0%	2,4%

Le tableau C.9 donne les écarts relatifs obtenus entre le modèle numérique du générateur de chaleur auxiliaire et les résultats expérimentaux en régime instationnaire.

Tab. C.9 – Écarts relatifs entre le modèle numérique du générateur de chaleur auxiliaire et les résultats expérimentaux en régime instationnaire.

		T_{cwi} [°C]	29,8	40,2	50,1	60,0	29,9	40,4	50,2	60,0	29,8	40,5	50,3	59,9
		\dot{m}_{cw} [kg.s ⁻¹]	12	12	12	12	17	17	17	17	22	22	22	22
start	$\dot{Q}_{HX\ aux}$		-8,2%	1,2%	2,7%	-5,0%	5,1%	-7,6%	3,0%	-5,8%	2,8%	-9,7%	-4,1%	5,6%
stop	$\dot{Q}_{HX\ aux}$		6,6%	9,2%	-2,1%	2,2%	-11,9%	4,2%	-7,0%	4,6%	-6,0%	7,2%	-1,1%	7,0%

///Annexe D : Protocole expérimental sur le micro cogénérateur BisON

D.1. Architecture d'acquisition et de traitement des données

Le micro cogénérateur fournit des données internes (températures, pression, *etc.*) par le logiciel **Ospell**. L'analyseur de combustion transfère ses données via une carte micro SD. Un système d'acquisition et de commande a été mis en œuvre par une centrale d'acquisition déportée **Compaq DAC 9271** de **National Instrument**. Celle-ci a été munie de cartes d'acquisition pour les débits d'eau de refroidissement (**NI 9219**), les températures de l'eau de refroidissement/de chauffage (**NI 9217**), les quatre températures du ballon (**NI 9217**) et d'une carte d'émission de sorties analogiques pour la commande de la vanne 2 voies (**NI 9263**). Un convertisseur USB/RS232 (**USB-232/4**) permet de récupérer les données de la balance numérique ainsi que du convertisseur port série/Modbus (**Interface RS232/RS485**) de **Socomec**. Ce dernier traite les données provenant des compteurs électriques **Diris A20** de **Socomec**. La figure D.1 présente l'architecture d'acquisition. Le logiciel **Labview** de **National Instrument** a été utilisé pour réaliser l'interface et pour traiter toutes les données. La régulation de la vanne 2 voies est réalisée par un régulateur PID numérique sous **Labview**.

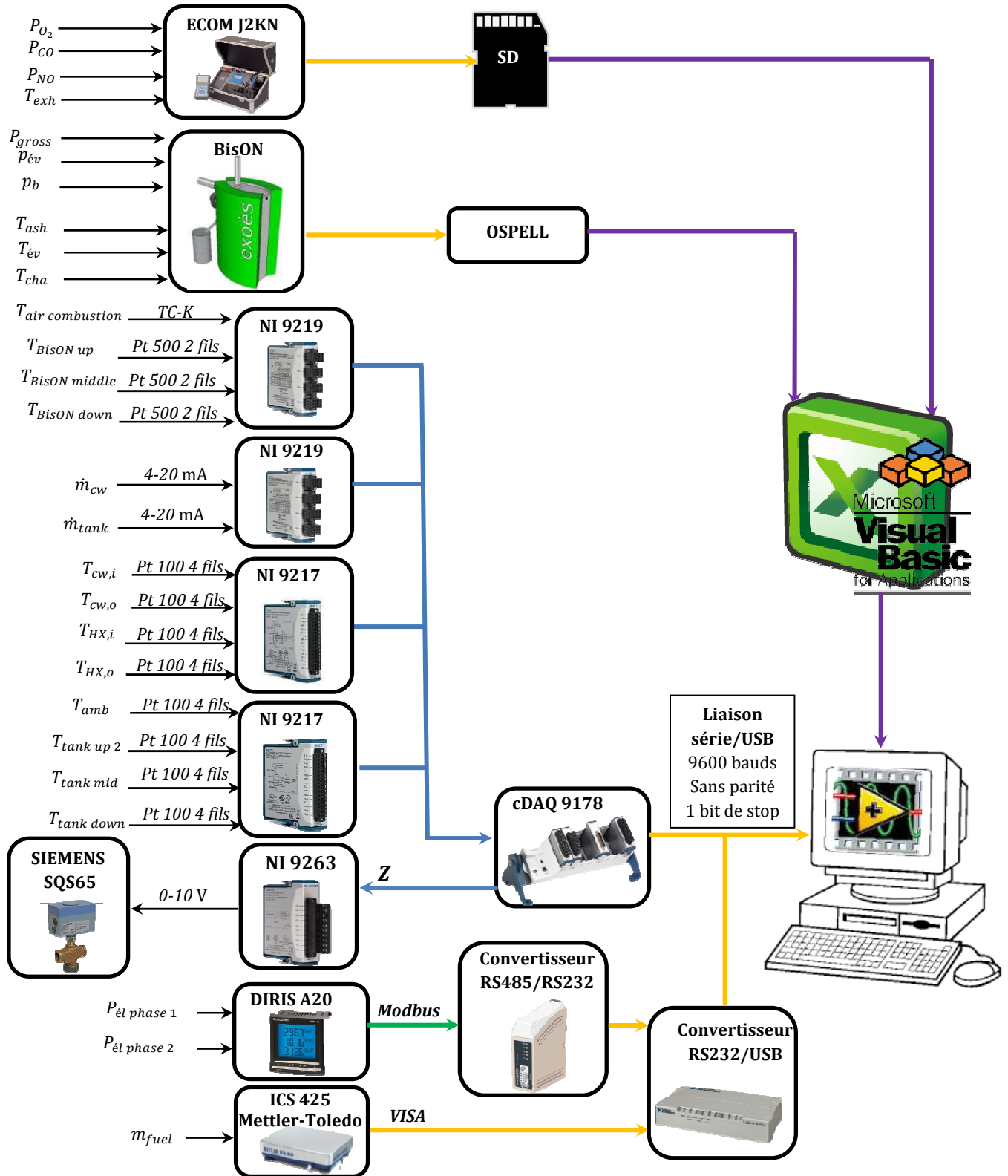


Fig. D.1 - Architecture d'acquisition et de traitement des données vers Labview.

D.2. Analyse d'incertitudes

D.2.1. Puissance combustible

L'incertitude relative composée de la puissance combustible est calculée suivant les deux termes intervenant dans son calcul (cf. Eq. D.1) :

$$\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta \dot{m}_{fuel}}{\dot{m}_{fuel}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta PCI}{PCI}\right)^2} \quad (D.1)$$

Soit t le temps et Δt la durée d'un essai, les équations D.2 et D.3 donnent le débit-masse moyen de combustible biomasse sur la durée de l'essai et l'incertitude de mesure du débit-masse (en négligeant l'incertitude sur le temps) :

$$\dot{m}_{fuel} = \frac{m_{fuel}(t + \Delta t) - m_{fuel}(t)}{\Delta t} \quad (D.2)$$

$$\frac{\Delta \dot{m}_{fuel}}{\dot{m}_{fuel}} = 2 \frac{\Delta m_{fuel}}{m_{fuel}(t + \Delta t) - m_{fuel}(t)} \quad (D.3)$$

L'incertitude absolue Δm_{fuel} somme l'incertitude liée au dispositif de mesure et le bruit de mesure :

$$\Delta m_{fuel} = \Delta m_{fuel}^{bal} + \Delta m_{fuel}^{bruit} = 10 + 51 = 61 \text{ g} \quad (D.4)$$

L'incertitude totale relative sur P_{fuel} s'écrit alors :

$$\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}} = \sqrt{\left(\frac{2(\Delta m_{fuel}^{bal} + \Delta m_{fuel}^{bruit})}{m_{fuel}(t + \Delta t) - m_{fuel}(t)}\right)^2 + \left(\frac{\Delta PCI}{PCI}\right)^2} \quad (D.5)$$

En première approximation, le débit-masse de combustible est considéré proportionnel au taux de charge PLR en utilisant le débit nominal \dot{m}_{fuel}^{nom} tel que :

$$\dot{m}_{fuel}^{nom} = \frac{P_{BisON}^{nom}}{PCI} = \frac{18\,000}{5,05 \cdot 1000 \cdot 3600} = 0,001 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1} = 1 \text{ g} \cdot \text{s}^{-1} \quad (D.6)$$

et

$$m_{fuel}(t + \Delta t) - m_{fuel}(t) = PLR \dot{m}_{fuel}^{nom} \Delta t \quad (D.7)$$

D'où :

$$\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}} = \sqrt{\left(\frac{2 \Delta m_{fuel}}{PLR \dot{m}_{fuel}^{nom} \Delta t}\right)^2 + \left(\frac{\Delta PCI}{PCI}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 61}{PLR \cdot 1 \cdot \Delta t}\right)^2 + \left(\frac{0,15}{5,05}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{122}{PLR \cdot \Delta t}\right)^2 + 8,82E^{-4}} \quad (D.8)$$

Le choix d'une durée d'essai permet de minimiser l'incertitude sur la puissance combustible. Le tableau D.1 donne les durées minimum d'essais à respecter en fonction du taux de charge PLR pour assurer une incertitude relative globale maximum de 3 % :

Tab. D.1 – Temps d'essai en régime stationnaire pour obtenir une incertitude de mesure de 3 %.

PLR [%]	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Temps d'essai minimum $\left(\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}} < 3\%\right)$ [h]	17	17	13	10	9	7	7	6	5

D.2.2. Puissance thermique

L'incertitude sur la masse volumique et sur la chaleur spécifique sont négligées. Soit ΔT l'incertitude sur la mesure de température. L'incertitude composée sur la puissance thermique est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta \dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta \dot{V}_{cw}}{\dot{V}_{cw}}\right)^2 + \left(2 \frac{\Delta T}{T_{cw,o} - T_{cw,i}}\right)^2} \quad (D.9)$$

Le débitmètre choisi est un débitmètre volumétrique à ailettes de marque **Bürkert (M12)**. La précision de cet appareil est donnée dans les données du constructeur, à savoir 0,5 % de l'échelle de mesure (E.M.) (débit correspondant à une vitesse de passage de 10 m.s⁻¹, soit 30,2 l.mn⁻¹) à laquelle s'ajoute 2,5 % de la valeur courante :

$$\Delta \dot{V}_{cw} = 0,005 \dot{V}_{cw} (E.M.) + 0,025 \dot{V}_{cw} = 0,005 \cdot 30,2 + 0,025 \dot{V}_{cw} = 0,15 + 0,025 \dot{V}_{cw} \quad (D.10)$$

Les sondes de températures mises en place sont des sondes Pt 100 de classe B branchées sur 4 fils de manière à s'affranchir de la résistance des câbles. L'incertitude est donnée par la norme internationale CEI 751 : 0,05 % de la mesure de la température $\pm 0,2$ °C. Ainsi, l'incertitude sur la valeur de température transmise T est déterminée par :

$$\Delta T = 0,2 + 0,0005 \cdot T \quad (D.11)$$

L'incertitude relative globale sur la puissance thermique s'écrit donc :

$$\frac{\Delta \dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}} = \sqrt{\left(\frac{0,15 + 0,025 \dot{V}_{cw}}{\dot{V}_{cw}}\right)^2 + \left(\frac{0,2 + 0,0005 \cdot T_{cw,o}}{T_{cw,o} - T_{cw,i}} + \frac{0,2 + 0,0005 \cdot T_{cw,i}}{T_{cw,o} - T_{cw,i}}\right)^2} \quad (D.12)$$

Le débit-volume et les températures vont être des paramètres variables au cours des essais. Un récapitulatif des incertitudes est donc réalisé sur l'ensemble du spectre des essais sur le tableau D.2 Les zones en rouge correspondent à des paramètres conduisant à une température de départ vers le circuit de chauffage (ou de sortie du système) trop élevée ($T_{cw,o} > 65$ °C).

Tab. D.2 – Incertitude de mesure sur la puissance thermique en fonction des conditions d'essais.

PLR = 20 %		$T_{cw,i}$ [°C]						
\dot{V}_{cw} [l.mn ⁻¹]		30	35	40	45	50	55	60
3		8,0	8,0	8,0	8,1	8,1	8,1	8,1
4		7,3	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,5
5	7,3 (min)	7,3	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4	7,5
6		7,6	7,6	7,7	7,7	7,8	7,8	7,9
7		8,1	8,1	8,2	8,3	8,3	8,4	8,5
8		8,7	8,8	8,9	8,9	9,0	9,1	9,2
PLR = 40 %		$T_{cw,i}$ [°C]						
\dot{V}_{cw} [l.mn ⁻¹]		30	35	40	45	50	55	60
6		5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,9
7	5,7 (min)	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
8		5,8	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9	6,0
9		6,0	6,0	6,0	6,1	6,1	6,1	6,2
10		6,2	6,2	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4
PLR = 60 %		$T_{cw,i}$ [°C]						
\dot{V}_{cw} [l.mn ⁻¹]		30	35	40	45	50	55	60
6		5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
9	5,1 (min)	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2
12		5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	5,5	5,5
15		5,9	5,9	6,0	6,0	6,1	6,1	6,2
18		6,6	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	6,9

Tab. D.2 – Incertitude de mesure sur la puissance thermique en fonction des conditions d'essais (suite).

PLR = 80 %		$T_{cw,i}$ [°C]					
\dot{V}_{cw} [l.mn ⁻¹]	30	35	40	45	50	55	60
6	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
9	4,7 (min)	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,8
12	4,7	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
15	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2
18	5,4	5,4	5,5	5,5	5,6	5,6	5,6
PLR = 100 %		$T_{cw,i}$ [°C]					
\dot{V}_{cw} [l.mn ⁻¹]	30	35	40	45	50	55	60
9	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6
12	4,4 (min)	4,4	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5
15	4,5	4,5	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
18	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9

D.2.3. Rendements et ratio caractéristique de puissance

Les incertitudes composées sur les rendements électrique, thermique et global ainsi que sur le ratio caractéristique de puissance dépendent de l'incertitude des trois termes précédents (cf. Eq. D.13 à D.16) :

$$\frac{\Delta\eta_{él}}{\eta_{él}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta P_{él}}{P_{él}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}}\right)^2} = \sqrt{0,005^2 + 0,03^2} = 3,0 \% \quad (D.13)$$

$$\frac{\Delta\eta_{th}}{\eta_{th}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta\dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{\Delta\dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2 + 0,03^2} \quad (D.14)$$

$$\frac{\Delta\eta_g}{\eta_g} = \sqrt{\frac{\Delta P_{él}^2 + \Delta\dot{Q}_{HX}^2}{(P_{él} + \dot{Q}_{HX})^2} + \left(\frac{\Delta P_{fuel}}{P_{fuel}}\right)^2} = \sqrt{\frac{\Delta P_{él}^2 + \Delta\dot{Q}_{HX}^2}{(P_{él} + \dot{Q}_{HX})^2} + 0,03^2} \quad (D.15)$$

$$\frac{\Delta\sigma}{\sigma} = \sqrt{\left(\frac{\Delta P_{él}}{P_{él}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta\dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2} = \sqrt{0,005^2 + \left(\frac{\Delta\dot{Q}_{HX}}{\dot{Q}_{HX}}\right)^2} \quad (D.16)$$

///Annexe E : Caractérisation physico-chimique des granulés de bois

E.1. Qualité des granulés de bois selon le fabricant

Les granulés de bois utilisés pour l'ensemble des essais proviennent d'un même fournisseur (**Bois d'Or** de **Siat Braun**) et d'une même série de fabrication de manière à s'assurer de caractéristiques physiques homogènes (cf. Fig. E.1). La qualité des granulés de bois respectent au minimum la norme allemande **DIN Plus** (référence européenne).



Un engagement qualité certifié DIN PLUS

	Boisd'Or	DIN plus
Matière première	100% résineux	pas d'exigence ¹
Séchage de la sciure	basse température à 80°	pas d'exigence ²
Pouvoir calorifique (énergie dégagée)	> 5 kWh / kg	≥ 4,6 kWh / kg
Taux de cendre à 550° C sur sec	≤ 0,4%	≤ 0,7%
Quantité de fines	< 0,5%	< 0,5%
Humidité	≤ 8%	≤ 10%
Diamètre	6 mm +/-1	6 mm +/-1
Fabriqué en France	OUI	pas d'exigence

Fig. E.1 - Qualité des granulés de bois utilisés pour la campagne expérimentale selon le fabricant.

E.2. Caractérisation expérimentale des granulés de bois

Un échantillon de granulés de bois a été testé par le laboratoire **EIFER Institute** pour déterminer sa composition chimique massique et sa densité énergétique. Le PCI des granulés de bois a été déterminé par un essai en bonbonne calorimétrique selon la norme **DIN EN 14918** (cf. Fig. E.2). Le PCI s'élève à 4,9 kWh.kg⁻¹ (17 640 kJ.kg⁻¹) pour un PCS de 5,3 kWh.kg⁻¹. Il est à noter que le fabricant s'engage à fournir un PCI d'au moins 5,0 kWh.kg⁻¹. La composition chimique des granulés de bois a été déterminée selon différentes normes :

- **DIN EN 15104** pour les teneurs en C, H et N,
- **DIN 14774-2** pour la teneur en H₂O (eau adsorbé dans les granulés),
- **DIN EN 15289** pour la teneur en S (sulfure),
- **DIN EN 14775** pour le taux de cendres (après combustion).

Project: ORD 2013/00767

Parameter	Unit	LOQ	Sample designation	Probe 2	
			Lab-ID#	ar	db
				113059570	
total water	% w/w	0,1	DIN EN 14774-2	6,6	-
ash content at 550°C	% w/w	0,1	DIN EN 14775	0,34	0,36
carbon, total	% w/w	0,2	DIN EN 15104	47,9	51,3
hydrogen	% w/w	0,1	DIN EN 15104	5,8	6,2
nitrogen, total	% w/w	0,05	DIN EN 15104	< 0,05	< 0,05
oxygen, diff.	% w/w		calculated	39,2	42,0
sulfur, total	% w/w	0,005	DIN EN 15289	0,007	0,007
gross calorific value (qV,gr)	kJ/kg	200	DIN EN 14918	19070	20420
net calorific value (qp,net)	kJ/kg	200	DIN EN 14918	17640	19060

ar - as received
db - dry basis

(qV, gr) and (qp, net) complies calorific value at constant volume or pressure

Project: ORD 2013/00767

Parameter	Unit	LOQ	Sample designation	Pelletsasche
			Lab-ID#	113059571
Determination from the original sample				
dry substance (105°C)	% w/w	0,1	DIN EN 14346	94,5
total organic carbon (TOC)	% w/w DS	0,1	DIN EN 13137	2,4

DS - dry substance

Fig. E.2 – Résultats des études expérimentales de caractérisation physico-chimique des granulés de bois.

Le tableau E.1 résume les résultats des tests effectués.

Tab. E.1 – Caractéristiques physico-chimiques des granulés de bois testés.

Grandeur	C	H	O	H ₂ O	N	S	cenbres	PCI	PCS
valeur	47,9 %	5,8 %	39,2 %	6,6 %	< 0,05 %	0,007 %	0,34 %	4,9 kWh.kg ⁻¹	5,3 kWh.kg ⁻¹

E.3. Caractérisation expérimentale complémentaire

Le laboratoire **CERIC** a réalisé des essais complémentaires pour caractériser les granulés de bois en termes physiques et mécaniques. En particulier, ils fournissent le taux d'humidité, le taux de fines, le taux de cendres, les dimensions moyennes, la densité apparente et un indice de durabilité (cf. Fig. E.3 et E.4).

 Unité technique CERIC Créé le 21/03/2008 M. à J. le 02/07/2012	Document de travail	8.1.1 Indice I	Page 1/2
	SYNTHESE		Vérifié par le Responsable Qualité
	ESSAIS GRANULES		Approuvé par le Directeur du Laboratoire

	Client : S.GUILLET	N° ou OBJET : 1554
	Société: EURO ENERGIES	Ref. client : SIAT BRAUN

Laboratoire CERIC

ECHANTILLON

Provenance: SIAT BRAUN

Sous marque: Siat Braun

Date de réception : 7 octobre 2013 **Date de suivi :** 7 octobre 2013

Identification :

1341923	Masse : 15,1 kg
1341924	Masse : 15,2 kg

Synthèse établie par : Julien Landreau		Synthèse validée par : Lionel Druette	
<i>Fonction :</i>	<i>Datez et Signez</i> 14/10/13 	<i>Fonction :</i>	<i>Datez et Signez</i>  15/10/13
Ingénieur		Directeur	

	<p>Le laboratoire CERIC est le laboratoire première partie de POUJOLAT SA. Ce rapport d'essais atteste uniquement des caractéristiques de l'échantillon soumis aux essais et ne préjuge pas des caractéristiques de produits similaires. Il ne constitue donc pas une certification de produit au sens de l'article L 115-27 du code de la consommation et de la loi du 3 juin 1994. Pour déclarer ou non la conformité à la spécification, il n'a pas été tenu explicitement compte de l'incertitude associée au résultat. La reproduction de ce document n'est autorisée que sous la forme de fac-similé photographique intégral. L'accréditation par le Cofrac atteste de la compétence du laboratoire pour les seuls essais et analyses repérés par le symbole * sur le présent document. Le Cofrac est signataire de l'accord multilatéral de EA (European co-operation for Accreditation) et d'ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) de reconnaissance de l'équivalence des rapports d'essais ou d'analyses.</p>
---	--

Laboratoire CERIC
 Parc d'Activités Economiques
 Les Pierraillesues
 79360 GRANZAY GRIPT
 Tél : 05 49 09 53 92
 Fax 05 49 09 50 05
 info@laboratoire-ceric.com
 www.laboratoire-ceric.com



Fig. E.3 – Résultats d'essais réalisés au laboratoire **CERIC** (1/2).


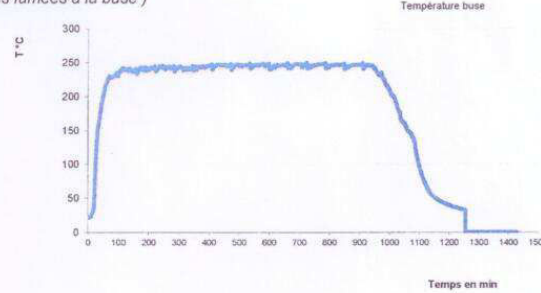
 <p>Unité technique CERIC</p>	<p>Document de travail</p>	<p>8.1.1 Indice I</p>	<p>Page 2/2</p>																																				
<p>Créé le 21/03/2008 M. à J. le 02/07/2012</p>	<p>SYNTHESE</p> <p>ESSAIS GRANULES</p>		<p>Vérifié par le Responsable Qualité</p> <p>Approuvé par le Directeur du Laboratoire</p>																																				
<p><u>VALEURS INTRINSEQUES</u></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Valeur moyenne</th> <th></th> <th>Exigence Euro-Energies</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HUMIDITE TOTALE</td> <td>6,19</td> <td>%</td> <td>< 8</td> </tr> <tr> <td>TAUX de FINES <i>inférieures à 3.15 mm</i></td> <td>0,504</td> <td>%</td> <td>≤ 0,5</td> </tr> <tr> <td>MASSE VOLUMIQUE APPARENTE</td> <td>698</td> <td>kg/m³</td> <td>650 ≤ MVA ≤ 700</td> </tr> <tr> <td>DIAMETRE</td> <td>6,0</td> <td>mm</td> <td>6 +/- 1</td> </tr> <tr> <td>LONGUEUR (masse supérieure à 40 mm) présence de granulés de longueur supérieure à 45 mm</td> <td>0,0</td> <td>%</td> <td>< 1</td> </tr> <tr> <td>DENSITE</td> <td>NR</td> <td></td> <td>≥ 1,15</td> </tr> <tr> <td>DURABILITE <i>avec TEKPRO 60s et tamis 3.15 mm</i> Estimation de la durabilité EN 15210-1 <i>corrélation (γ) = 4,7149x² - 8,7332x + 6,6199x - 0,6375</i></td> <td>98,9</td> <td>%</td> <td>≥ 97,5</td> </tr> <tr> <td>TENEUR EN CENDRE à 650°C</td> <td>0,34</td> <td>%</td> <td>≤ 0,5</td> </tr> </tbody> </table>				Valeur moyenne		Exigence Euro-Energies	HUMIDITE TOTALE	6,19	%	< 8	TAUX de FINES <i>inférieures à 3.15 mm</i>	0,504	%	≤ 0,5	MASSE VOLUMIQUE APPARENTE	698	kg/m ³	650 ≤ MVA ≤ 700	DIAMETRE	6,0	mm	6 +/- 1	LONGUEUR (masse supérieure à 40 mm) présence de granulés de longueur supérieure à 45 mm	0,0	%	< 1	DENSITE	NR		≥ 1,15	DURABILITE <i>avec TEKPRO 60s et tamis 3.15 mm</i> Estimation de la durabilité EN 15210-1 <i>corrélation (γ) = 4,7149x² - 8,7332x + 6,6199x - 0,6375</i>	98,9	%	≥ 97,5	TENEUR EN CENDRE à 650°C	0,34	%	≤ 0,5
	Valeur moyenne		Exigence Euro-Energies																																				
HUMIDITE TOTALE	6,19	%	< 8																																				
TAUX de FINES <i>inférieures à 3.15 mm</i>	0,504	%	≤ 0,5																																				
MASSE VOLUMIQUE APPARENTE	698	kg/m ³	650 ≤ MVA ≤ 700																																				
DIAMETRE	6,0	mm	6 +/- 1																																				
LONGUEUR (masse supérieure à 40 mm) présence de granulés de longueur supérieure à 45 mm	0,0	%	< 1																																				
DENSITE	NR		≥ 1,15																																				
DURABILITE <i>avec TEKPRO 60s et tamis 3.15 mm</i> Estimation de la durabilité EN 15210-1 <i>corrélation (γ) = 4,7149x² - 8,7332x + 6,6199x - 0,6375</i>	98,9	%	≥ 97,5																																				
TENEUR EN CENDRE à 650°C	0,34	%	≤ 0,5																																				
<p><u>SUIVI COMBUSTION</u></p>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Rappel du poids de granulés consommé</td> <td>28,654</td> <td>kg</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Température moyenne de fumées (buse)</td> <td>242,33</td> <td>°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Taux de cendres récupérées dans cendrier</td> <td>0,03</td> <td>%</td> <td>8 g</td> </tr> <tr> <td>Taux de cendres récupérées dans braséro</td> <td>0,15</td> <td>%</td> <td>42 g</td> </tr> <tr> <td>Taux de résidus susceptibles de former du mâchefer par rapport à la totalité de combustible brûlé</td> <td>0,00</td> <td>%</td> <td>0 g</td> </tr> <tr> <td>Taux de résidus susceptibles de former du mâchefer par rapport à la quantité de résidus totale du brasero</td> <td>0,00</td> <td>%</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p><u>Evolution de la température des fumées</u> (Poêle RUEGG TAOS - Allure max. - Température des fumées à la buse)</p> 			Rappel du poids de granulés consommé	28,654	kg		Température moyenne de fumées (buse)	242,33	°C		Taux de cendres récupérées dans cendrier	0,03	%	8 g	Taux de cendres récupérées dans braséro	0,15	%	42 g	Taux de résidus susceptibles de former du mâchefer par rapport à la totalité de combustible brûlé	0,00	%	0 g	Taux de résidus susceptibles de former du mâchefer par rapport à la quantité de résidus totale du brasero	0,00	%													
Rappel du poids de granulés consommé	28,654	kg																																					
Température moyenne de fumées (buse)	242,33	°C																																					
Taux de cendres récupérées dans cendrier	0,03	%	8 g																																				
Taux de cendres récupérées dans braséro	0,15	%	42 g																																				
Taux de résidus susceptibles de former du mâchefer par rapport à la totalité de combustible brûlé	0,00	%	0 g																																				
Taux de résidus susceptibles de former du mâchefer par rapport à la quantité de résidus totale du brasero	0,00	%																																					
<p><u>OBSERVATIONS</u></p>	<p>/</p>																																						

Fig. E.4 – Résultats d’essais réalisés au laboratoire CERIC (2/2).

///Annexe F : Synthèse du modèle numérique du micro cogénérateur biomasse

F.1. Stratégie de modélisation des phases instationnaires

F.1.1. Phase de démarrage et de modulation

L'approche de modélisation des phases de démarrage et de modulation est décrite sur la figure F.1.

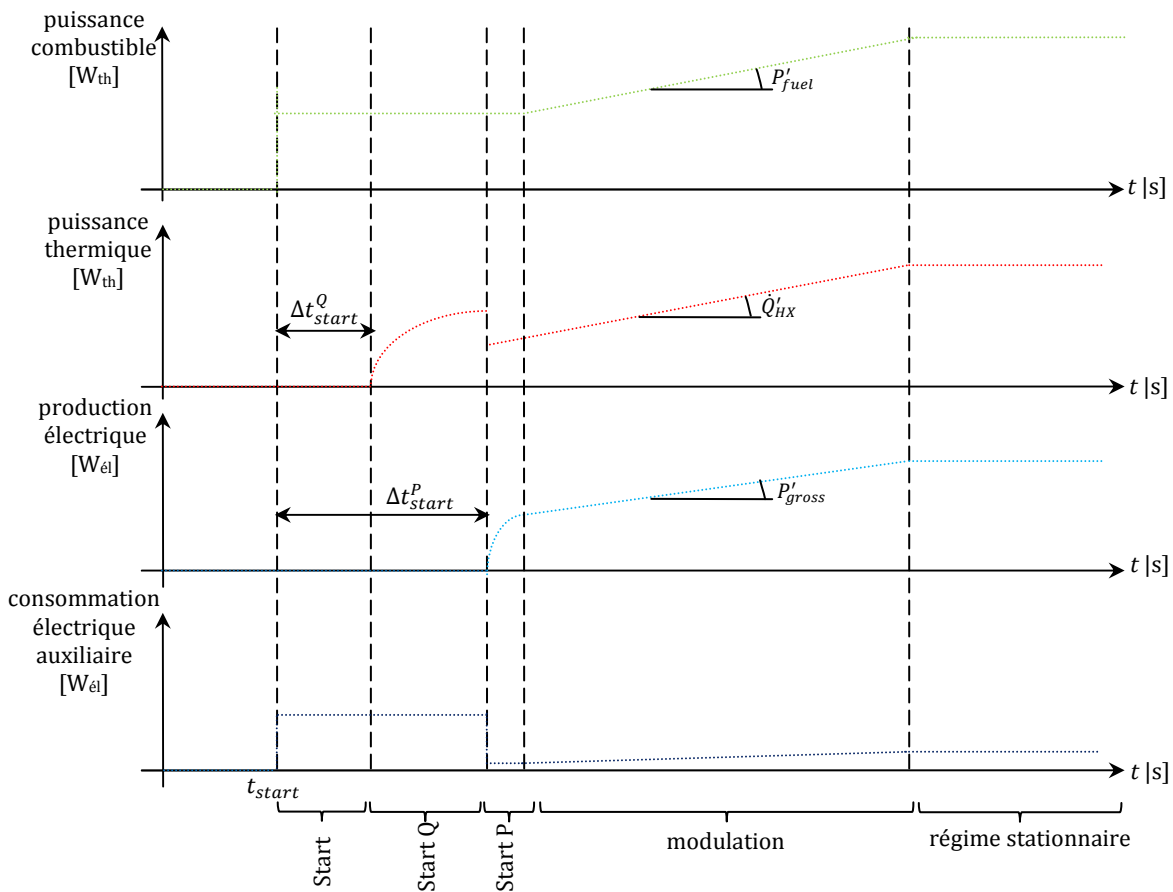


Fig. F.1 – Schématisation des phases de démarrage et de modulation.

F.1.2. Phase de refroidissement

L'approche de modélisation de la phase de refroidissement est décrite sur la figure F.2.

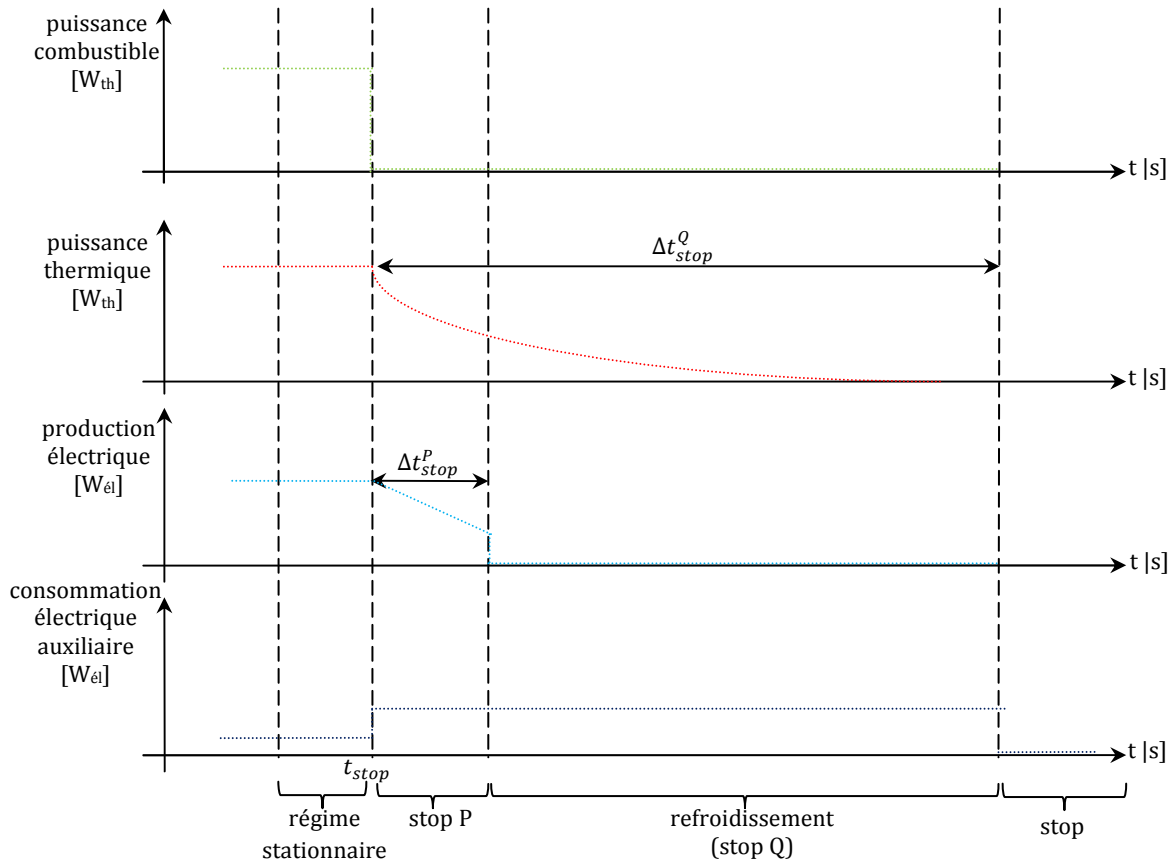


Fig. F.2 – Schématisation de la phase de refroidissement.

F.2. Paramètres du modèle numérique

Le tableau F.1 récapitule les 34 paramètres du modèle numérique de micro cogénérateur biomasse avec leurs valeurs numériques.

Tab. F.1 - Paramètres du modèle.

Régime stationnaire			Régime instationnaire				
Paramètre	Valeur	Unité	Paramètre	Valeur	Unité		
1	PLR_{nom}	100	%	16	PLR_{start}	27	%
2	\dot{m}_{fuel}^{nom}	3,894	kg/h	17	PLR_{stop}	0	%
3	\dot{Q}_{HX}^{nom}	16 559	W_{th}	18	PLR_{modu}	8	%
4	p_{gross}^{nom}	1 707	W_{el}	19	\dot{Q}'_{HX}	6	W_{th}/s
5	p_{aux}^{nom}	174	W_{el}	20	p_{gross}	0,6	W_{el}/s
6	T_{exh}^{nom}	168	°C	21	Δt_{start}^Q	450	s
7	e_{air}	0,47	-	22	Δt_{start}^P	670	s
8	a	0,03483	(kg/h)/100	23	Δt_{stop}^Q	2 000	s
9	b	152,18	$W_{th}/100$	24	Δt_{stop}^P	200	s
10	c	16,31	$W_{el}/100$	25	τ_{start}^Q	30	s
11	d	0,784	$W_{el}/100$	26	τ_{start}^P	8	s
12	e	0,605	°C/100	27	τ_{stop}^Q	800	s
13	f	0,79	$\mu g/(n)m^3/100$	28	k_{stop}^P	3	W_{el}/s
14	ρ_{CO}	36	$\mu g/(n)m^3$	29	E_{start}^P	0,142	kWh_{el}
15	ρ_{NO}^{nom}	178	$\mu g/(n)m^3$	30	E_{stop}^P	0,038	kWh_{el}
				31	mv_{CO}^{start}	3,4	$kg/((n)m^3/s)$
				32	mv_{NO}^{start}	0,20	$kg/((n)m^3/s)$
				33	mv_{CO}^{stop}	3,7	$kg/((n)m^3/s)$
				34	mv_{NO}^{stop}	0,16	$kg/((n)m^3/s)$

F.3. Architecture du modèle numérique

L'architecture du modèle numérique est donnée à la figure F.3 :

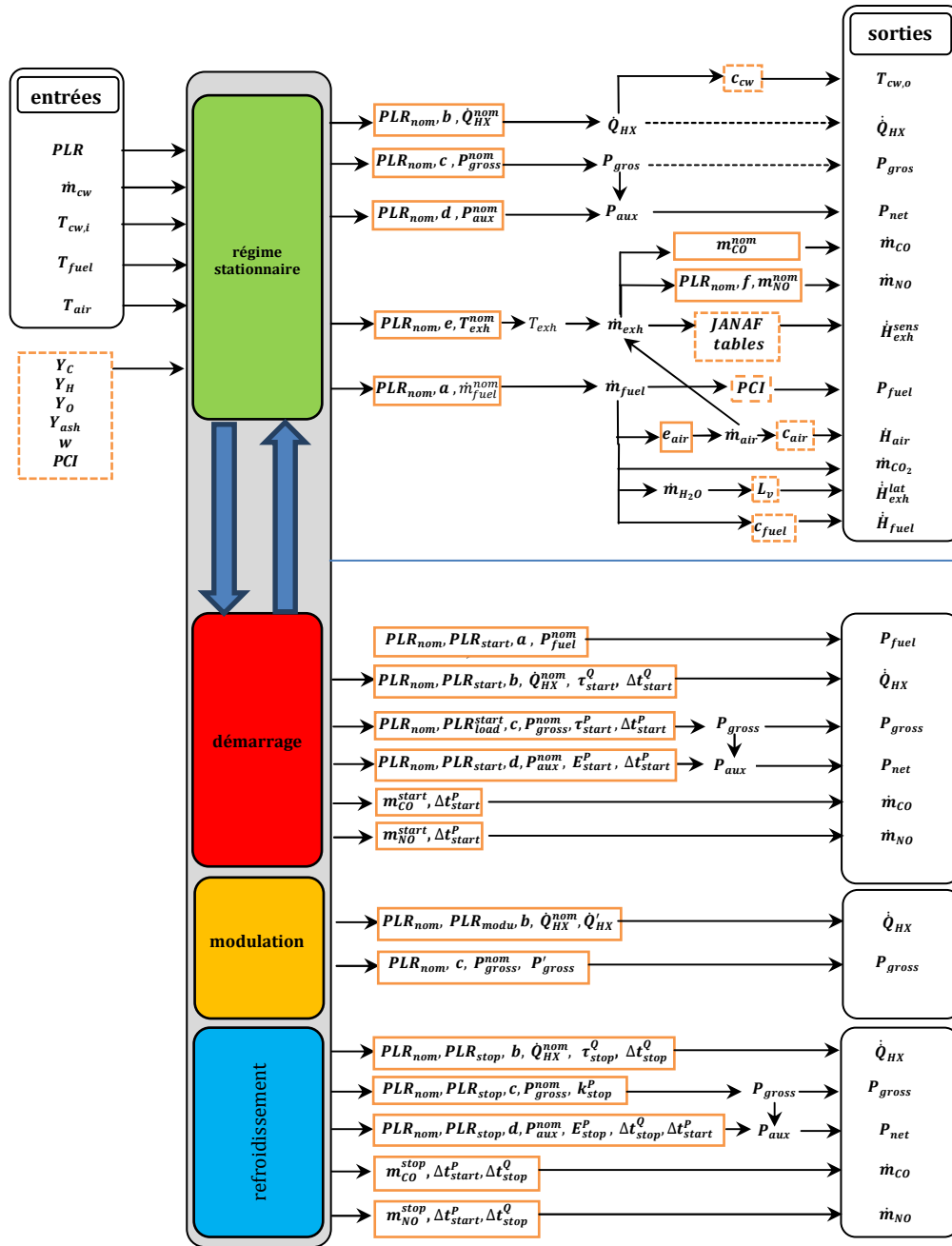
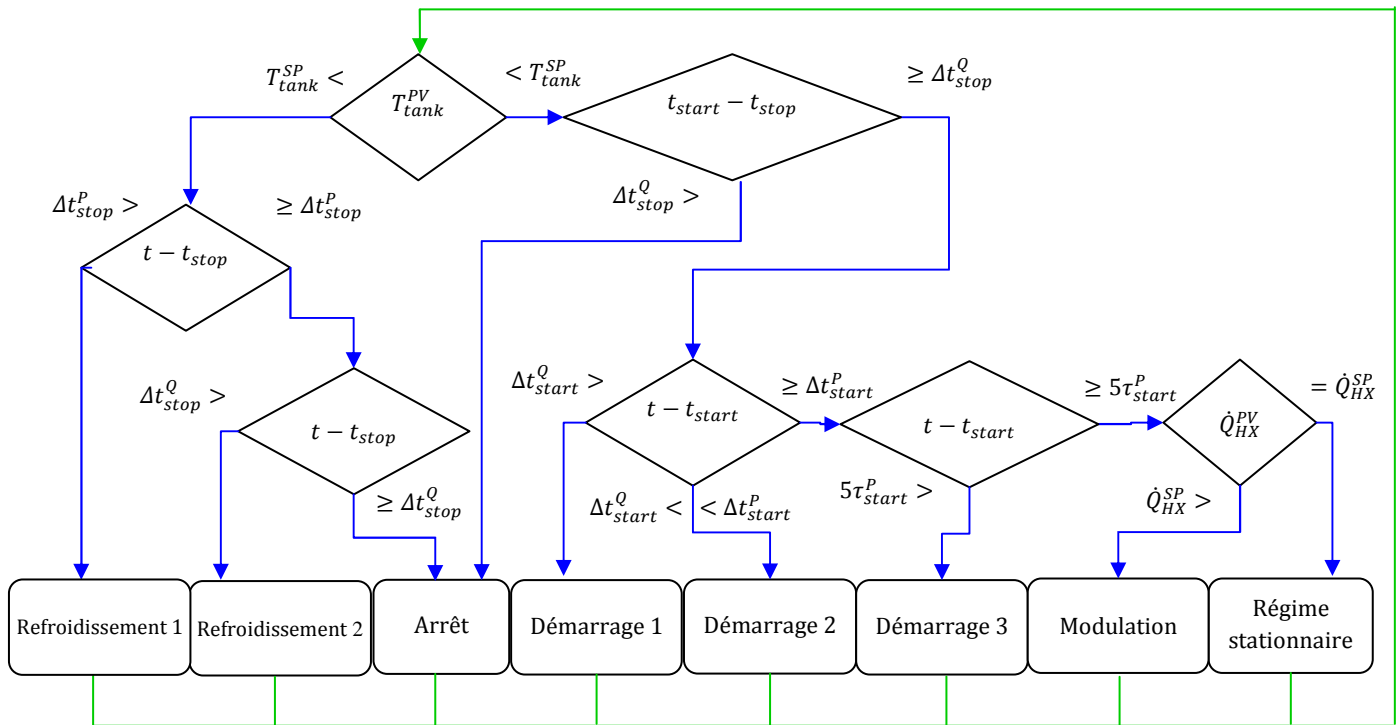


Fig. F.3 – Architecture de modélisation du micro cogérateur biomasse.

F.4. Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire

Les conditions de transition sont présentées à la figure F.4.



Phase courante	Prochaine phase	Condition de déclenchement
Arrêt	Démarrage 1	$T_{tank}^{PV} < T_{tank}^{SP}$
Démarrage 1	Démarrage 2	fin pour $t - t_{start} > \Delta t_{start}^Q$
Démarrage 2	Démarrage 3	fin pour $t - t_{start} > \Delta t_{start}^P$
Démarrage 3	Modulation	fin pour $t - t_{start} > 5\tau_{start}^P$
Modulation	Régime stationnaire	fin pour $\dot{Q}_{HX}^{PV} = \dot{Q}_{HX}^{SP}$
Régime stationnaire	Refroidissement 1	fin pour $t - t_{stop} > \Delta t_{stop}^P$
Refroidissement 1	Refroidissement 2	fin pour $t - t_{stop} > \Delta t_{stop}^Q$
Refroidissement 2	Arrêt	fin pour $t_{start} - t_{stop} > \Delta t_{stop}^Q$

Fig. F.4 – Conditions de transition entre les phases du régime instationnaire et le régime stationnaire.

F.5. Tables de JANAF

Les tables de JANAF (cf. Tab. F.2) donnent les coefficients du polynôme d'ordre 5 selon la température (en K) qui calcule l'enthalpie spécifique H_i d'un composant i :

$$H_i(T) = R T \left(a_1 + \frac{a_2}{2} T + \frac{a_3}{3} T^2 + \frac{a_4}{4} T^3 + \frac{a_5}{5} T^4 + \frac{a_6}{T} \right) \quad (F.1)$$

Tab. F.2 – Tables de JANAF pour les réactifs et les produits de la combustion des granulés de bois.

	α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6
N₂	3,298677	0,00140824	-3,9632E-06	5,64E-09	-2,44E-12	-1020,8999
O₂	3,212936	0,001127486	-5,76E-07	1,31E-08	-8,77E-13	-1005,249
CO₂	2,275724	0,00922072	-1,04E-05	6,87E-09	-2,12E-12	-48373,14
CO	3,262451	0,001511941	-3,88E-06	5,58E-09	-2,47E-12	-14310,539
H₂O	3,386842	0,003474982	-6,35E-06	6,97E-09	-2,51E-12	-30208,11
C_xH_yO_z	-0,61423	0,02806	0	0	0	0

///Annexe G : Méthodes d'évaluation du facteur d'émission de CO₂ de l'énergie électrique

G.1. Méthode de calcul de RTE

RTE [RTE15] donne des facteurs d'émission directe en fonction de la technologie employée (cf. Tab. G.1). Ces valeurs sont révisées régulièrement en fonction des évolutions techniques des moyens de production et de la part des différentes technologies au sein d'une filière.

Tab. G.1 – Rendements et facteurs d'émissions directe des moyens de production électrique [RTE15].

Combustible	Technologie	Rendement moyen [-]	Facteur d'émission directe [gCO ₂ /kWh _{el}]
Gaz	TAC	0,35	593
	cogénération	0,59	350
	CCG	0,55	359
Fioul	TAC	0,35	777
	cogénération	0,59	459
Charbon	TV	0,37	956
Nucléaire	TV	0,39	0
Hydraulique	turbines	-	0
Eolien	turbines	-	0
Solaire	PV	-	0

G.2. Méthode de calcul en ACV de EDF

EDF [EDF15] donne des facteurs d'émission en ACV de ses moyens de production électrique en utilisant la norme ISO 14040-44 (cf. Tab. G.2).

Tab. G.2 – Facteurs d'émission en ACV des moyens de production électrique d'EDF [EDF15].

Filière	Facteur d'émission en ACV [gCO ₂ /kWh _{el}]
Nucléaire	4
Charbon (avec désulfuration)	1029
Fioul (TAC)	1320
Hydraulique (STEP)	140
Hydraulique (fil de l'eau et retenue)	6
Eolien	14
CCG	499

G.3 Méthodes de calculs du facteur d'émission de CO₂ du mix électrique français

G.3.1. Méthode moyenne sur le contenu CO₂ de la production française d'électricité

Le facteur d'émission moyen de CO₂ de la production française d'électricité est obtenu en divisant les émissions de CO₂ par le nombre de kWh_{él} produits au cours d'une période. Soit la moyenne est établie pour chaque heure (méthode moyenne dynamique horaire) soit pour l'année complète (méthode moyenne annuelle). Ces facteurs d'émission sont disponibles dans la base **Ecoinvent** [ECO15]. Ils incluent une analyse de cycle de vie des combustibles primaires servant à la production d'électricité. Cela signifie que l'ensemble des gaz à effet de serre émis au cours de toutes les étapes du cycle de vie (extraction des matières premières, transport, distribution, traitement des déchets) sont pris en compte. Cependant, la méthode ne distingue pas les différents usages de l'électricité (chauffage, production ECS, éclairage, etc.). La forte proportion du nucléaire et de l'hydraulique dans le mix électrique français explique que le contenu CO₂ moyen de la production d'électricité soit relativement faible : de 62 à 87 g_{CO2}/kWh_{él}.

G.3.2. Méthode moyenne sur le contenu CO₂ de la consommation française d'électricité

Cette méthode s'appuie sur le mix de production de l'électricité. Cependant, l'analyse porte ici sur l'électricité consommée et non plus seulement sur l'électricité produite. La méthode prend donc en compte, en complément du contenu CO₂ du mix de production, les importations et les exportations ainsi que les pertes des réseaux de transport et de distribution. Le recours aux importations est nécessaire pour satisfaire un besoin d'électricité en période de pointe. Or le contenu CO₂ de l'électricité chez les voisins européens est différent, souvent plus élevé. Ceci est dû à la forte proportion de production thermique de l'électricité dans ces pays, à l'inverse de la France qui produit environ 80 % d'électricité nucléaire. Il est à noter que les importations sont comptabilisées selon les contenus moyens d'émissions de CO₂ de la production dans les pays d'origine. Quant aux exportations, elles sont généralement calculées selon le contenu moyen d'émissions de CO₂ de la production française d'électricité. Ces facteurs d'émission s'échelonnent de 46 à 94 g_{CO2}/kWh_{él}.

G.3.3. Méthode moyenne sur le contenu CO₂ par producteur et fournisseur

Cette méthode vise à comptabiliser précisément le contenu en CO₂ de l'électricité distribuée par chaque fournisseur. Le calcul du facteur d'émission sera donc différent selon le mix de production utilisé par les opérateurs. **PricewaterhouseCoopers** [PWC15] publie depuis 2001 une étude quantifiant et comparant les émissions de gaz à effet de serre des 23 plus grands producteurs d'électricité européens (cf. Fig. G.1). Cette méthode ne tient compte ni de l'ACV de l'électricité, ni des imports/exports d'électricité. Grâce à cette méthode, le contenu CO₂ de l'électricité devient un élément différenciant les fournisseurs d'électricité.

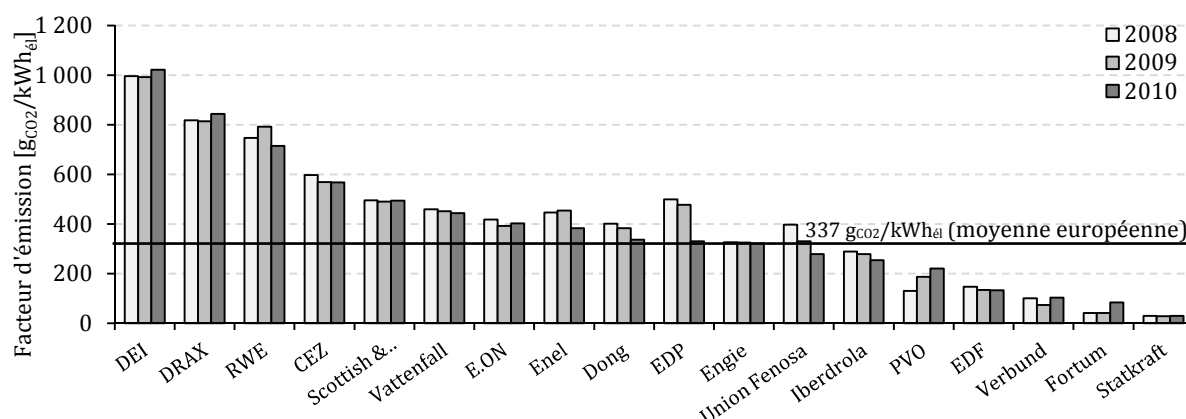


Fig. G.1 – Facteur d'émission des fournisseurs d'électricité européens [MAR12].

G.3.4. Méthode moyenne saisonnière (par usage)

Cette méthode a pour objectif de distinguer les contenus CO₂ de l'électricité selon ses différents usages (chauffage, production d'ECS, éclairage, etc.). La construction de cette méthode repose sur deux valeurs de contenu CO₂ correspondant à :

- la production "de base", constante tout au long de l'année,
- la production pour des usages "saisonniers", pour répondre à la demande supplémentaire due aux usages dépendants du climat.

Pour chaque moyen production (éolien, solaire, nucléaire, hydraulique, charbon, gaz, fioul ou cogénération), la production entre une fraction en base (environ 400 TWh_{él}/an) et une fraction « saisonnalisée » (environ 100 TWh_{él}/an selon les années) est dissociée afin de calculer le contenu CO₂ de chacune de ces deux contributions de la production (cf. Fig. G.2). Les deux valeurs correspondantes sont en moyenne respectivement de 20 et 220 g_{CO2}/kWh_{él} livré à l'utilisateur final selon les années considérées. La figure G.2 représente la décomposition des contributions de base et saisonnière.

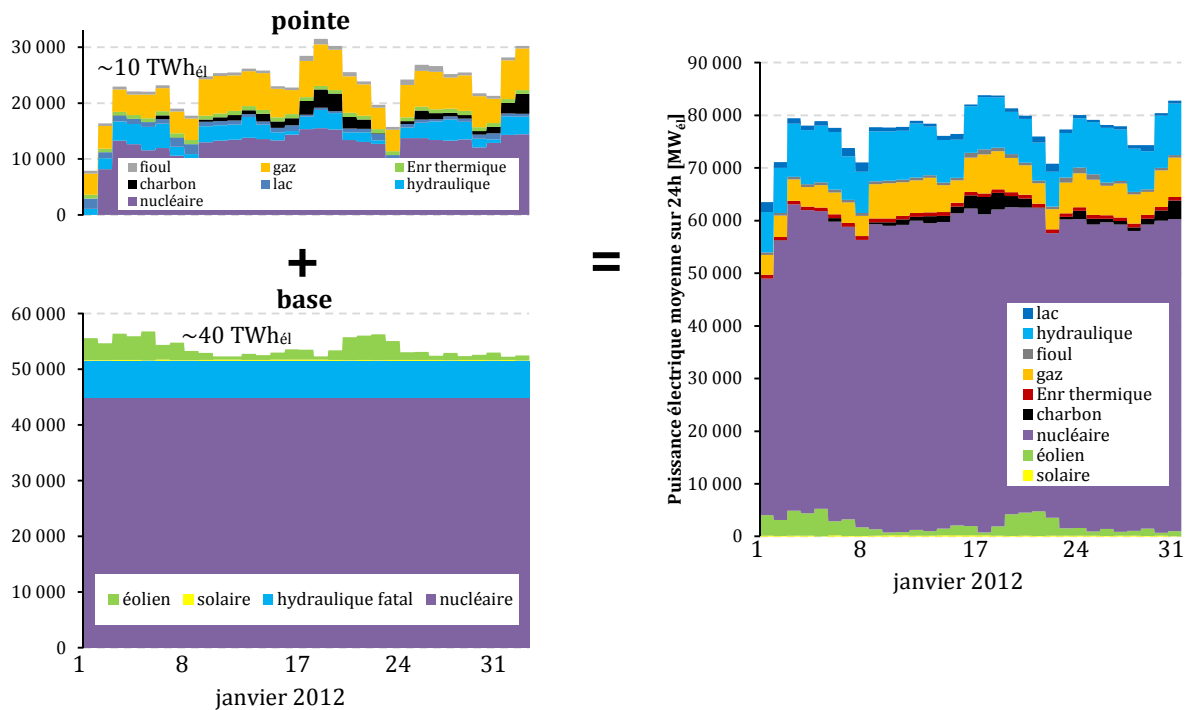


Fig. G.2 – Décomposition de la production électrique entre une production de base saisonnière et une production de pointe horo-saisonnaire [MAR12].

Un facteur d'émission CO₂ est ensuite affecté aux deux composantes de la production (de base ou de pointe saisonnière), en faisant des hypothèses sur les moyens devant être sollicités. Il convient ensuite d'affecter à chaque usage un coefficient de saisonnalité. Le chauffage, par exemple est un usage 100 % spécifique à la saison hivernale. Cette méthode ne tient compte ni de l'analyse de cycle de vie de l'électricité, ni des imports/exports d'électricité. Avec cette méthode, l'électricité dans son usage chauffage affiche un contenu CO₂ d'environ 180 g_{CO2}.kWh_{él}⁻¹ (cf. Tab. G.3). La note de cadrage de l'**ADEME** et **EDF** sur le contenu en CO₂ de l'énergie électrique [ADE05] donne la méthode de calcul et des valeurs forfaitaires.

Tab. G.3 – Facteurs d’émissions saisonniers par usage [ADE05] [ADE15-2].

Méthode	Part saisonnière [%]	Facteur d’émission [g_{CO_2}/kWh_{el}]	
		directe	ACV
moyenne		62	82
Usage :			
-chauffage	100	183	218
-éclairage	40	94	117
-intermittent (cuisson, lavage, etc.)	30	57	76
-base (froid, VMC, etc.)	0	42	59

G.3.5. Méthode moyenne par tranche horo-saisonnière

L’Union Française de l’Electricité (UFE) propose une méthode moyenne reposant sur la monotone de puissance à partir de données collectées sur la période 2005-2007. Afin de traduire la mise en œuvre de moyens de production qui dépendent du niveau de puissance appelée sur le réseau, l’année est découpée en neuf tranches horaires. Chaque tranche est caractérisée par une durée (en heures concernées) et une puissance moyenne injectée sur le réseau pendant cette durée. Par exemple la tranche d’extrême pointe correspond aux 60 heures où la production électrique est la plus forte. Sur la base de ce découpage, il est possible de calculer le facteur d’émission moyen du mix de chaque tranche à partir des différents types de centrales appelées (cf. Fig. G.3). Cette méthode ne tient pas compte de l’ACV de l’électricité, mais en comptabilise les importations. Il s’avère que cette méthode est similaire à une méthode moyenne dynamique au pas de temps horaire ou semi-horaire.

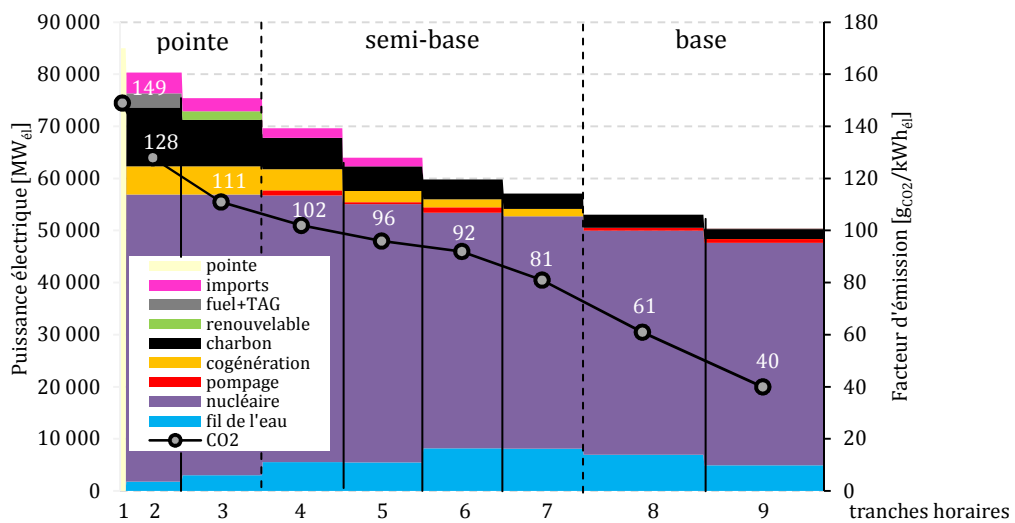


Fig. G.3 – Facteurs d’émission et mix électrique par tranche horaire [MAR12].

La figure G.4 montre d'abord la variation horaire sur une journée d'hiver et d'été du facteur d'émission puis la variation saisonnière avec des valeurs moyennes qui doublent de l'été à l'hiver.

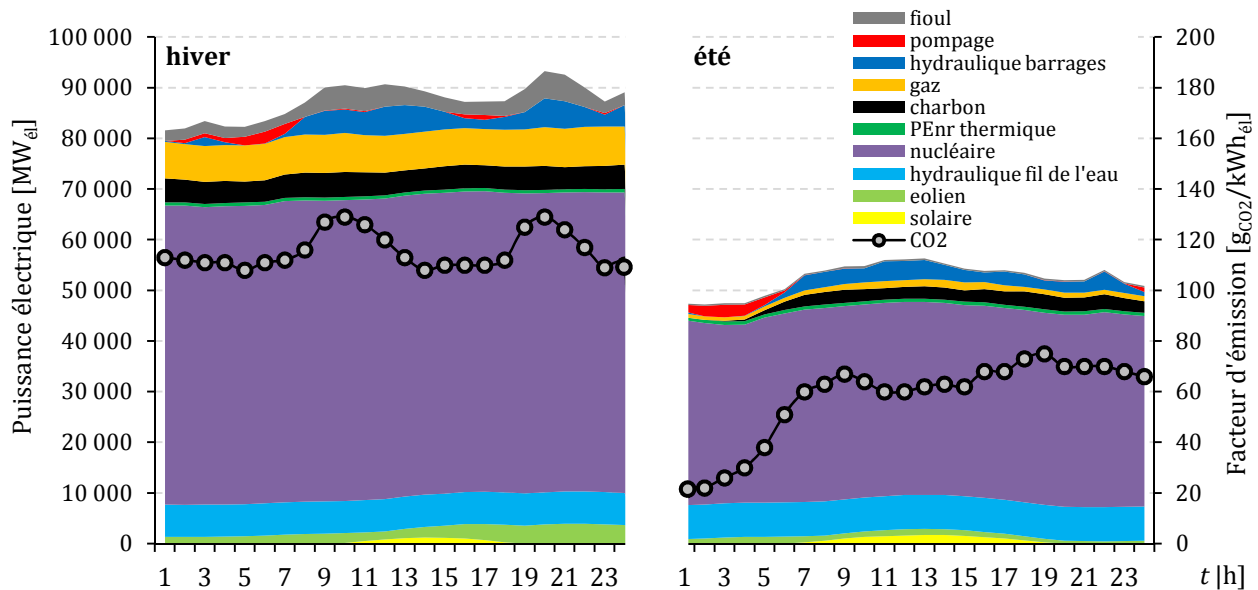


Fig. G.4 – Mix électrique et facteurs d'émission dynamiques pour une journée type d'hiver et d'été.

G.3.6. Méthode marginale à court et moyen terme

Une note méthodologique basée sur le calcul d'un facteur d'émission marginal a été développée par l'ADEME et RTE à partir de 2007 [ADE07]. Ce calcul s'appuie sur l'ordre de sollicitation des moyens de production pour satisfaire une demande supplémentaire donnée. Le choix du moyen de production est réalisé selon l'ordre de mérite économique ou "merit-order" (cf. Fig. G.5) en fonction des critères techniques et financiers. Les centrales plus coûteuses sont donc les dernières appelées. Les centrales au charbon, les plus émettrices de CO₂, sont généralement les premières centrales thermiques à être sollicitées en raison d'un combustible bon marché. En reconstituant le moyen de production marginal heure par heure pendant une année et en connaissant les heures d'appel de puissance d'un usage donné (éclairage, chauffage ou production d'eau chaude sanitaire par exemple), il devient possible d'en déduire le mix marginal par usage qui répondra à une hausse ou à une baisse de consommation électrique de cet usage spécifique. Cette méthode ne tient pas compte de l'analyse ACV de l'électricité, mais comptabilise les importations. Elle permet également de distinguer les contenus CO₂ de l'électricité pour différents usages. Cette méthode permet d'identifier les conséquences sur les émissions de CO₂ que peut avoir une décision du consommateur qui augmenterait ou diminuerait sa consommation électrique et modifierait ainsi la forme de la monotone de puissance. Elle permet aussi d'identifier les conséquences de la mise en route d'un micro cogénérateur pendant les pics de production. Elle permet d'évaluer l'impact d'un appel accru à certains moyens de production (par exemple, en cas de pointe de la consommation d'électricité lors d'un hiver rigoureux) ou l'impact à plus long terme de la construction de nouvelles unités de production (centrales thermiques fossiles ou nucléaires, énergies renouvelables, micro cogénération, etc.). RTE a ainsi évalué le contenu marginal entre 450 g_{CO2}/kWh_{él} pour les usages de base et 700 g_{CO2}/kWh_{él} pour les usages intermittents et l'éclairage. Le contenu marginal de l'électricité pour l'usage chauffage a été évalué entre 500 et 600 g_{CO2}/kWh_{él}. Les énergies renouvelables ainsi que la micro cogénération auront donc tendance à « décaler » cette courbe vers la droite et donc à moins solliciter les centrales au fioul ou au gaz.

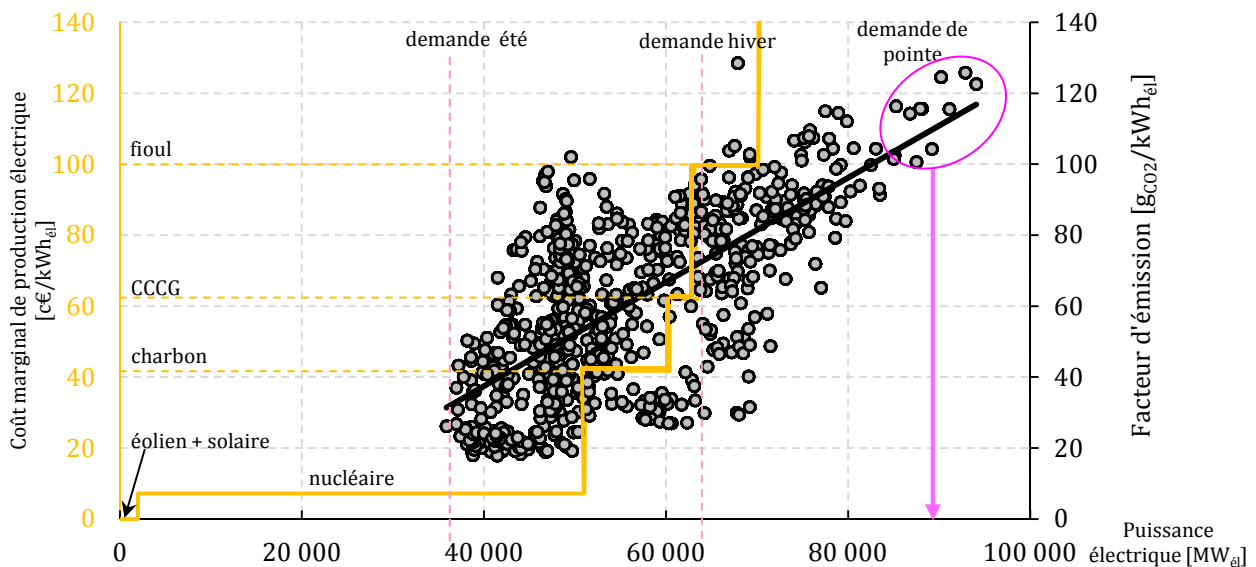


Fig. G.5 – Ordre de mérite de déclenchement des centrales électriques et corrélation du facteur d'émission dynamique du mix électrique en fonction de la production électrique nationale.

G.3.7. Méthode marginale à long terme

Cette méthode est basée sur l'analyse de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Pour déterminer un contenu marginal à long terme, deux scénarios de demande sont comparés :

- Un scénario dit de référence correspondant à l'évolution la plus probable de la demande d'électricité,
- Un scénario s'appuyant sur le scénario de référence, mais incluant le poste de consommation supplémentaire ou évité, dont on souhaite évaluer le contenu CO₂.

Pour répondre à la demande supplémentaire ou évitée d'un kWh_{él}, la méthode a recours soit à un moyen de production existant, soit à la construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité. Cette méthode ne tient pas compte de l'ACV de l'électricité, mais comptabilise les importations d'électricité. Elle permet également de distinguer les contenus CO₂ de l'électricité pour différents usages. Cette méthode est la plus pertinente pour s'intéresser à l'influence d'une variation de consommation due à un choix d'investissement. Il est à noter que le contenu marginal en CO₂ va varier d'une année sur l'autre en fonction du niveau de la demande et de la structure du parc de production de l'électricité. Cette méthode présente des facteurs d'émission estimés de 30 à 400 g_{CO2}/kWh_{él}.

///Annexe H : Données du générateur stochastique de besoins électriques

H.I. Etiquettes énergie

Le tableau H.1 récapitule les classifications des appareils électroménagers soumis aux directives européennes sur les « étiquettes-énergie ». Les trois niveaux de performance des appareils électriques considérés dans le générateur stochastique de besoins électriques sont basés sur ces critères.

Tab. H.1 – Etiquettes énergie des appareils électriques.

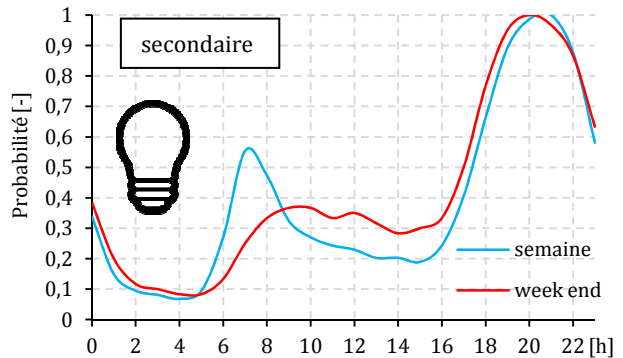
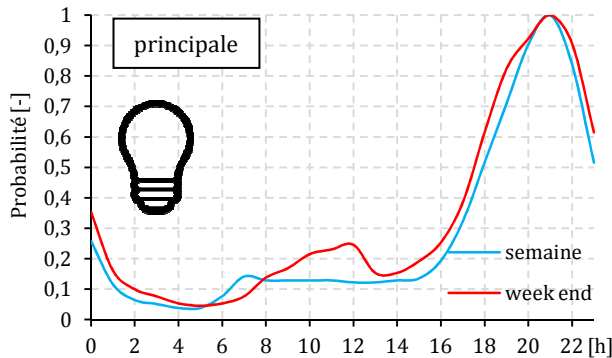
Appareil	Directive européenne	Test	Indicateur	Unité	A++	A+	A	B	C	D	E	F	G	
Réfrigérateur	94/2/CE 2003/66/CE	-	Indice (volume, type et consommation)	[kWh _{él} .an ⁻¹]	<30	<42	<55	<75	<90	<100	<110	<125	>125	
Lave linge	95/12/CE 95/13/CE 96/60/CE 96/89/CE	Cycle blanc à 60 °C	Consommation électrique spécifique	[kWh _{él} .kg _{linge} ⁻¹]			<0,19	<0,23	<0,27	<0,31	<0,35	<0,39	>0,39	
Sèche linge	95/12/CE 95/13/CE 96/60/CE 96/89/CE	Cycle blanc sec	Consommation électrique spécifique	[kWh _{él} .kg _{linge} ⁻¹]			<0,51	<0,59	<0,67	<0,75	<0,83	<0,91	>0,91	
Lave vaisselle	97/17/CE 1999/9/CE	Cycle à 12 couverts	Consommation électrique par cycle	[kWh _{él} .cycle ⁻¹]			<1,06	<1,25	<1,45	<1,65	<1,85	<2,05	>2,05	
Four	Petits (de 12 à 35 l)	2002/40/CE	-	Rendement électrique	[kWh _{th} /kWh _{él}]			<0,60	<0,80	<1,00	<1,20	<1,40	<1,60	>1,60
	Moyens (de 35 à 65 l)	2002/40/CE	-	Rendement électrique	[kWh _{th} /kWh _{él}]			<0,80	<1,00	<1,20	<1,40	<1,60	<1,80	>1,80
	Grands (> 65 l)	2002/40/CE	-	Rendement électrique	[kWh _{th} /kWh _{él}]			<1,00	<1,20	<1,40	<1,60	<1,80	<2,00	>2,00
Lampe	98/11/CE		Efficacité par rapport à une référence	[W _{él} /W _{él}]				<0,6	<0,8	<0,95	<1,1	<1,3	>1,3	

H.2. Générateur de fichiers de besoins électriques spécifiques

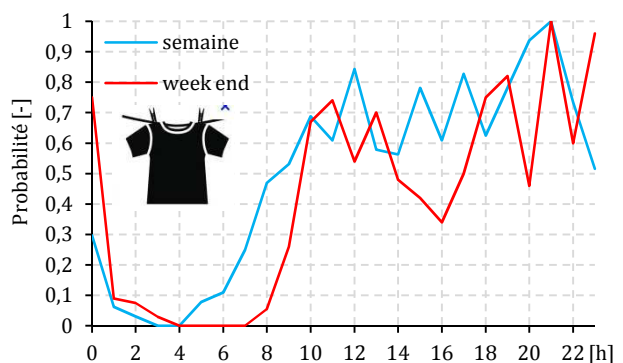
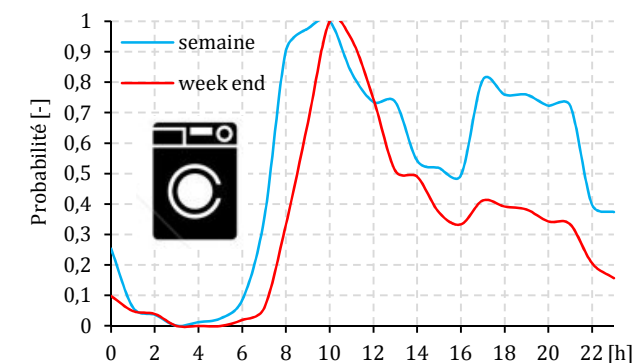
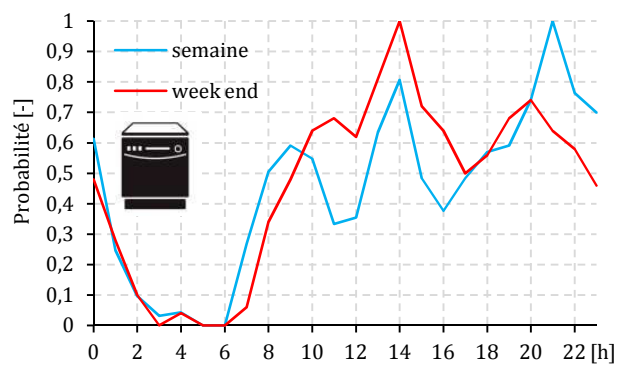
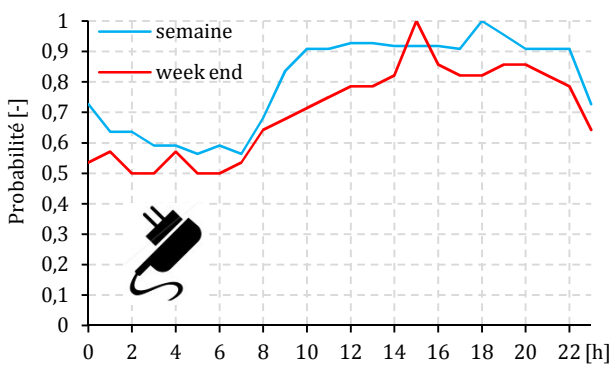
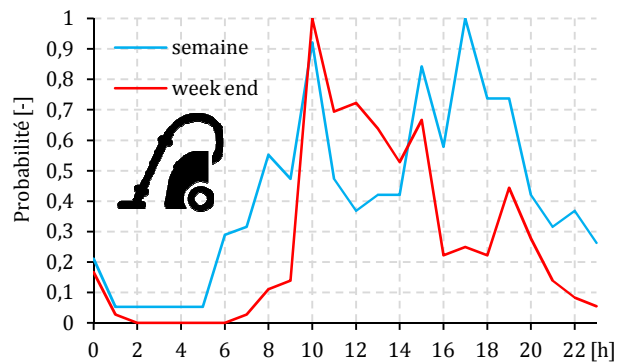
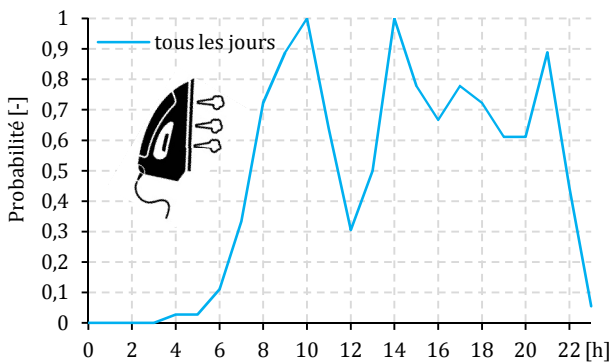
H.2.1. Champs de probabilité d'occurrence

La figure H.1 compile les champs de probabilités (« Time Of Use » TOU en anglais) employés pour le générateur stochastique de besoins électriques basés sur les résultats du projet REMODECE [REM08][ENE15]. Quatre catégories d'appareils sont considérées : électroménager, éclairage, informatique et image & son. La variabilité de certaines courbes provient du faible nombre de bâtiments instrumentés sur certains appareils.

Eclairage



Electroménager



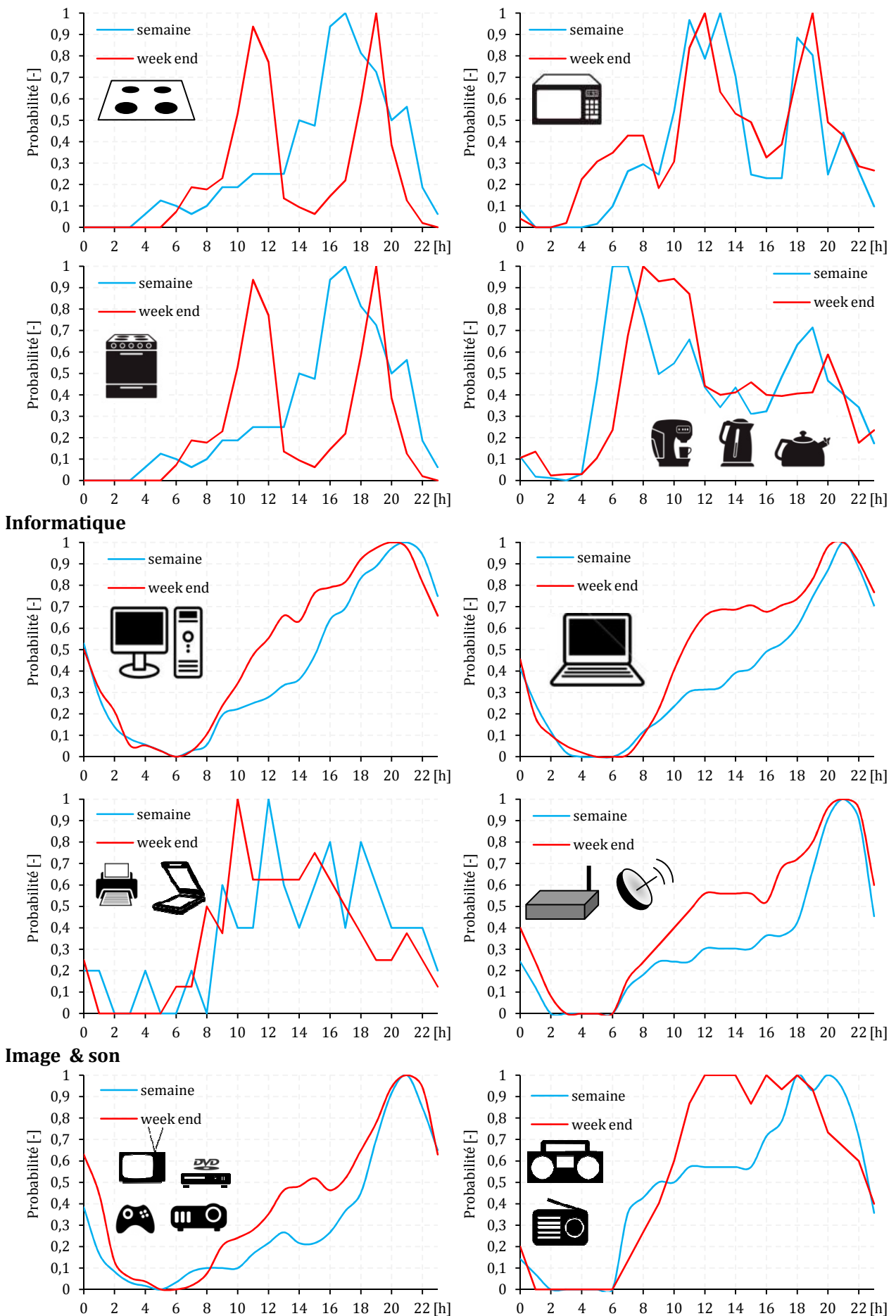


Fig. H.1 – Champs de probabilité d'occurrence horaire des différents types de « soutirages électriques ».

Il est à noter que certains appareils ont un fonctionnement continu (ou continu par morceaux) : la probabilité d'occurrence est donc de 1 constamment (cf. Fig. H.2).

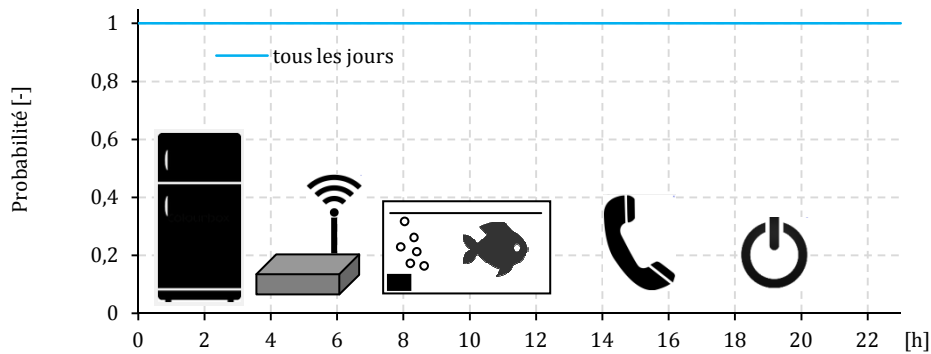


Fig. H.2 – Champs de probabilité d'occurrence horaire des appareils fonctionnant en continu.

H.2.2. Grandeurs statistiques du générateur stochastique

Le tableau H.4 récapitule toutes les grandeurs statistiques utilisées pour le générateur stochastique des besoins électriques spécifiques. En particulier, il donne le taux de possession de chaque appareil dans le contexte européen, les puissances nominales de veille et de fonctionnement, les consommations annuelles, les fréquences d'occurrence de fonctionnement des appareils, la durée moyenne de fonctionnement de chaque appareil ainsi que l'écart type sur cette durée. Enfin le générateur distingue :

- trois niveaux d'équipement (haut, moyen et bas) caractérisés par le nombre d'un appareil donné par foyer (par exemple un home cinéma n'est présent que dans un foyer à haut niveau d'équipement),
- trois niveaux de performance des appareils (A, B et C) en référence aux étiquettes-énergie (cf. Tab. H.1) caractérisés par des facteurs de modulation sur la puissance nominale de fonctionnement.

La puissance nominale de l'éclairage est affectée d'un facteur mensuel k_m supplémentaire pour prendre en compte la variation saisonnière des apports en lumière naturelle: les besoins en éclairage sont plus faibles en été du fait de jours plus longs et d'apports en lumière naturelle plus importants. La durée du cycle des appareils de réfrigération est corrigée d'un facteur mensuel k_m pour prendre en considération la variation de la température de l'ambiance intérieure qui influe sur le coefficient de performance du cycle thermodynamique. De plus, un coefficient de correction horaire k_h est affecté à la durée du cycle pour prendre en compte les périodes intenses d'utilisation pendant les repas du matin, du midi et du soir. Cette surutilisation sollicite davantage le compresseur pour compenser les déperditions thermiques plus importantes à ces moments là. Le tableau H.2 et la figure H.3 donnent ces coefficients de correction mensuels et horaires issus des bases de données d'**Enertech** [ENE15].

Tab. H.2 – Coefficients mensuels pour la modulation des puissances d'éclairage [ENE15].

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Eclairage	1,5	1,3	1,1	0,8	0,7	0,55	0,5	0,45	0,85	1,25	1,45	1,55
Réfrigération	0,92	0,9	0,94	0,94	0,94	1,06	1,320	1,190	0,95	0,95	0,97	0,91

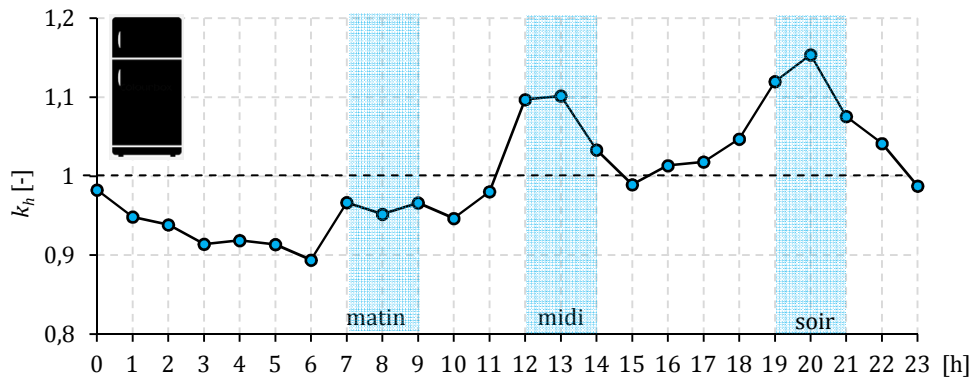


Fig. H.3 – Coefficients horaires pour la modulation de puissance des appareils de réfrigération [ENE15].

Les appareils de lavage (machine à laver et lave vaisselle) sont quant à eux prédéfinis par trois cycles chacun (respectivement : 30, 60 et 90 °C et ECO, normal et intensif) ainsi que des fréquences d’occurrence pour chaque cycle [REM08][ENE15]. L’occurrence de chacun de ces cycles est répartie aléatoirement sur l’année en fonction de ces fréquences et de la cyclabilité (nombre de cycles par an) (cf. Tab. H.3). Les cycles sont définis en termes de puissance à la figure H.4.

Tab. H.3 – Fréquence d’occurrence des cycles de lave linge et de lave vaisselle.

Appareil	Lave linge			Lave vaisselle		
	Types de cycle	30 °C	60 °C	90 °C	ECO	Normal
Fréquence d’occurrence	0,7	0,24	0,06	0,3	0,5	0,2

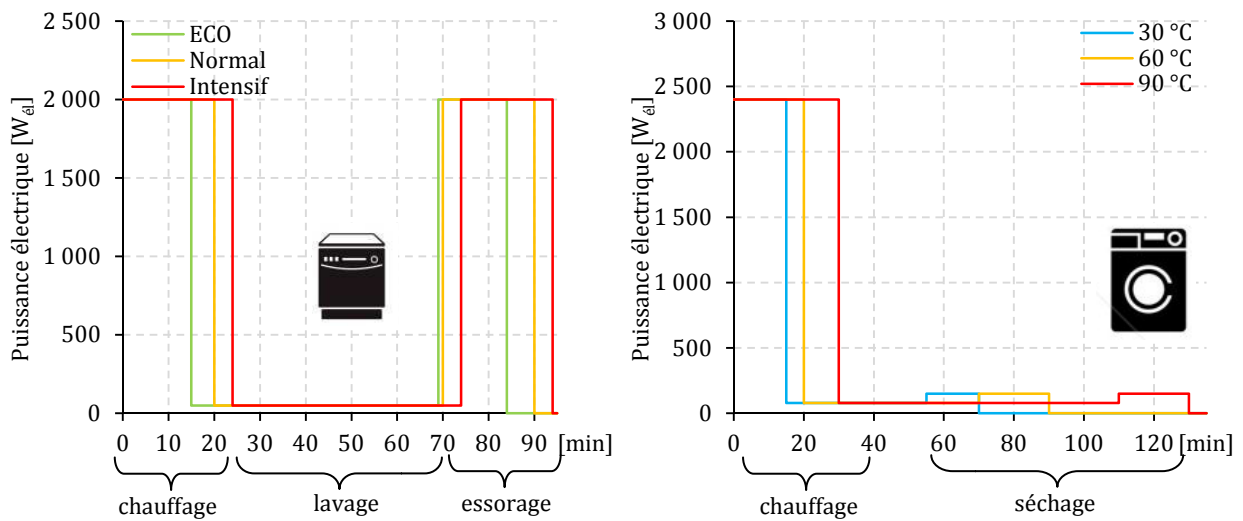


Fig. H.4 – Cycles caractéristiques d’un lave-vaisselle (à gauche) et d’une machine à laver (à droite).

Tab. H.4 – Paramétrage détaillé utilisés du générateur stochastique.

Type de profil	Appareil	Taux de possession	Puissance		Consommations annuelles			Nombre de cycles	Durée moyenne	Chaîne de Markov	Niveau d'équipement			Niveau de performance			
			veille	nominale	veille	fonctionnement	totale				bas	moy	haut	A	B	C	
-	-	[-]	[W _e]	[W _e]	[kWh _e .an ⁻¹]	[kWh _e .an ⁻¹]	[an ⁻¹]	[h]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]		
Continu ou cyclique	Téléphone fixe	0,9	-	2,3	20	-	20	-	-	-	1	2	2	1	1	1	
	Box Internet	0,48	-	8,1	71	-	71	-	-	-	1	1	1	1	1	1	
	Aquarium	0,1	-	56	491	-	491	-	-	-	0	0	1	1	1	1	
	Réfrigérateur+congélateur	0,79	-	88	385	-	385	8760	0,5x k _h x k _m	-	0	1	1	0,5	1	1,5	
	Réfrigérateur+compartiment	0,35	-	102	447	-	447	8760	0,5x k _h x k _m	-	1	0	1	0,5	1	1,5	
	Congélateur	0,5	-	124	543	-	543	8760	0,5x k _h x k _m	-	0	1	1	0,5	1	1,5	
Echelons + veille	Compact Hi-Fi	0,35	3,2	47	28	14	42	200	1,5± 1,5	-	1	2	3	1	1	1	
	Jeux vidéo	0,25	0,9	150	8	72	80	120	2± 2	=TV	0	1	2	1	1	1	
	Disque dur	0,21	2,1	8	17	3	20	365	1± 0,5	=PC portable	1	2	2	1	1	1	
	Parabole	0,41	6,4	18	51	33	84	300	6± 3	=TV	0	1	1	1	1	1	
	Hi-Fi	0,72	4,7	21	38	8	46	200	2± 2	-	1	2	3	1	1	1	
	DVD	0,67	1,3	22	11	13	24	300	2± 1	=TV	1	2	2	1	1	1	
	Enregistreur DVD	0,67	1,1	15	10	3	13	200	1± 0,5	-	0	0	1	1	1	1	
	Home cinéma	0,18	1,6	44	14	44	58	335	3± 3	=TV principale	0	0	1	1	1	1	
	Projecteur	0,02	5,1	154	45	108	153	200	3,5± 1,75	-	0	0	1	1	1	1	
	TV principale	1	1,3	141	11	296	307	350	6± 3	-	1	1	2	1	1	1	
	TV secondaire	0,8	1,8	62	16	31	47	250	2± 1	-	0	1	2	1	1	1	
	Box TV	1	5,0	11	44	16	60	300	6± 3	=TV	0	1	2	1	1	1	
	Imprimante	0,67	1,2	11,5	10	4	14	365	1± 0,5	=PC	0	1	1	1	1	1	
	Imprimante multi	0,43	2,7	27,9	24	10	34	365	1± 0,5	=PC	0	0	1	1	1	1	
	Scanner	0,35	1,4	40,5	13	7	20	365	0,5± 0,25	=PC	0	1	1	1	1	1	
	Micro ondes	0,67	2	1 027	18	37	55	365	0,05± 0,0375	-	1	1	1	1	1	1	
	PC portable	0,42	2,1	52	17	39	56	300	2,5± 2,5	-	1	2	3	1	1	1	
	PC fixe principal	0,79	18	114	158	171	329	300	5± 2,5	-	0	1	1	1	1	1	
	PC fixe secondaire	0,25	2,6	136	23	68	91	250	2± 1	-	0	0	1	1	1	1	
	Machine à café	0,91	0,3	689	3	31	34	450	0,1± 0,05	-	0	1	1	1	1	1	
Echelons + veille nulle	Bouilloire	0,5	0	1 933	-	58	58	300	0,1± 0,05	-	1	1	1	1	1	1	
	Four	1	0	1 131	-	224	224	220	0,9± 0,0225	-	1	1	1	0,8	1	1,2	
	Plaques cuisson fonte	1	0	990	-	198	198	400	0,5± 0,25	-	1	0	0	1	1	1	
	Plaques cuisson vitro	1	0	1 124	-	281	281	500	0,5± 0,25	-	0	1	0	1	1	1	
	Plaques cuisson induction	1	8	593	70	267	337	600	0,75± 0,375	-	0	0	1	1	1	1	
	Sèche linge	0,32	0	1 556	-	427	427	183	1,5± 0	> machine à laver (1 h après max)	0	1	1	0,85	1	1,15	
	Fer à repasser	0,8	0,0	1 233	-	37	37	60	0,5± 0,25	-	1	1	1	1	1	1	
	Chargeur	1	0	9	0	13	13	365	1± 0,5	-	2	3	4	1	1	1	
	Aspirateur	1	0	800	-	20	20	50	0,5± 0,25	-	1	1	1	1	1	1	
	Eclairage principal	1	0	99 x k _m	-	180	180	365	2,5± 2,5	-	5	5	5	0,3	1	1,4	
	Eclairage secondaire	1	0	99 x k _m	-	180	180	365	2,5± 2,5	-	5	5	5	0,3	1	1,4	
	Cycles + occurrences	Lave linge	0,94	5	* Fig. H.5	40	244	284	300	* Fig. H.5	-	1	1	1	0,8	1	1,2
		Lave vaisselle	0,61	6	* Fig. H.5	48	232	280	200	* Fig. H.5	-	0	1	1	0,85	1	1,15

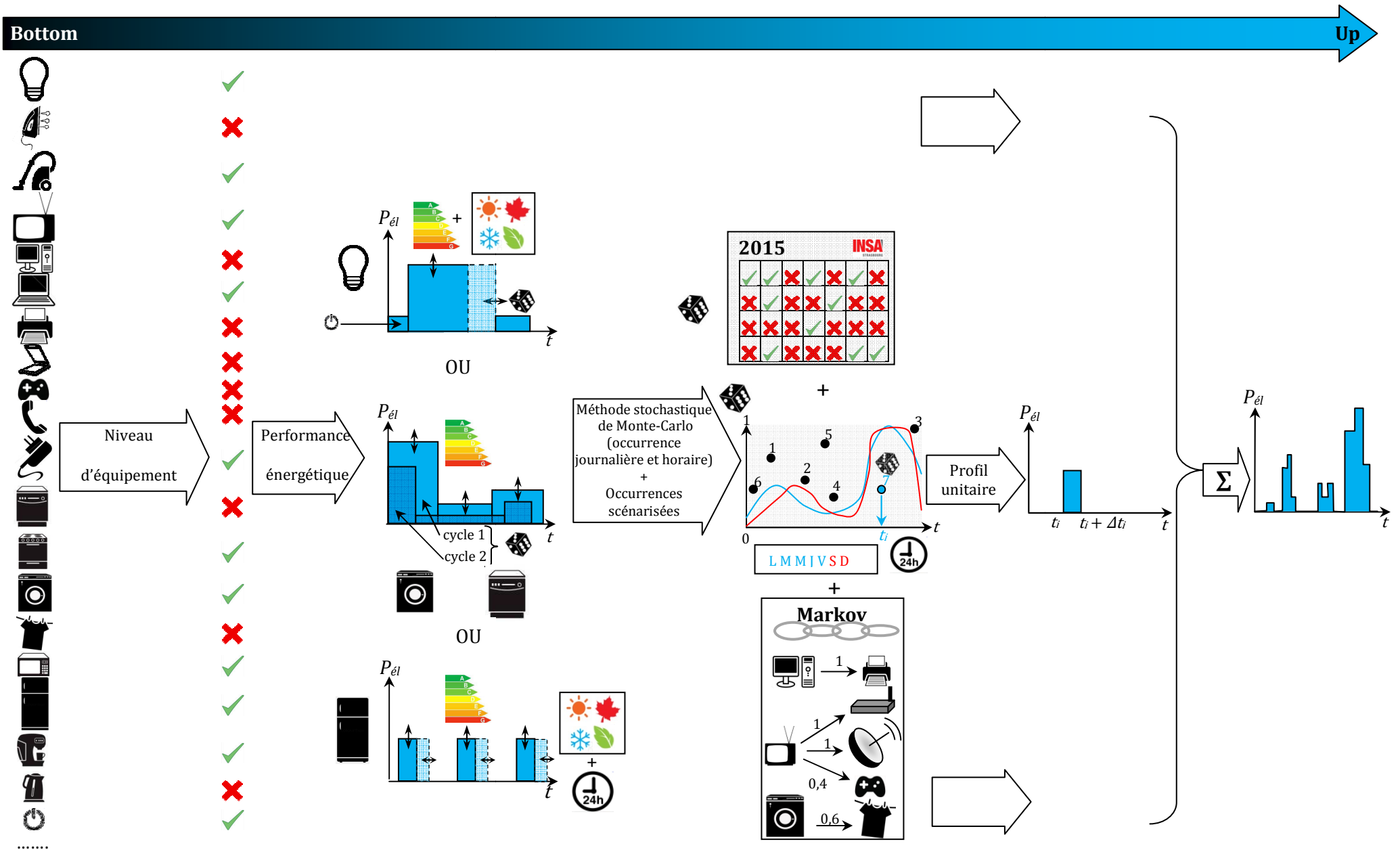


Fig. H.5 – Processus de génération stochastique par méthode « Bottom-up » de besoins électriques spécifiques.

H.3. Analyse des courbes de charges générées

H.3.1. Consommations moyennes

Le tableau H.5 donne les consommations moyennes obtenues sur cinq fichiers en fonction des paramètres de niveaux d'équipement (bas, moyen et haut) et des niveaux de performance énergétique (A, B et C).

Tab. H.5 – Consommations électriques moyennes (en kWh_{el}/an/foyer).

Performance énergétique	Niveau d'équipement		
	bas	moyen	haut
A	1 790	3 580	5 330
B	2 330	4 430	5 870
C	2 750	4 800	7 360

H.3.2. Monotones de puissances

La figure H.6 donne les monotones de puissances de trois configurations paramétriques.

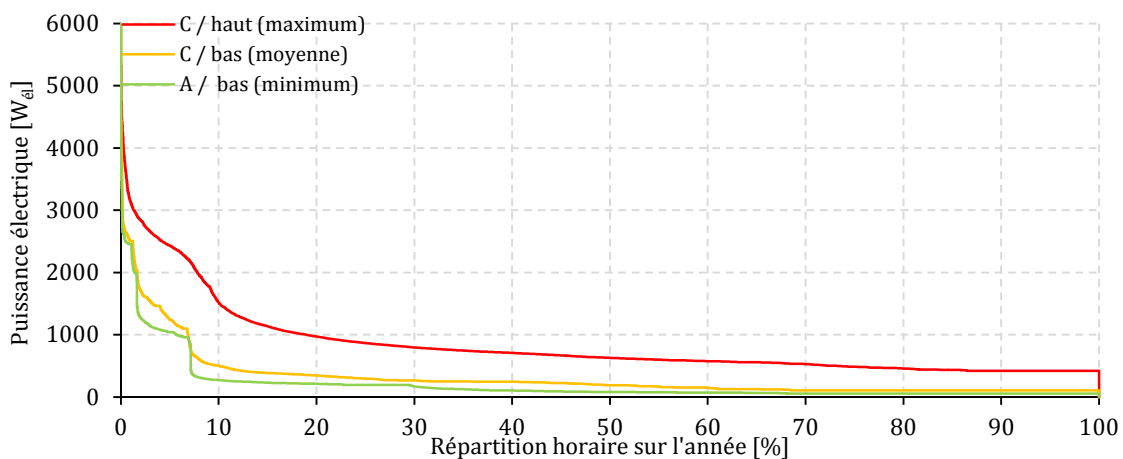


Fig. H.6 – Monotones des puissances électriques de trois configurations caractéristiques.

H.3.3. Spectre des puissances appelées

La figure H.7 donne les spectres de puissances appelées de trois configurations paramétriques.

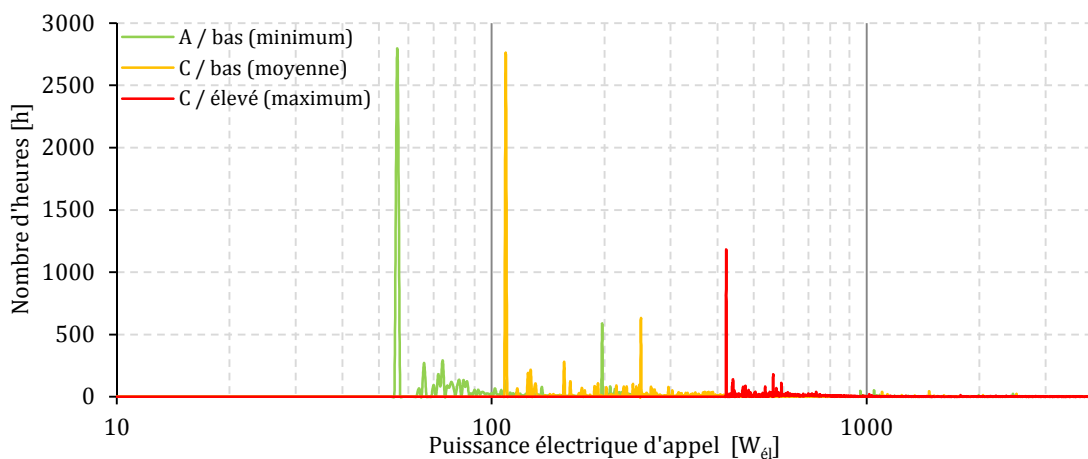


Fig. H.7 – Spectre des puissances électriques appelées de trois configurations caractéristiques.

///Annexe I : Données du générateur stochastique de besoins en ECS

I.I. Guide de l'AICVF

Une campagne de mesure de consommations d'ECS a été réalisée par le **CSTB** en 1979. Le facteur déterminant retenu pour la consommation d'ECS était le nombre de pièces du logement. Les résultats de cette étude complète sont, d'une part les consommations moyennes de logements français en fonction du nombre de pièces (réactualisé au fil du temps) (*cf.* Tab. I.1) et d'autre part, des coefficients de répartition temporelle des puisages (*cf.* Tab. I.2 à I.4).

Tab. I.1 – Besoins moyens d'ECS en litres à 60°C pour un logement [AIC04].

Nombre de pièces	1	2	3	4	5
Enquête 1979	40	55	75	95	125
Recalage 1986	50	70	95	120	160
Base des calculs techniques	75	105	150	180	240

Pour obtenir les profils de puisages au cours des différentes journées de l'année, il suffit donc de multiplier ces besoins moyens d'ECS par trois types de coefficients :

- Les coefficients k_h pour la répartition horaire,
- Les coefficients k_j pour la répartition hebdomadaire,
- Les coefficients k_m pour la répartition mensuelle.

Les coefficients présentés ci-dessous correspondent aux coefficients à utiliser dans le cas d'un logement :

- La répartition horaire selon le type de jour se fait grâce aux coefficients k_h ($\sum k_h = 24$) :

Tab. I.2 – Coefficients horaires selon le type de jour [AIC04].

heure	samedi	dimanche	semaine
0	0,06	0,05	0,02
1	0,04	0,05	0,02
2	0,02	0,02	0,01
3	0,02	0,02	0,01
4	0,01	0,02	0,02
5	0,05	0,02	0,2
6	0,35	0,04	1,6
7	1,07	0,36	3,3
8	2,21	1,28	1,8
9	2,59	2,63	1,5
10	2,63	3,53	1,23
11	1,83	2,94	0,9
12	1,5	1,74	1,1
13	1,94	1,38	1,42
14	1,72	1,56	0,8
15	1,06	1	0,5
16	0,73	0,74	0,54
17	0,89	0,68	0,85
18	1,38	1,3	1,65
19	1,34	1,59	1,9
20	1,19	1,59	2,25
21	0,6	0,68	1,3
22	0,44	0,59	0,78
23	0,33	0,19	0,3
total	24	24	24

- La répartition journalière se fait grâce aux coefficients k_j ($\sum k_j = 7$) :

Tab. I.3 – Coefficients pour la répartition journalière [AIC04].

Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche
0,96	0,86	0,92	0,87	0,9	1,19	1,3

- La répartition mensuelle se fait grâce aux coefficients k_m ($\sum k_m = 12$) :

Tab. I.4 – Coefficients pour la répartition mensuelle [AIC04].

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
1,26	1,2	1,1	1,06	1,00	0,8	0,5	0,6	0,9	1,05	1,15	1,4

I.2. La norme NF-EN 13203-2

La norme NF-EN 13203-2 (2006) concernant l'évaluation des consommations énergétiques des appareils à combustible gazeux définit six cycles de puisages journaliers, représentant un nombre de puisages caractérisés (lavage de main, vaisselle, bain, douche, *etc.*). Les puisages de ces cycles sont donnés en énergie puisée à un instant donné. Parmi ces six cycles de puisage, le cycle n°2 et le cycle n°3 correspondent à un besoin total journalier respectivement de 5,8 et de 11,7 kWh_{th}, représentant respectivement la consommation d'un logement standard de trois personnes et de cinq/six personnes. Ces deux cycles de puisages sont les suivants :

Tab. I.5 - Cycle de puisage n°2 [NFE06].

	Horaire de puisage	Energie puisée [kWh _{th}]	Type de puisage	ΔT désirée à atteindre pendant le puisage [K]	Min. ΔT avant le début du calcul de l'énergie utile [K]
1	7,00	0,1050	Petit		15
2	7,15	1,4000	Douche		30
3	7,30	0,1050	Petit		15
4	8,10	0,1050	Petit		15
5	8,15	0,1050	Petit		15
6	8,30	0,1050	Petit		15
7	8,45	0,1050	Petit		15
8	9,00	0,1050	Petit		15
9	9,30	0,1050	Petit		15
10	10,30	0,1050	Nettoyage du sol	30	0
11	11,30	0,1050	Petit		15
12	11,45	0,1050	Petit		15
13	12,45	0,3150	Vaisselle	45	0
14	14,30	0,1050	Petit		15
15	15,30	0,1050	Petit		15
16	16,30	0,1050	Petit		15
17	18,00	0,1050	Petit		15
18	18,15	0,1050	Nettoyage domestique		30
19	18,30	0,1050	Nettoyage domestique		30
20	19,00	0,1050	Petit		15
21	20,30	0,7350	Vaisselle	45	0
22	21,15	0,1050	Petit		15
23	21,30	1,4000	Douche		30
	Total:	5,845			
	Litres d'eau à 60 °C	100			

Tab. I.6 - Cycle de puisage n°3 [NFE06].

	Horaire de puisage	Energie puisée [kWh _{th}]	Type de puisage	ΔT désirée à atteindre pendant le puisage [K]	Min. ΔT avant le début du calcul de l'énergie utile [K]
1	7,00	0,1050	Petit		15
2	7,05	1,4000	Douche		30
3	7,30	0,1050	Petit		15
4	7,45	0,1050	Petit		15
5	8,05	3,6050	Bain	30	0
6	8,25	0,1050	Petit		15
7	8,30	0,1050	Petit		15
8	8,45	0,1050	Petit		15
9	9,00	0,1050	Petit		15
10	9,30	0,1050	Petit		15
11	10,30	0,1050	Nettoyage du sol	30	0
12	11,30	0,1050	Petit		15
13	11,45	0,1050	Petit		15
14	12,45	0,5150	Vaisselle		0
15	14,30	0,1050	Petit		15
16	15,30	0,1050	Petit		15
17	16,30	0,1050	Petit		15
18	18,00	0,1050	Petit		15
19	18,15	0,1050	Nettoyage domestique		30
20	18,30	0,1050	Nettoyage domestique		30
21	19,00	0,1050	Petit		15
22	20,30	0,7350	Vaisselle	45	0
23	21,00	3,6050	Bain	30	0
	Total:	5,845			
	Litres d'eau à 60 °C	200			

I.3. Données du générateur de fichiers de besoins d'ECS

I.3.1. Champs de probabilité d'occurrence

La figure I.1 compile les champs de probabilités employés pour le générateur stochastique de besoins en ECS basés sur les coefficients horaires et hebdomadaires de la méthode AICVF et sur les travaux de Jordan et Vajen [JOR01].

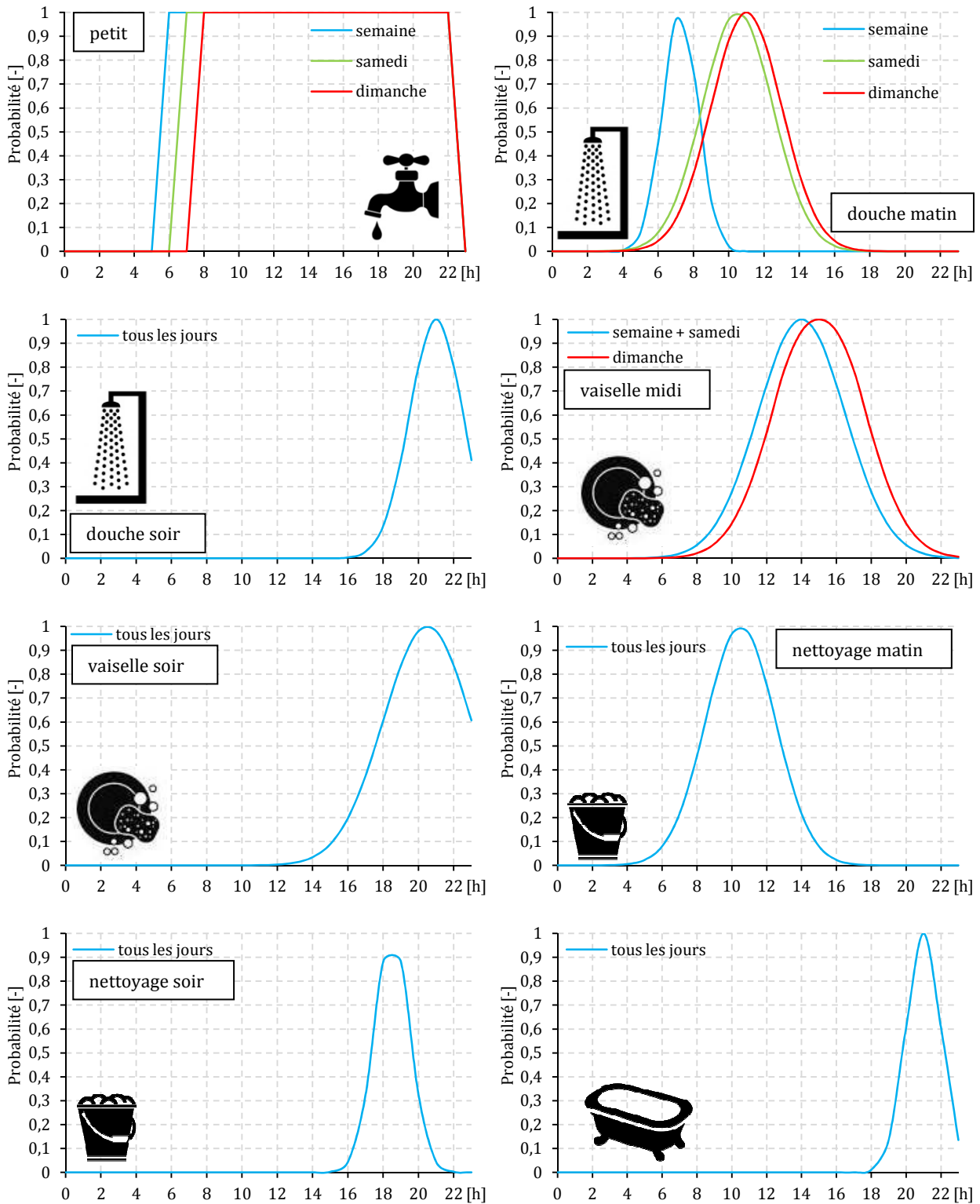


Fig. I.1 – Champs de probabilité d'occurrence horaire des différents types de puisages d'ECS.

I.3.2. Grandeurs statistiques du générateur stochastique

Le tableau I.7 récapitule toutes les grandeurs statistiques utilisées pour le générateur stochastique des besoins en ECS. En particulier, il donne les fréquences d'occurrence des puisages, les débits moyens de soutirage ainsi que l'écart type des lois normales de distribution, les énergies thermiques soutirées de référence et les coefficients de modulation distinguant des profils à hauts et bas niveaux de consommation.

Tab. I.7 – Paramètres caractéristiques de chaque type de puisage utilisés pour le générateur stochastique.

Type de puisage	Fréquence d'occurrence	Débit moyen de soutirage nominal q_v^{nom} [l.min ⁻¹]	Ecart type sur le débit de soutirage [l.min ⁻¹]	Élévation de température type par rapport à T_{EF} [K]	Energie puisée Q [kWh _{th}]	Coefficient de modulation f_{modu} [-]	
						Haut	Bas
Petit puisage	16 j ⁻¹	12	2	15	0,105	1	0,66
Douche matin	1 j ⁻¹	18	2	30	1,4	1	0,66
Douche soir	1 j ⁻¹	18	2	30	1,4	1	0,66
Vaisselle midi	1 j ⁻¹	12	2	45	0,315	1,6	1
Vaisselle soir	1 j ⁻¹	12	2	45	0,735	1,6	1
Nettoyage matin	1 j ⁻¹	12	2	30	0,105	1	1
Nettoyage soir	1 j ⁻¹	12	2	30	0,105	1	1
Bain	1 semaine ⁻¹ (samedi ou dimanche)	18	2	30	3,605	1	1

I.3.3. Schématisation du processus de génération stochastique de besoins d'ECS

La figure I.2 décrit le processus de génération stochastique par méthode « Bottom-up » de besoins en ECS développé pour la plateforme MICOBât_e.

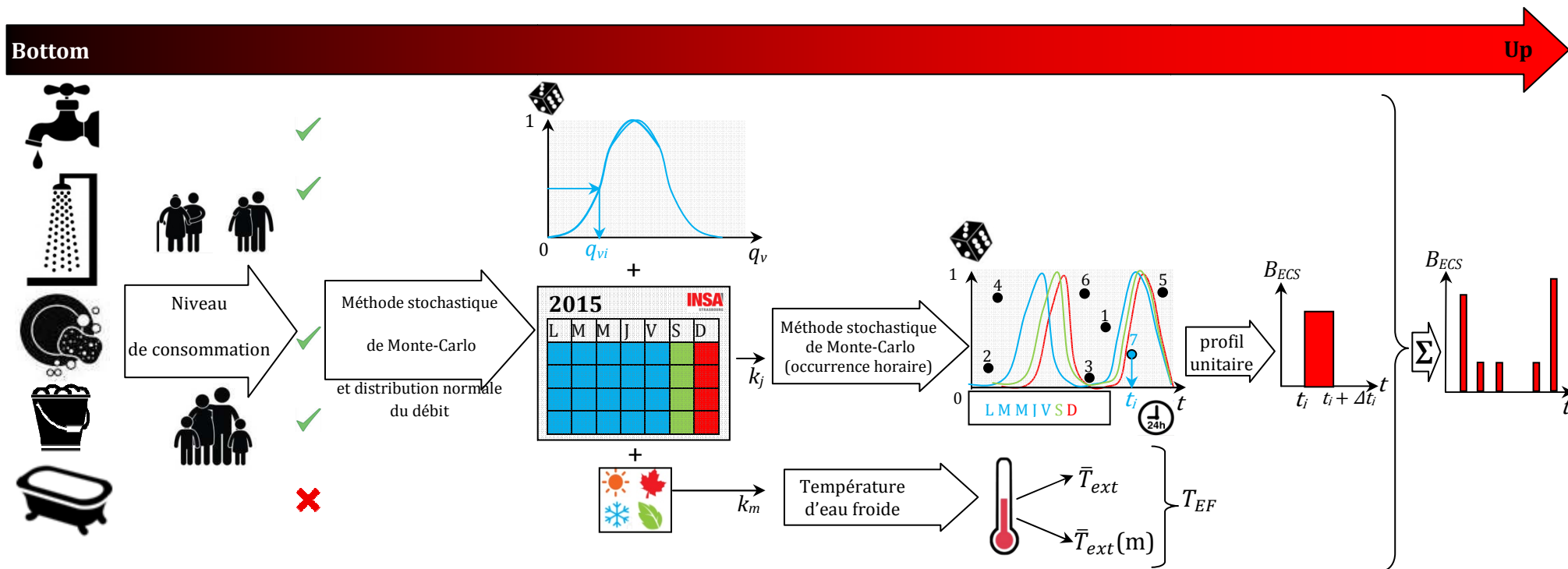



Fig. I.2 – Processus de génération stochastique par méthode « Bottom-up » de besoins en ECS.

///Annexe J : Certificats d'économies d'énergie (CEE) appliqués à la micro cogénération gaz

J.1. La Fiche d'opération standardisée d'économies d'énergie



Certificats d'économies d'énergie
Opération n° **BAR-TH-44**

Chaudière individuelle de type micro-cogénération à moteur Stirling

1. Secteur d'application
Bâtiments résidentiels existants.

2. Dénomination
Mise en place d'une chaudière individuelle de type micro-cogénération à moteur Stirling.

Une chaudière à micro-cogénération à combustible liquide ou gazeux à moteur Stirling est un générateur, asservi aux besoins de chauffage et éventuellement d'eau chaude sanitaire, assurant la totalité des besoins de chauffage du logement et produisant simultanément de l'électricité.

3. Conditions pour la délivrance de certificats
Les chaudières à micro-cogénération respectent les deux conditions suivantes :

- la puissance thermique du module principal est comprise entre 4 et 8 kW ;
- la puissance électrique du module principal est comprise entre 0,5 et 1,5 kW.

Mise en place réalisée par un professionnel.

4. Durée de vie conventionnelle
16 ans.

Fig. J.1 – Fiche d'opération standardisée d'économies d'énergie pour un micro cogénérateur gaz (1/2).



5. Montant de certificats en kWh cumac

Pour une maison individuelle :

		Zone climatique	kWh cumac			
Chauffage		H1	91 000	X	Facteur correctif	Surface habitable (m ²)
		H2	74 000		0,2	S < 35
		H3	50 000		0,4	35 ≤ S < 60
Chauffage + eau chaude sanitaire accumulée		H1	110 000		0,7	60 ≤ S < 80
		H2	91 000		0,9	80 ≤ S < 100
		H3	61 000		1,1	100 ≤ S ≤ 130
Chauffage + eau chaude sanitaire instantanée		H1	110 000		1,4	> 130
		H2	87 000			
		H3	59 000			

Pour un appartement :

		Zone climatique	kWh cumac
Chauffage		H1	48 000
		H2	39 000
		H3	26 000
Chauffage + eau chaude sanitaire accumulée		H1	65 000
		H2	53 000
		H3	36 000
Chauffage + eau chaude sanitaire instantanée		H1	62 000
		H2	51 000
		H3	34 000

Fig. J.2 – Fiche d'opération standardisée d'économies d'énergie pour un micro cogénérateur gaz (2/2).

J.2. Montant des CEE apporté par un micro cogénérateur gaz pour une maison individuelle (MI) et un appartement (A)

La figure J.3 donne le montant des CEE selon la configuration pour respectivement une maison individuelle (MI) et un appartement (A) en considérant une cotation moyenne de 0,3 c€/kWh_{cumac}.

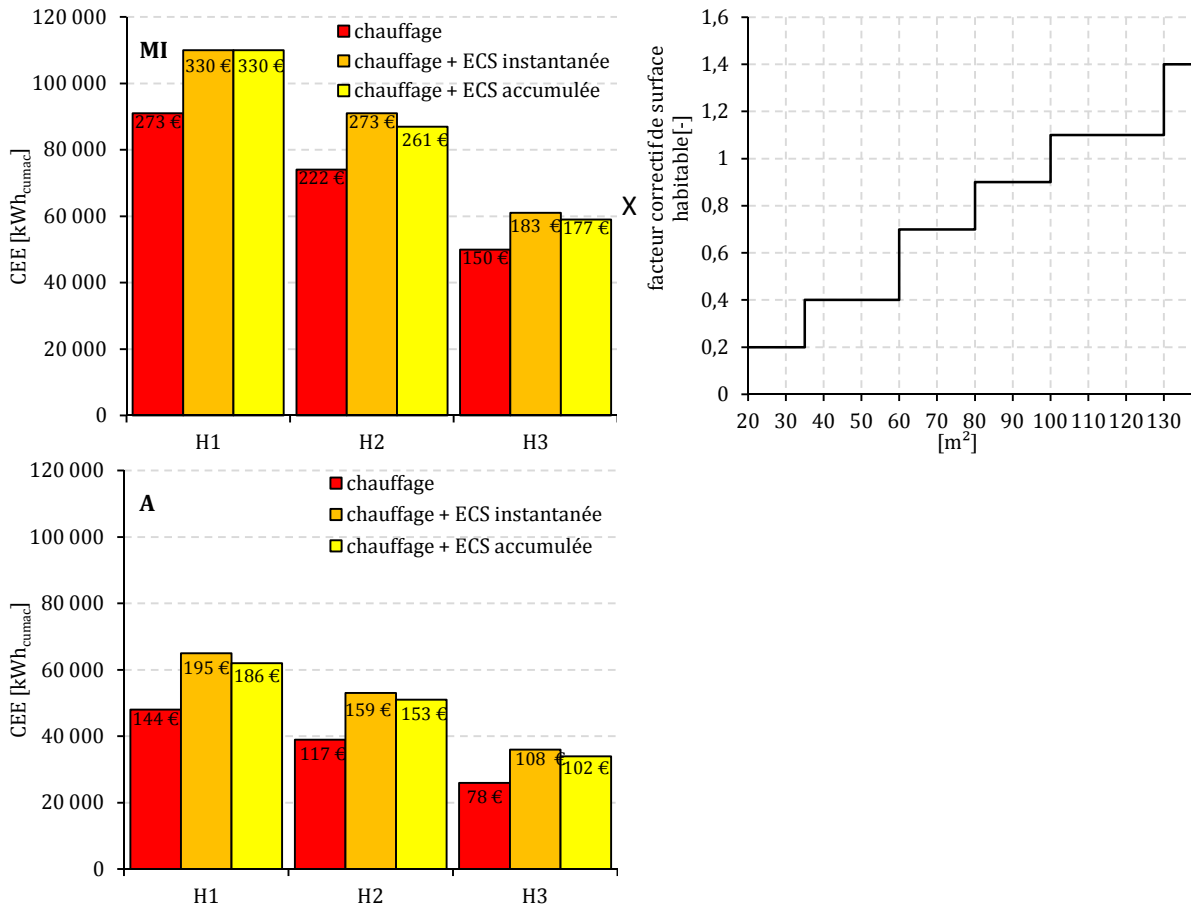


Fig. J.3 – Montant des CEE apporté par un micro cogénérateur gaz pour une maison individuelle (MI) et un appartement (A).

///Annexe K : Paramètres de la régulation du système de chauffage

K.1. Caractéristiques des lois d'eau

Les paramètres des lois d'eau selon la zone climatique sont donnés au tableau K.1. En particulier, les températures de base sont issues de la réglementation thermique française.

Tab. K.1 – Paramètres des lois d'eau par zone climatique.

Ville	Strasbourg	Trappes	Clermont-Ferrand	Rennes	Nantes	Bordeaux	Orange	Marseille	France (RTE)
T_{base}	-15	-7	-8	-5	-4	-4	-7	-2	-10
T_{base}	20								

K.2. Caractéristiques des régimes de température

Les régimes de température de chauffage (aller/retour) selon la performance des bâtiments sont donnés au tableau K.2. En particulier, les émetteurs compatibles avec de tels régimes sont précisés.

Tab. K.2 – Régimes de température de chauffage et types d'émetteurs selon la performance énergétique des bâtiments.

Performance du bâtiment	A	B	C	D	E	F	G
Régime [°C]	35/30	40/30	50/40	60/45	70/55	80/60	90/70
Emetteurs	Plancher chauffant	Plancher chauffant	Emetteur basse température	Convecteur	Radiateur	Radiateur ou plafond rayonnant	Radiateur ou plafond rayonnant

///Annexe L : Diffusion des travaux réalisés pendant cette thèse

L.1. Publications dans des journaux internationaux avec comité de lecture

J.-B. Bouvenot, B. Andlauer, P. Stabat, D. Marchio, B. Flament, B. Latour, M. Siroux, *Gas Stirling engine μ CHP boiler experimental data driven model for building energy simulation*, **Energy and Buildings**, Volume 84, December 2014, Pages 117-131.

J.-B. Bouvenot, B. Latour, M. Siroux, B. Flament, P. Stabat, D. Marchio, *Dynamic model based on experimental investigations of a wood pellet steam engine micro CHP for building energy simulation*, **Applied Thermal Engineering**, Volume 73, Issue 1, 5 December 2014, Pages 1039-1052.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, B. Flament, *Dwellings electrical and DHW load profiles generators development for μ CHP systems using RES coupled to buildings applications*, **Energy Procedia**, 2015.

L.2. Actes de conférences internationales

J.-B. Bouvenot, B. Latour, P. Stabat, B. Flament, M. Siroux, D. Marchio, *Développement d'un modèle numérique pour l'optimisation d'un micro-cogénérateur gaz couplé au bâtiment*, Acte du **Congrès COFRET 2014**, Paris, Mai 2014.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, B. Flament, *Energetic, environmental and economic simulation platform development of μ CHP and energy storage systems coupled to buildings*, Proceeding of **ECOS international conference 2015**. Pau, July 2015.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, B. Flament, *Dwellings electrical and DHW load profiles generators development for μ CHP systems using RES coupled to buildings applications*, Proceeding of **IBPC international conference 2015**. Torino, June 2015.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, B. Flament, *Micro cogeneration systems coupling to buildings: energetic, environmental and economic optimization by electrical loads management strategies*. Proceeding of **Microgen IV international conference**, 2015. Tokyo, Japan, October 2015.

L.3. Actes de conférences nationales

J.-B. Bouvenot, B. Andlauer, B. Flament, P. Stabat, D. Marchio, B. Latour, M. Siroux, *Modélisation numérique de solutions de micro cogénération*, acte du **Congrès SFT 2013**. Gérardmer, Mai 2013.

J.-B. Bouvenot, B. Latour, P. Stabat, B. Flament, M. Siroux, D. Marchio, Y. Mermond, *Modélisation numérique de solutions de micro cogénération biomasse*, acte du **Congrès SFT 2014**, Lyon, Juin 2014.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, B. Flament, *Couplage optimal de solutions de micro cogénération avec les bâtiments d'habitation : création d'une plateforme d'optimisation numérique sous TRNSYS*, acte du **Congrès SFT 2015**. La Rochelle, Mai 2015.

L.4. Livre

A. Triboix, **J.-B. Bouvenot**, *Les transferts thermiques par l'exemple - 71 problèmes d'application résolus*, 1^{ère} édition, **Editions Eyrolles**, Paris, 2015.

L.5. Journée d'étude pour l'annexe 31 de l'Agence Internationale de l'Energie

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, *Multi criteria optimization of micro combined heat and power devices coupled with building and energy storage systems*, **IEA ECES annex 31 meeting**, Milan, October 2014.

L.6. Conférence nationale (invité)

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, *Etude par voies expérimentale et numérique de solutions de micro cogénération*, **Conférence ECOTECH 21**, CHP & Bio-Fuels, Amiens, juin 2013.

L.7. Conférences nationales

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, *La micro cogénération à l'INSA de Strasbourg*, Journées thématiques SFT : **journées de la micro cogénération**, CNAM Paris, janvier 2013.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, *Gestion optimale de solutions de micro cogénération*, Journée thématique SFT : **journée de la micro cogénération**, CNAM Paris, janvier 2014.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, B. Latour, *Optimisation multicritères du couplage de solutions de micro cogénération avec le bâtiment*, Journée thématique SFT : **journée de la micro cogénération**, CNAM Paris, janvier 2015.

J.-B. Bouvenot, M. Siroux, *Solutions de micro cogénération couplées aux bâtiments : sensibilité des STD à la définition des modèles numériques*, **journée thématique SFT**, Energétique du bâtiment : état de l'art et perspectives, 2015. Paris, Mars 2015.

Etudes expérimentales et numériques de systèmes de micro cogénération couplés aux bâtiments d'habitation et au réseau électrique

Résumé

La micro cogénération désigne la génération simultanée de deux types d'énergie à faible puissance. En énergétique, ce terme désigne en pratique la production simultanée d'électricité et de chaleur : le principe reposant sur la récupération de la chaleur fatale induite par la production électrique.

Deux bancs d'essais ont d'abord été réalisés sur deux prototypes de micro cogénérateurs : un moteur Stirling à gaz et un moteur à vapeur à granulés de bois. Une campagne expérimentale a été menée pour caractériser chaque système au niveau énergétique et environnemental. Les résultats expérimentaux ont abouti sur deux modèles numériques dynamiques et semi-physiques de micro cogénérateurs programmés dans l'environnement numérique TRNSYS où une plateforme numérique de simulation a été développée. Celle-ci intègre principalement des modèles de systèmes de stockage d'énergie, des générateurs stochastiques de fichiers de besoins énergétiques et des stratégies innovantes de pilotage des systèmes et des charges selon des critères de précision et de réalisme.

Cette plateforme a permis d'évaluer la pertinence énergétique, environnementale et économique de micro cogénérateurs couplés aux bâtiments d'habitation et au réseau électrique selon différentes configurations.

Most clés : Micro cogénération, moteur Stirling gaz, moteur à vapeur biomasse, expérimental, modélisation, bâtiment, stockage thermique, stockage électrique, TRNSYS

Abstract

Micro combined heat and power (μ CHP) or cogeneration means the simultaneous generation of two energy types. In energetic fields, this term refers usually to the simultaneous production of electricity and heat: the principle being based on the recovering of the fatal heat induced by the electricity production processes.

Firstly, two test benches were carried out on two μ CHP prototypes: a gas Stirling engine and a wood pellets steam engine. Experimental investigations were conducted to characterize each system at energy and environmental levels. The experimental results led two dynamic and semi physical numerical models of μ CHP systems programmed in the numerical tool TRNSYS where a numerical platform has been developed. This platform integrates mainly energy storage systems models, stochastic energy needs file generators and innovative management strategy of systems and energy loads according to precision and realism criteria.

This platform allows assessing realistic energy, environmental and economic relevance of μ CHP systems coupled with dwelling buildings and the power grid according to different configurations.

Keywords : Micro combined heat and power/ micro cogeneration, gas Stirling engine, biomass steam engine, experimentations, modeling, buildings, heat storage, power storage, TRNSYS