



MODELE DE SIMULATION POUR L'ÉVALUATION DE COMBINAISONS DE MESURES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂ :

*Inventaire des techniques de substitution permettant de
réduire les émissions de CO₂*

Rapport final - Février 2000

pour le compte
**des Services du Premier Ministre - Services Scientifiques,
Techniques et Culturels**

(contrat de recherche N°CG/DD/212)

**MODELE DE SIMULATION POUR L'EVALUATION DE COMBINAISONS DE
MESURES DE REDUCTION DES EMISSIONS DE CO2 :**

Inventaire des techniques de substitution permettant de réduire les émissions de CO2

Rapport final - Février 2000

pour le compte

***des Services du Premier Ministre - Services Scientifiques,
Techniques et Culturels***

(contrat de recherche N°CG/DD/212)

TABLE DES MATIERES

1. Remerciements	13
2. Introduction	13
3. Les chaudières gaz à condensation	15
3.1. Principe de fonctionnement	15
3.2. Performances	15
3.2.1. Rendement annuel	15
3.2.2. Paramètres influençant le rendement.....	17
3.3. Puissances installées	20
3.4. Coût d'investissement et de maintenance	21
3.5. Comparaison gaz/fuel	22
3.6. Marché des chaudières à condensation	24
3.7. Barrières à l'introduction de la condensation	24
3.7.1. Coût de l'installation	24
3.7.2. Réseau gaz.....	25
4. Le bois de chauffage	26
4.1. Introduction	26
4.2. Les combustibles issus du bois	26
4.2.1. Les bûches et combustibles assimilés	27
4.2.2. Les plaquettes de bois	28
4.2.3. Les pellets de bois.....	29
4.2.4. Les écorces et les déchets de bois contaminés	29
4.2.5. Le gisement de bois disponible en Belgique.....	30
4.3. Les chaudières à bois pour le chauffage résidentiel	31
4.3.1. Paramètres de qualité de la chaudière bois	32
4.3.2. Les chaudières domestiques à alimentation manuelle.....	33
4.3.3. Les chaudières à alimentation automatique	34
4.4. Analyse du coût de production	35
4.4.1. Les coûts d'investissement.....	36
4.4.2. Les coûts de maintenance	36
4.4.3. Les coûts des combustibles	36
4.4.4. Les coûts de production.....	36
4.5. Marché des chaudières bois	38

4.5.1.	Taux de pénétration actuel.....	39
4.5.2.	Potentiel technique.....	39
4.6.	Aspects environnementaux.....	39
4.6.1.	Un combustible avec un cycle neutre du CO ₂	40
4.6.2.	Pollution de l'air	41
4.7.	Barrières à l'introduction des chaudières à bois.....	42
4.7.1.	Coûts trop élevés.....	42
4.7.2.	Manque de filières d'approvisionnement en combustible	42
4.7.3.	Manque d'intérêt des professionnels du bâtiment et mauvaise image auprès du public.....	43
4.7.4.	Bibliographie	43
5.	Solaire thermique	44
5.1.	Introduction.....	44
5.2.	Description technique	44
5.3.	Performances des systèmes solaires.....	45
5.4.	Dimensionnement d'une installation	47
5.5.	Potentiel et taux de pénétration.....	50
5.6.	Conditions de rentabilité économique	51
5.7.	Barrières au développement du solaire thermique	52
6.	La pompe à chaleur.....	54
6.1.	Introduction.....	54
6.2.	Techniques et rendement intrinsèque.....	54
6.2.1.	Principe de fonctionnement.....	54
6.3.	Performances des différents systèmes.....	58
6.4.	Coûts d'investissement.....	59
6.5.	Emissions de CO ₂ évitées.....	60
6.6.	Impact environnemental.....	60
6.7.	Barrières et incitants.....	60
7.	L'énergie photovoltaïque	62
7.1.	Introduction.....	62
7.2.	Technique et rendement intrinsèque	62
7.3.	Conditions de rendement exogène	64
7.4.	Évolution future	64
7.5.	Potentiel technique.....	65
7.6.	Conditions de rentabilité économique	66
7.6.1.	Coûts d'investissement.....	66
7.6.2.	Coûts de maintenance et d'entretien	67

8. Cogénération	69
8.1. Introduction.....	69
8.1.1. Turbines à vapeur.....	71
8.1.2. Turbines à gaz.....	72
8.1.3. Cycles combinés	72
8.1.4. Moteurs à combustion interne	73
8.1.5. Moteurs à combustion externe (cycle de Stirling).....	74
8.1.6. Piles à combustibles	74
8.2. Taux de pénétration de la cogénération en Belgique	74
8.3. Potentiel technique de cogénération	76
8.3.1. Secteur tertiaire	78
8.3.2. Secteur industriel.....	79
8.3.3. Secteur résidentiel	79
8.4. Coûts des investissements.....	80
8.5. Coûts d'entretien et maintenance	81
8.6. Les développements technologiques en cours.	82
8.7. Réduction des émissions de CO₂	82
8.8. Coût des réductions d'émissions de CO₂	83
8.9. Barrières et incitants.....	84
8.9.1. Cogénération et libéralisation.....	84
8.9.2. La cogénération de qualité	84
8.9.3. Des avantages tarifaires existants	85
8.9.4. Des mesures incitatives à adopter	85
9. Piles à combustible.....	87
9.1. Introduction.....	87
9.2. Techniques et rendement intrinsèque.....	87
9.2.1. Description.....	87
9.2.2. Exemple de systèmes destinés au secteur résidentiel.....	91
9.2.3. Description des caractéristiques des piles à combustible à acide phosphorique (ONSI).....	92
9.2.4. Performances des systèmes utilisant des piles à combustible.....	93
9.3. Conditions de rendement exogène	94
9.4. Evolution future.....	95
9.5. Conditions de rentabilité économique	95
9.6. Conditions de rentabilité économique	96
9.6.1. Coûts d'investissement.....	96
9.6.2. Coûts d'entretien et de maintenance	97
9.7. Economies d'énergie primaire	98
9.8. Problèmes environnementaux liés à la technologie.....	99
9.9. Barrières.....	100

9.9.1.	Barrières à l'emploi des piles à combustible	100
9.9.2.	Solutions alternatives	100
9.9.3.	Mesures incitatives.....	101
9.10.	Fiche technique.....	102
Annexe 1 : influence de la nature du réformage et du recyclage des gaz issus de la cathode sur les performances des piles à combustible haute température		105
Annexe 2 : comparaison des différents types de piles à combustible		107
Annexe 3 : Quelques exemples représentatifs de sociétés développant des dispositifs de production d'électricité basés sur la technologie des piles à combustible.....		109
Annexe 4 : Coût des différentes techniques de substitution		111
Annexe 5 : Hydroélectricité		112
1	Introduction.....	112
2	Technique et rendement intrinsèque	112
3	Conditions de rendement exogènes.....	113
4	Potentiel et taux de pénétration.....	115
5	Conditions de rentabilité économique.....	117
5.1	Coûts d'investissement.....	117
5.2	Coûts d'entretien et de maintenance.....	118
Annexe 6 : Energie éolienne		120
1	Introduction.....	120
2	Techniques et rendement intrinsèque	120
3	Conditions de rendement exogènes.....	122
4	Evolution future	124
5	Potentiel et taux de pénétration.....	124
6	Conditions de rentabilité économique.....	126
6.1	Coûts d'investissement.....	126
6.2	Coûts d'entretien et de maintenance.....	127
Bibliographie		130

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Modèle de fiche descriptive des technologies	14
Tableau 2 : Types de collecteurs	47
Tableau 3 : Estimation des temps de retour de l'investissement suivant le surcoût dû à l'installation solaire par rapport à une installation classique (sans tenir compte du système de distribution).....	52
Tableau 4 : Valeurs théoriques des coefficients d'efficacité et des rapports d'énergie primaire	57
Tableau 5 : Sources de chaleur utilisées pour les applications dans le domaine du résidentiel	58
Tableau 6 : caractéristiques des trois systèmes de PAC air/air, air/eau et sol/eau.....	59
Tableau 7 : Rendement des différents types de cellules photovoltaïques	63
Tableau 8 : Répartition du potentiel technique belge pour l'énergie photovoltaïque	65
Tableau 9 : Répartition des coûts d'investissement et des charges d'exploitation par type d'application.	67
Tableau 10 : Coûts globaux actualisés par type d'application	68
Tableau 11 : Principales caractéristiques des différentes techniques de cogénération	71
Tableau 12 : Caractéristiques des turbines à gaz.....	72
Tableau 13 : Caractéristiques des moteurs à combustion interne	73
Tableau 14 : Potentiel de cogénération en Belgique	77
Tableau 15 : Potentiel de cogénération non réalisé en Belgique.....	77
Tableau 16 : Potentiel de réduction des émissions de CO ₂ lié à la cogénération	83
Tableau 17 : Emissions atmosphériques relatives à la pile PC25 d'ONSI/IFC. :	99
Tableau 18 : Types de centrales hydrauliques par puissances installées.....	114
Tableau 19 : Répartition des puissances installées et nombre d'installations existantes en Belgique (hors Coe).....	114
Tableau 20 : Répartition des durées moyennes d'utilisation, des puissances moyennes et du facteur de capacité par type de centrales en Belgique	115
Tableau 21 : Evaluation du potentiel hydroélectrique non réalisé par Région	116
Tableau 22 : Estimation du potentiel d'énergie hydraulique belge.....	116
Tableau 23 : Estimation des coûts d'investissement et des charges d'exploitation pour les différents types de centrales électriques	118
Tableau 24 : Répartition des coûts globaux actualisés par type d'installation.....	119
Tableau 25 : Classification des différents types d'éoliennes en fonction de leur puissance nominale, de leur diamètre et de la hauteur du mât.....	122
Tableau 26 : Valeurs du coefficient de cisaillement pour différents types de terrain.....	123
Tableau 27 : Vitesses moyennes de vent en Belgique à une hauteur de 25 m	124
Tableau 28 : Estimation du potentiel d'énergie éolienne pour la Belgique en fonction de la vitesse moyenne du vent et pour des productions en parc ou pour des éoliennes isolées.....	125
Tableau 29 : Valeurs typiques des coûts d'investissement et d'entretien-maintenance pour les différents types de sites en 1995 et en 2005.....	128
Tableau 30 : Coût global actualisé de l'énergie éolienne pour les différents types de site.....	128

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Rendement minimum des nouvelles chaudières imposé par l'AR du 18 mars 97 (exemple pour les chaudières de moins de 400 kW).....	16
Figure 2 : Rendement minimum des nouvelles chaudières imposé par l'AR du 18 mars 97 (exemple pour les chaudières de plus de 400 kW).....	17
Figure 3 : prix des chaudières gaz de moyenne et grosse puissances (brûleur non compris).....	22
Figure 4 : Exigence de rendement des labels « énergétiques » OPTIMAZ et HR+	23
Figure 5 : Stock de bûches [Ressources naturelles Canada, 1996]	27
Figure 6 : Fagots de dosses et délignures [UCL/GEB, 1999]	28
Figure 7 : Briquettes de bois densifié [Pfeiferholz].....	28
Figure 8 : Tas de plaquettes [CARMEN]	28
Figure 9 : Pellets en vrac [EcoForest].....	29
Figure 10 : Disponibilité du bois-énergie en Belgique	31
Figure 11 : Chambre à combustion d'une chaudière à tirage inversé : après la pré-gazéification des bûches, le gaz est oxydé dans une chambre à combustion indépendante par l'apport d'air secondaire [Hoval].	33
Figure 12 : Exemple de chaudière à bûches à alimentation manuelle à deux chambres de combustion [Bioburner].	33
Figure 13 : Chaudière automatique à plaquettes de bois (alimentation horizontale par vis sans fin, foyer à grille mobile, chambre de combustion recouverte de matériau réfractaire et décendrage automatique)	34
Figure 14 : Chaudière à bois à contre-courant [Energie Système]	35
Figure 15 : Cycle neutre du CO ₂ lors du chauffage au bois [Aubert, 1999]	40
Figure 16 : Emissions de monoxyde de carbone et rendement des nouvelles chaudières à bois testées par BLT Wieselburg (Autriche) entre 1980 et 1997 [Schmidl, 1998].	41
Figure 17 : Evolution de l'exposition énergétique journalière en Belgique pour un capteur orienté plein sud	47
Figure 18 : Variation, en fonction de l'inclinaison du capteur, de l'exposition énergétique totale de trois périodes considérées (année complète, printemps+été, automne+hiver).	48
Figure 19 : L'influence de l'orientation ; il s'applique aux utilisations relatives à l'année entière.....	49
Figure 20 : Schéma de fonctionnement d'une PAC à cycle de compression avec moteur électrique	55
Figure 21 : Schéma de fonctionnement d'une PAC à cycle de compression avec moteur électrique	55
Figure 22 : Schéma de fonctionnement d'une PAC à cycle d'absorption.....	56
Figure 23 : Variation du coefficient de performance d'une pompe à chaleur en fonction de l'écart de température entre la source de chaleur et celle du milieu à chauffer. La courbe discontinue représente le COP idéal. La zone hachurée indique la fourchette de performances obtenues pour des installations réelles	57
Figure 24 : Évolution de l'efficacité des modules photovoltaïques pour les années 1980 à 1994.....	65
Figure 25 : Répartition des coûts d'investissement pour une installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	66
Figure 26 : Prédiction de prix pour les systèmes photovoltaïques couplés au réseau	67
Figure 27 : Coût de production pour l'énergie photovoltaïque	68

Figure 28 : Comparaison entre la production combinée de chaleur et d'électricité avec une production séparée de chaleur dans une chaudière classique (rendement de 90%) et la production du parc électrique belge (rendement moyen actuel de 38%).....	69
Figure 29 : Comparaison entre la production combinée de chaleur et d'électricité avec une production séparée de chaleur dans une chaudière classique (rendement de 90%) et la production d'électricité par une centrale TGV (rendement de 53%).....	70
Figure 30 : Répartition de la puissance électrique des unités de cogénération entre les trois régions en 1996.....	74
Figure 31 : Répartition des unités de cogénération entre les différents secteurs (% de la puissance électrique) en 1996	75
Figure 32 : Répartition de la cogénération entre les différentes techniques en 1996 (% de la puissance électrique installée).....	75
Figure 33 : Evolution de la cogénération en Belgique de 1991 à 1997.	76
Figure 34 : Répartition de la puissance électrique liée au potentiel de cogénération dans le secteur tertiaire	78
Figure 35 : Répartition de la puissance électrique liée au potentiel de cogénération en fonction de la taille des installations dans le secteur tertiaire	78
Figure 36 : Répartition de la puissance électrique liée au potentiel technique de cogénération en fonction de la taille des installations dans le secteur domestique.....	79
Figure 37 : Coûts actuels des investissements liés aux moteurs à gaz.....	80
Figure 38 : Coûts actuels des investissements liés aux moteurs au diesel.....	81
Figure 39 : Coûts d'entretien et de maintenance des moteurs à gaz	81
Figure 40 : Coûts d'entretien et de maintenance des moteurs au diesel	82
Figure 41 : Courbe des coûts liés aux investissements et aux coûts d'entretien de la cogénération des le secteur domestique pour éviter une tonne de CO2	83
Figure 42 : Consommations de gaz naturel en fonction du rendement électrique.....	97
Figure 43 : Emissions de CO2 en fonction du rendement électrique.....	98
Figure 44 : Courbe de rendement de turbines (Kaplan et Pelton)	113
Figure 45 : Courbe de débits classés.....	115
Figure 46 : Répartition des coûts d'investissement pour une petite centrale hydroélectrique.....	118
Figure 47 : Courbe de coûts de production pour l'énergie hydroélectrique en fonction du potentiel de production d'électricité (en % du potentiel technique total).....	119
Figure 48 : Courbe schématique de puissance électrique d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent (V_d : vitesse de démarrage, V_n : vitesse nominale, V_a : vitesse d'arrêt).....	121
Figure 49 : Facteur de capacité en fonction de la vitesse moyenne du vent	123
Figure 50 : Variation du facteur de charge avec l'altitude.....	124
Figure 51 : Répartition des coûts d'investissement d'installation d'une éolienne.....	126
Figure 52 : Courbe de coût de production d'énergie éolienne en fonction du pourcentage du potentiel technique de production	129

1. Remerciements

Nous tenons à remercier Monsieur Yvan Sintzoff de l'Unité "TERM" de l'Université Catholique de Louvain-La-Neuve pour avoir préparé le chapitre relatif au chauffage au bois ainsi que Monsieur Pascal Theate du Service du Professeur Germain (Laboratoire de Chimie industrielle) de l'Université de Liège pour avoir préparé le chapitre concernant les piles à combustibles.

2. Introduction

Les résultats présentés dans ce rapport ont été obtenus dans le cadre du Projet intégré "Modèle de simulation pour l'évaluation de combinaisons de mesures de réduction des émissions de CO₂" coordonné par STEM-UFSIA. Les différentes mesures prises en compte dans ce modèle de simulation sont d'une part des mesures d'économie d'énergie, d'autre part, des mesures de substitution qui conduisent à une réduction des émissions de CO₂.

Les contributions de l'Institut Wallon se concentrent plus spécifiquement sur l'étude des mesures de substitution, dans le secteur résidentiel en particulier. Cette a consisté en un travail de collecte de données relatives aux différentes technologies pertinentes et se rapportant aux trois aspects suivants :

- Caractéristiques techniques
- Données économiques;
- Identification des principales barrières à leur mise en place et des moyens de lever ces barrières.

Les techniques étudiées sont les suivantes :

- Utilisation du bois de chauffage
- Solaire thermique
- Solaire photovoltaïque
- Cogénération
- Piles à combustibles
- Pompes à chaleur
- Chaudières au gaz les plus performantes

Chacune d'entre elles fait l'objet d'un chapitre. Les données qualitatives sont également résumées sous forme de fiches dans un fichier Exell et pouvant être intégrées dans une base de données utilisables au niveau du modèle élaboré par STEM. Cette fiche reprend les données suivantes :

Tableau 1 : Modèle de fiche descriptive des technologies

code
technology
sector
Pinf (kW)
Psup (kW)
description
max efficiency laboratory equipment / COP
typical efficiency commercial equipment / COP
yearly consumption
yearly production
life time (year)
all life time production
Investment Cost (Euro)
interest rate (%)
O&M (Euro)
Fuel cost (Euro/GJ)
generation cost (Euro/GJ)
Technology substituted
external costs (Euro/GJ)
barriers
transaction costs
year data
data source
country

En annexe sont également présentées les formes de production d'énergie éolienne et hydroélectrique.

3. Les chaudières gaz à condensation

Actuellement, dans les bâtiments résidentiels, le mode de production énergiquement le plus performant est la chaudière à condensation fonctionnant au gaz naturel.

3.1. Principe de fonctionnement

La combustion du méthane (qui compose 80% du gaz naturel) produit du CO₂ et de l'H₂O sous forme de vapeur. La quantité de chaleur alors dégagée par la combustion s'appelle le pouvoir calorifique inférieur (PCI) car l'eau produite reste sous forme de vapeur et est évacuée dans l'atmosphère avec les produits de la combustion. Si on condense cette vapeur d'eau dans un échangeur de chaleur, on récupère l'énergie latente contenue dans la vapeur d'eau. La chaleur totale ainsi produite est alors appelée le pouvoir calorifique supérieur (PCS) : $PCS = PCI + \text{chaleur de vaporisation de l'eau}$. Pour le gaz naturel : $PCS = PCI + 11\% = 36,7 \text{ MJ/m}^3 + 11\%$

La technique des chaudières à condensation consiste à récupérer la chaleur de vaporisation des fumées en les refroidissant au contact des parois froides d'un échangeur.

3.2. Performances

3.2.1. Rendement annuel

Pour comparer le rendement des chaudières à condensation et celui des chaudières classiques, il faut comparer leur rendement global annuel, qui prend en compte toutes les pertes de la chaudière (par les fumées, par rayonnement et d'entretien), en fonction de la charge réelle de la chaudière durant toute la saison de chauffe :

Rendement global annuel sur PCI (mesuré suivant la DIN 4702 , partie8)	
Chaudières à condensation gaz	De 104 % à 107 %
Chaudières gaz ou fuel les plus modernes (basse et très basse température)	95 %
Ancienne chaudière gaz ou fuel	68 %

A titre indicatif, on peut comparer ces chiffres avec la réglementation actuellement en vigueur en Belgique (A.R. du 11 mars 97). Celle-ci impose le rendement minimum que doivent avoir les chaudières installées en fonction du type de chaudière choisi (fig.1 et 2).

Commentaires :

- la réglementation belge impose des rendements instantanés à deux taux de charge de la chaudière (30 et 100%). Le rendement global annuel (comparable à celui mesuré selon la DIN 4702) se situe quelque part entre ces deux chiffres.
- la réglementation belge impose un rendement de chaudière à condensation tellement bas qu'elle admet que l'on installe une chaudière à condensation sans même faire attention si la configuration de l'ensemble de l'installation conduira à une réelle condensation des fumées (voir ci-après).

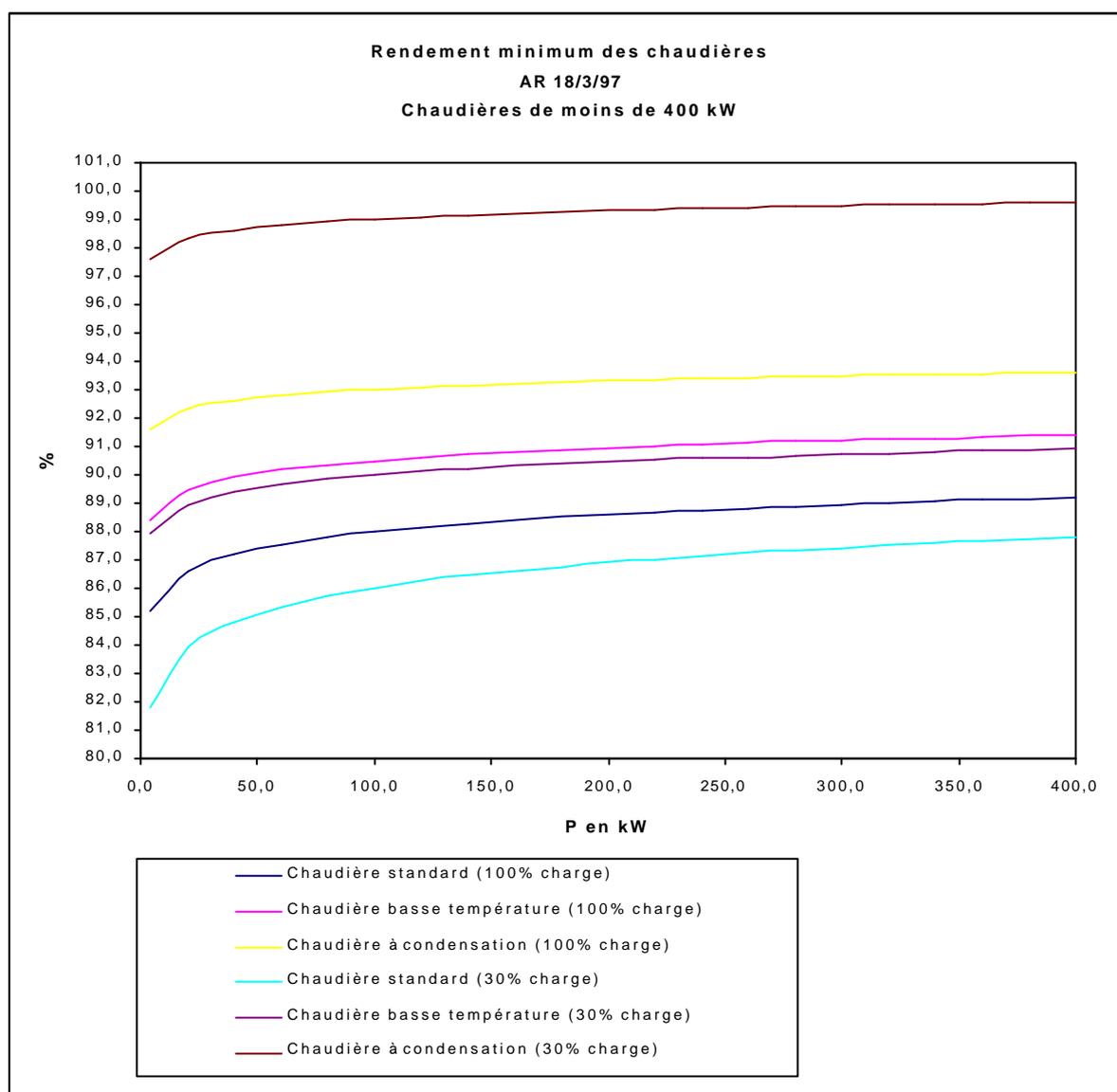


Figure 1 : Rendement minimum des nouvelles chaudières imposé par l'AR du 18 mars 97
(exemple pour les chaudières de moins de 400 kW)

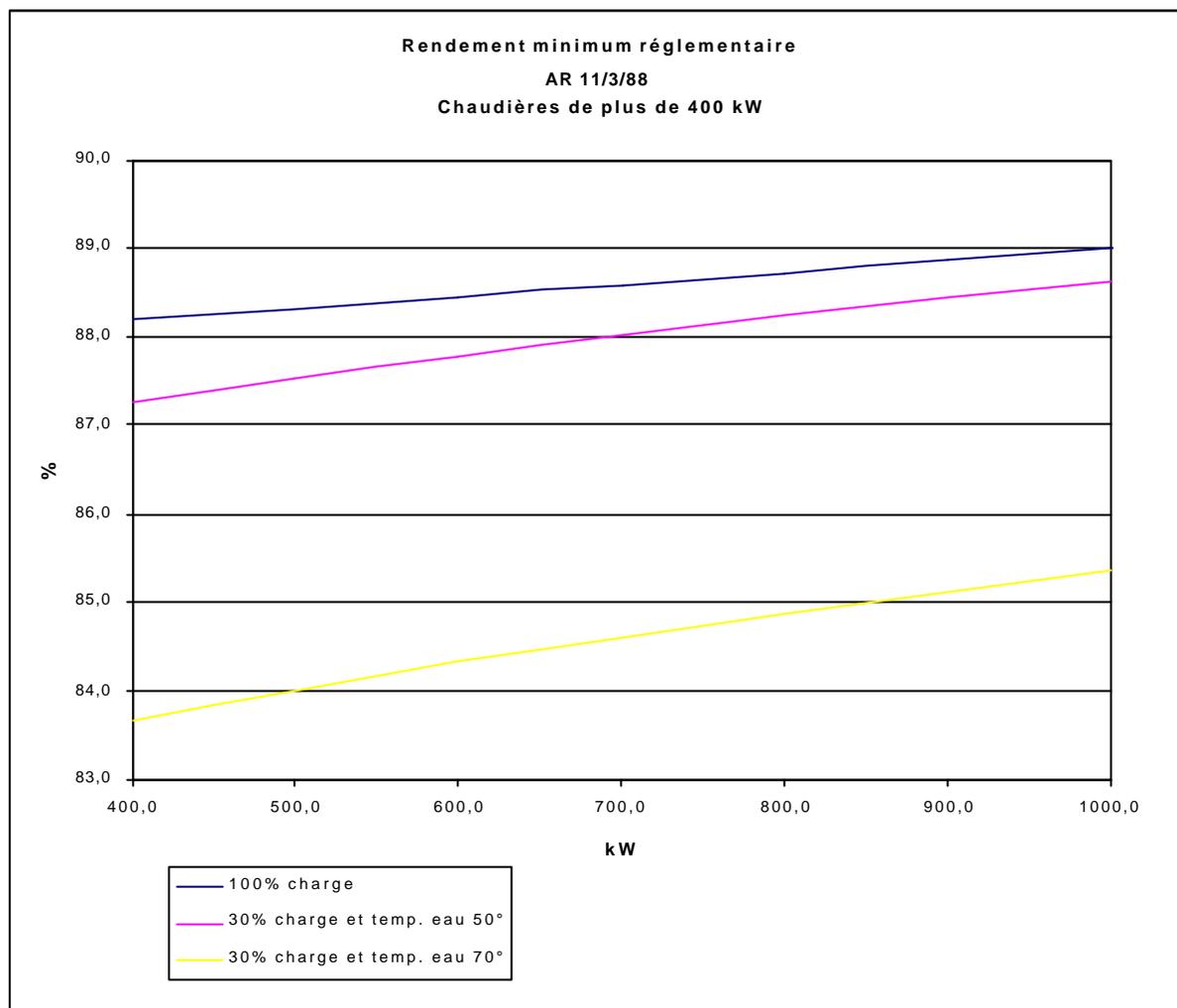


Figure 2 : Rendement minimum des nouvelles chaudières imposé par l'AR du 18 mars 97 (exemple pour les chaudières de plus de 400 kW)

3.2.2. Paramètres influençant le rendement

3.2.2.1. Température de retour de l'eau

Les performances réelles des chaudières à condensation dépendent de la température de l'eau circulant dans l'échangeur de récupération. Optimiser la condensation consiste à ramener de l'eau vers la chaudière la plus froide possible en toute saison. Cette température doit en tout cas être inférieure à 55°C.

Gain de rendement par rapport à une chaudière classique =

Gain sur la chaleur sensible des fumées + Gain sur la chaleur latente de la vapeur d'eau

Ce gain réel est difficile à estimer d'une manière générale car il dépend de la température d'eau qui irrigue la chaudière et qui est évidemment variable (elle dépend de la courbe de chauffe choisie et donc du surdimensionnement des émetteurs).

Par exemple, avec une température d'eau de 30°C, on obtient des produits de combustion de 45°C, ce qui représente des pertes de 2% en chaleur sensible et des pertes de 5% en chaleur latente (on gagne donc sur les 2 tableaux puisque la surface d'échange est nettement plus grande). Le rendement sur PCI est donc de :

$$((100-2)+(11-5))/100 = 104\%$$

La conception de l'installation (circuit hydraulique, émetteurs, production d'eau chaude sanitaire) à laquelle est raccordée l'installation joue en rôle important pour garantir une température de retour de l'eau vers la chaudière suffisamment basse pour obtenir la condensation maximum des fumées.

- Au niveau des émetteurs de chaleur, l'idéal est de les dimensionner pour un régime de température maximum de 60/40°. Dans ce cas, la température de retour vers la chaudière sera durant toute la saison de chauffe inférieure à 50°.

En rénovation, lorsqu'on raccorde une chaudière à condensation sur un circuit existant, en principe dimensionné pour un régime d'eau 90°/70° (température moyenne maximum de la saison de chauffe = 80°), le rendement de la chaudière varie entre 95 et 107% durant la saison de chauffe. Il faut cependant savoir que la puissance moyenne nécessaire au chauffage d'un bâtiment résidentiel est de moitié inférieure à sa puissance de dimensionnement (température extérieure moyenne de la saison de chauffe = 5.6°C, température extérieure de dimensionnement = -8..-10°C), ce qui veut dire en pratique que la température moyenne de retour de l'eau est voisine de 43° avec une régulation en température glissante. En pratique, tenant compte aussi du fait que tous les chauffages existants sont surdimensionnés, on peut estimer dans ce cas qu'il est possible de condenser pendant 90% de la saison de chauffe avec une chaudière à condensation travaillant sur un circuit dimensionné de manière classique.

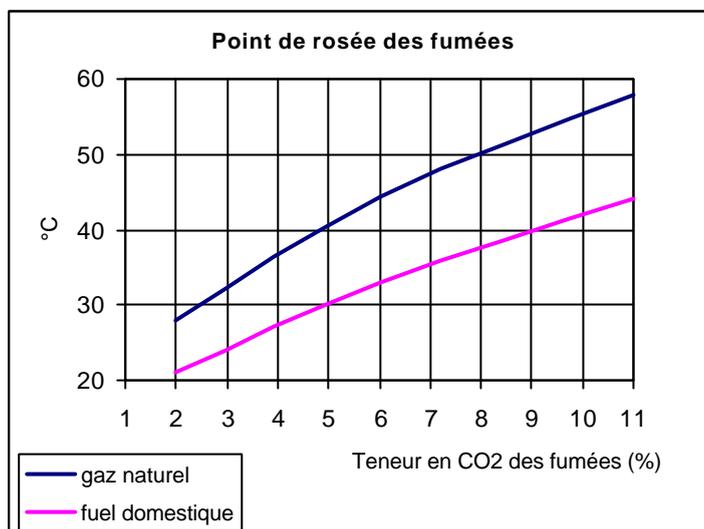
Les chaudières à condensation se combinent très bien avec un chauffage par le sol fonctionnant avec un régime d'eau 40°/30°.

- Lorsque la chaudière à condensation est combinée avec la production d'eau chaude sanitaire ou avec des aérothermes, système demandant en principe de l'eau à plus haute température, il est important de choisir des échangeurs de chaleur fonctionnant avec un régime de température d'eau primaire de l'ordre de 70°/40°, pour avoir des températures de retour entraînant la condensation. La régulation du circuit primaire doit se réaliser alors avec une différence de température départ/retour constante, ce qui implique une régulation sur le débit d'eau et non sur la température.
- Tout système hydraulique de mélange entre l'eau de retour et l'eau de départ d'une chaudière est à proscrire. En effet, ce mélange ne fait qu'augmenter la température de retour et donc diminue les performances de condensation. On retrouve, entre autres, parmi ces systèmes, les vannes 4 voies, les bouteilles casse-pression, les collecteurs primaires bouclés (attention il faut pour cela que les chaudières choisies puissent fonctionner sans débit), les soupapes différentielles, ...

En conclusion, l'étude correcte du circuit hydraulique auquel sera raccordée la chaudière à condensation est primordiale si on veut tirer tout le parti de la condensation en obtenant les meilleurs rendements.

3.2.2.2. Excès d'air

La qualité de la combustion et le taux de CO₂ présent dans les fumées jouent un rôle sur le point de rosée du gaz : il faut travailler avec le plus faible excès d'air possible pour augmenter au maximum le point de rosée des fumées et augmenter les potentialités de condensation.



Il faut donc prévoir des systèmes permettant un juste dosage de la combustion pour obtenir le point de rosée le plus haut. La situation idéale est l'utilisation d'une sonde analysant le teneur des fumées en oxygène et réglant automatiquement la qualité de la combustion. Ceci signifie également que la condensation est difficile à contrôler lorsque les chaudières à condensation sont équipées de brûleurs atmosphériques avec ou sans prémélange.

3.2.2.3. Type de brûleur

Les développements actuels en terme de brûleur ont principalement pour objectif la diminution des rejets des NO_x et non l'amélioration des rendements de combustion.

On retrouve par ordre d'évolution :

- Les brûleurs gaz atmosphériques : les brûleurs gaz atmosphériques sont constitués d'une rampe de brûleurs alimentés par une nourrice. Leur mise au point est réalisée par le constructeur et dépend de la conception des éléments constitutifs. Les rendements de combustion du brûleur sont ainsi maintenu tout au long du fonctionnement de la chaudière.
- Les brûleurs gaz à prémélange partiel ou total : dans les brûleurs à prémélange, un mélange de gaz et d'air est réalisé dans une chambre précédant la surface du brûleur. Le mélange est alors soufflé au travers d'une surface d'accrochage où se développe la flamme. Cette surface peut être en acier inoxydable avec des découpes adéquates ou en fils d'acier tressés. Avantages : il est possible d'obtenir une combustion complète grâce au contrôle du mélange air/gaz, on diminue fortement les émissions de NO_x. Le placement d'une sonde dans les produits de la combustion permet d'agir sur la vitesse de rotation du ventilateur et donc l'ajustement du rapport gaz/air parfait.
- Les brûleurs gaz radiant (céramique, ...) : les brûleurs radiants sont une évolution des brûleurs à prémélange pour lesquels la surface d'accrochage de la flamme est fortement rayonnante (par

exemple céramique). Dans ce cas le transfert de chaleur vers le corps de la chaudière se fait principalement par rayonnement, il n'y a pratiquement plus de flamme. La très basse température de combustion permet une très faible émission de NOx et de CO.

Et pour les plus grosses puissances, les brûleurs gaz pulsés, semblables aux brûleurs fuel, traditionnels ou Low NOx.

En conclusion, les gains de rendement instantané de combustion entre les meilleures et les plus anciennes technologies de brûleur (bien utilisées !) est de l'ordre de 2%. Par contre, les rejets de NOx ont chutés en dessous des normes les plus sévères.

3.2.2.4. Régulation du brûleur

Un brûleur peut être commandé en tout ou rien (tous les types de brûleur), en deux allures (brûleurs pulsés), c'est-à-dire avec une gradation de puissance 0/60/100% en fonction des besoins ou en modulation (brûleurs à prémélange, radiants et pulsés) complète.

L'intérêt de l'adaptation de la puissance du brûleur aux besoins réels est de diminuer les pertes de la chaudière en diminuant sa puissance de fonctionnement.

Pour les brûleurs pulsés, l'intérêt énergétique de passer d'un brûleur deux allures (suivant les besoins par palliers) à un brûleur modulant (suivant les besoins en continu) est faible. Le gain que l'on peut espérer sur le rendement annuel est de l'ordre de 0,5 .. 1,5%.

Pour connaître l'intérêt annuel du brûleur gaz modulant au niveau des chaudières domestiques est actuellement étudié par le VITO. Nous attendons les conclusions de cette étude.

3.2.2.5. Conception des corps de chaudière

Le sens de l'écoulement des fumées et des condensats joue un rôle important sur les performances de l'échangeur de condensation. En effet, si les fumées et les condensats circulent à contresens, les fumées chaudes risquent de revaporiser les condensats et donc on perd une part de l'intérêt de la condensation. Il faut donc que les fumées circulent de haut en bas. On évite ainsi aussi les concentrations acides dues au revaporisation et diminue la maintenance des échangeurs.

3.3. Puissances installées

La chaudière à condensation existe en version murale (de 6,5 à 65 kW), avec évacuation par cheminée ou à ventouse et sur sol (de 6,5 à 1000 kW). Les chaudières murales peuvent être mixtes (chauffage + eau chaude sanitaire).

Les chaudières murales sont composées d'un brûleur à prémélange classique ou radiant, d'une pompe de circulation, d'un allumage électronique, d'un coupe tirage antirefouleur, d'un vase d'expansion, d'une évacuation des gaz par cheminée ou par ventouse. Le tout est intégré dans un même capot pouvant être disposé n'importe où dans l'habitation (attention cependant à la ventilation du local).

Les chaudières sur sol sont plus volumineuses. Elles se disposent dans la cave, grenier ou garage. Elles permettent plus de combinaison dans la réalisation de l'installation (vase d'expansion séparé, combinaison avec l'ECS, ...). Elles sont équipées soit d'un brûleur à prémélange classique ou radiant (P de 10 à 300 kW pour les atmosphérique classique, P de 10 à 1000 kW pour les atmosphériques à prémélange), soit d'un brûleur pulsé (P de 60 kW à plusieurs MW).

Pour des puissances de chauffage supérieures à 200 kW, la puissance totale est fractionnée en plusieurs chaudières.

Dans ce cas, la solution la plus adéquate est l'accouplement d'une chaudière à condensation et d'une chaudière haut rendement gaz, l'ensemble étant régulé en cascade en fonction des besoins. La chaudière à condensation est alors la chaudière prioritaire. Dans cette situation, on arrive souvent à ce que la chaudière à condensation couvre pratiquement 90% des besoins de chaleur de la saison de chauffe (voir ci-dessus).

3.4. Coût d'investissement et de maintenance

Il est possible de donner les prix actuels (mars 99) de chaudières à condensation de type domestique (puissance de l'ordre de 25 kW) et de les comparer avec les prix des chaudières classiques :

Prix des chaudières gaz domestiques (BEF/kW, HTVA)		
	de	à
Chaudières murales à condensation	2600	4400
Chaudières murales basse température	1700	3000
Chaudières sur sol à condensation	2300	7800
Chaudières sur sol basse température	1800	1800
Chaudières fuel (brûleur compris)	1500	3700

Pour les chaudières à condensation, les coûts d'installation seront plus élevés que pour les chaudières classiques. En effet, il faut tenir compte des aménagements des cheminées et de l'évacuation des condensats. Dans le cas d'une évacuation par une cheminée traditionnelle, celle-ci devra être tubée de manière étanche pour résister à l'humidité (tubage à 8 ..10 000 BEF/m). Les condensats sont évacués à l'égout généralement sans traitement (ils sont à peine plus acides que l'eau de pluie).

Le coût d'entretien des chaudières domestiques au fuel s'élève à environ 5000 BEF/an. Cet entretien annuel est obligatoire. Les chaudières gaz domestiques ne font pas l'objet d'un entretien obligatoire. Celui-ci est cependant conseillé. Son coût est voisin de 4000 BEF/an.

Pour les chaudières de plus grande puissance, on peut estimer le surcoût d'une chaudière à condensation par rapport à une chaudière gaz traditionnelle à 80 ..100.% (prix uniquement de la chaudière, sans brûleur, ni régulation, ni aménagement de la cheminée, ...).

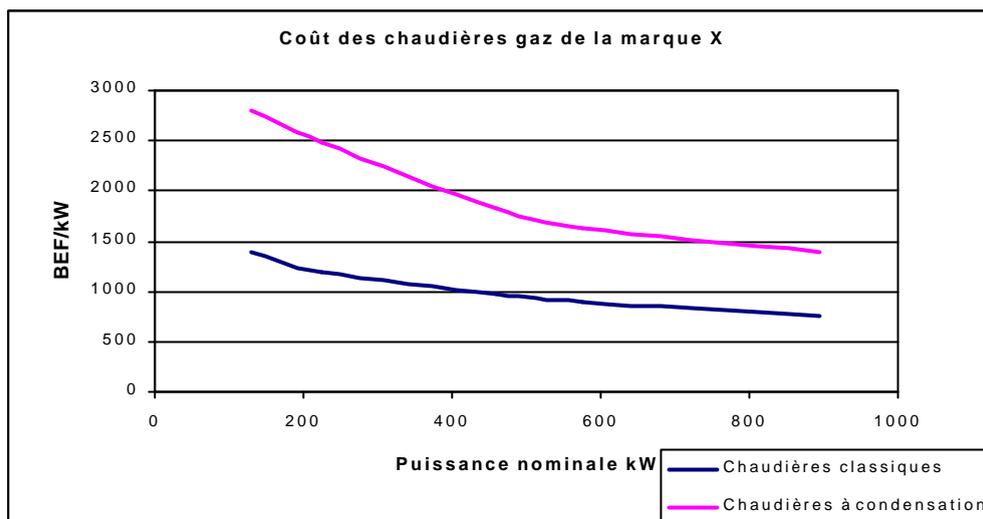


Figure 3 : prix des chaudières gaz de moyenne et grosse puissances (brûleur non compris)

On peut estimer que ce surcoût diminuera à 50 .. 75% dans 5 .. 10 ans grâce à l'augmentation de la production.

Il est à noter que les chaudières à condensation ne demandent pas d'entretien supplémentaire par rapport aux chaudières gaz classique.

3.5. Comparaison gaz/fuel

1^{ère} question : un chaudière gaz a-t-elle un meilleur rendement qu'une chaudière fuel ?

Non que du contraire ! Pour les chaudières fonctionnant avec des brûleurs pulsés, les rendements annuels sont semblables. C'est le degré d'isolation de la chaudière et son mode de régulation (basse température, très basse température) qui conditionnera son rendement. Par contre, les chaudières gaz utilisant des brûleurs atmosphériques traditionnels ou à prémélange partiel ont des rendements moindres que les chaudières fuel de même puissance. En effet, les pertes d'entretien de la chaudière (fonction de la température d'eau) sont plus importantes, étant donné le balayage du foyer par un flux d'air permanent, à l'arrêt de la chaudière. Le rendement saisonnier de ce type de chaudière peut diminuer de 1 à 10% (en fonction du surdimensionnement) par rapport au rendement saisonnier d'une chaudière fuel. Cette différence se retrouve mentionnée dans les différences d'exigence des labels « énergétique » OPTIMAZ (fuel) et HR+ (gaz) qui garantissent les performances énergétiques des chaudières traditionnelles (sans condensation).

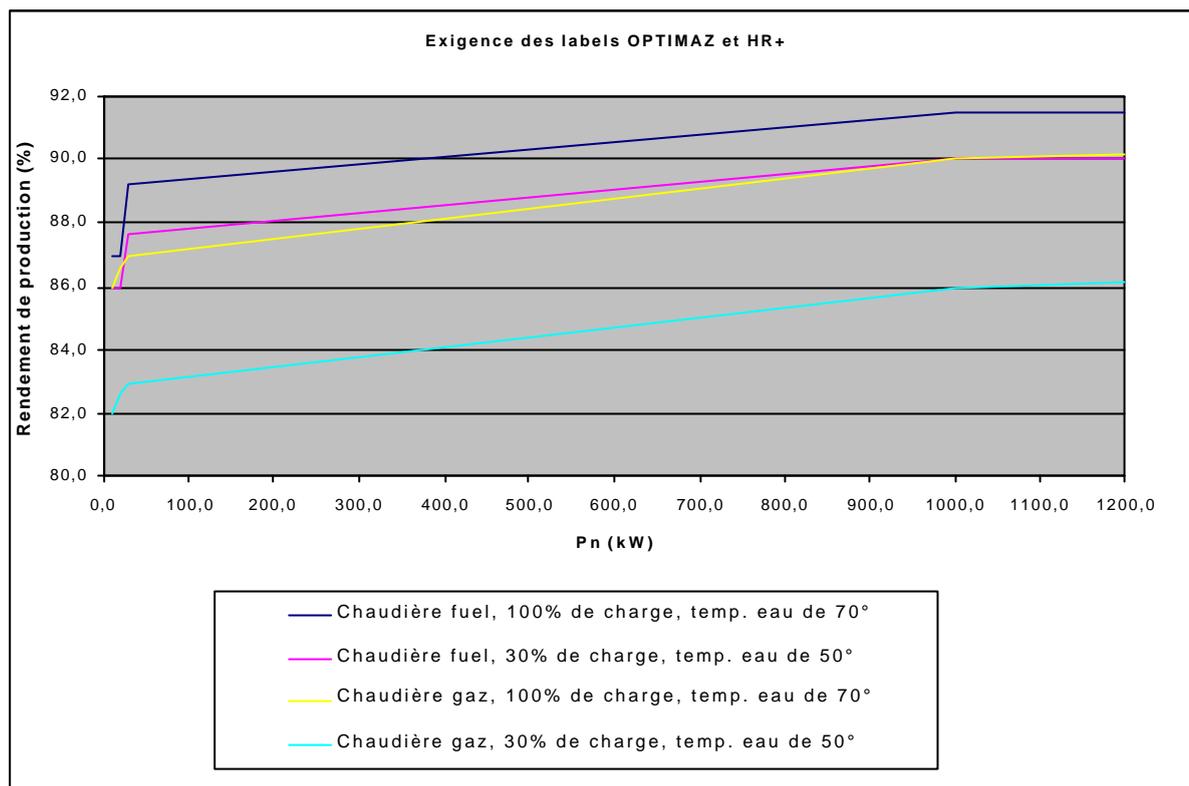


Figure 4 : Exigence de rendement des labels « énergétiques » OPTIMAZ et HR+

La différence entre les chaudières gaz et les chaudières fuel se situe au niveau du facteur d'émission de CO2 (55kg CO2/GJ pour le gaz naturel et 73 kg CO2/GJ pour le fuel).

2^{ème} question : existe-t-il des chaudières à condensation fonctionnant au fuel ?

Oui mais le fuel se prête moins bien à la condensation que le gaz naturel. En effet :

- son point de rosée est moins élevé, donc les périodes de condensation possibles sont plus courtes
- la teneur en vapeur d'eau des fumées est moins élevée
- il contient du soufre, les condensats sont donc corrosifs (pour la cheminée, l'échangeur), les condensats sont donc à traiter.

3.6. Marché des chaudières à condensation

Pour évaluer le taux de pénétration des chaudières à condensation actuelle, voici les chiffres dont nous disposons pour la Belgique (tout secteur confondu) :

Ventes annuelles de chaudières	135 000 ch/an
Ventes de chaudières gaz murales	45 000 ch/an
Ventes de chaudières gaz sur sol	35 000 ch/an
Ventes de chaudières fuel	55 000 ch/an
Ventes de chaudières à condensation	2 000 ch/an

Actuellement, 1,5% des chaudières vendues sont des chaudières à condensation. Cette proportion est de 30% en Allemagne et de 80% en Hollande.

3.7. Barrières à l'introduction de la condensation

3.7.1. Coût de l'installation

Prenons l'exemple d'une habitation unifamiliale de 180 m² :

	Ancienne installation	Nouvelle chaudière gaz murale	Nouvelle chaudière gaz à condensation
Consommation en m ³ de gaz	4400	3300	2900
Rendement annuel de production (%) sur PCI	68	92	104
Facture gaz (à 12 BEF/m ³) (BEF)	53 600	39 600	35 000
Economie par rapport à l'ancienne installation		14 000	18 600
Investissement (BEF)		56 000	84 000 (sans aménagement de la cheminée !)
Temps de retour simple		4 ans	4,5 ans
Temps de retour du surinvestissement « condensation » par rapport à « basse température »			6 ans

Pour les chaudières de plus grosse puissance le surcoût de la condensation est plus important, ce qui le rend plus difficilement rentabilisable sans aide. Notons qu'actuellement, les distributeurs de gaz offrent, pour les chaudières de plus de 70 kW, une prime de 1000 BEF/kW de chaudière à condensation installée, ce qui équivaut presque qu'au surcoût.

Notons que si on compare à nos voisins, notamment allemands et hollandais, le surcoût ne provient pas du coût élevé de la condensation mais plutôt faible coût des installations traditionnelles.

3.7.2. Réseau gaz

L'entièreté de la Belgique n'est pas desservie par le réseau de gaz naturel.

De plus, la technologie de la condensation n'est pas seulement en concurrence avec les chaudières gaz traditionnelles mais aussi avec les chaudières fuel, combustible actuellement très bon marché. A titre de comparaison, les Hollandais ne se chauffe qu'au gaz.

4. Le bois de chauffage

4.1. Introduction

Le bois est, depuis très longtemps, la principale source d'énergie renouvelable utilisée dans le monde. Aujourd'hui, le bois représente à peu près 15% de l'approvisionnement mondial en énergie primaire ¹. Mais la part du bois-énergie pourrait encore largement augmenter étant donné que la croissance végétale naturelle du stock de biomasse mondiale représente un potentiel énergétique de près de 3,000,000 PJ par an, soit 8 fois la consommation primaire d'énergie mondiale actuelle ². En Europe, la Commission Européenne table sur une croissance du secteur biomasse-énergie de 7-8% par an sur la période 1995-2010 alors que le reste du secteur de l'énergie augmentera de moins de 2% par an ³. Le secteur bois-énergie va donc subir de profondes mutations au cours des 10 prochaines années.

Derrière cette utilisation importante du bois comme source d'énergie, on trouve sur le marché un foisonnement de combustibles ligneux et de technologies différentes. De la bûche de chêne brûlée dans une cheminée jusqu'au bois de démolition co-gazéifié en centrale à charbon à cycle combiné, une multitude de combustibles et de technologies coexistent actuellement et sont développées dans les laboratoires de recherches.

En Belgique, la consommation d'énergie primaire à partir du bois représente 13,300 TJ/an, soit moins de 1% de la consommation globale d'énergie primaire mais 63% de l'énergie renouvelable consommée [Institut Wallon, 1996]. L'utilisation domestique du bois est répandue surtout comme moyen de chauffage d'appoint. Par contre, le nombre de ménages belges se chauffant exclusivement au bois est assez limité. Le dernier recensement estimait que 52,777 ménages se chauffaient au bois, soit un taux de pénétration de 1,4% ⁴. Sur le terrain, il apparaît souvent qu'une grande partie du bois consommé dans le secteur résidentiel est gaspillé du fait de l'inefficacité des vieilles technologies de combustion encore utilisées dans notre pays.

Les résultats intermédiaires de l'étude WOODSUSTAIN¹ montrent que l'utilisation moderne du potentiel moyen, estimé en Belgique à 40,000 TJ/an, pourrait permettre de réduire les émissions de CO₂ de notre pays de 1 à 3% par rapport à la référence de 1990 [UCL/GEB, 1999]. Le bois-énergie représente donc un moyen très intéressant pour réduire notre consommation d'énergie fossile.

4.2. Les combustibles issus du bois

Le bois est un combustible très particulier. Au contraire du gaz naturel ou du fuel de chauffage, ce combustible n'est pas standardisé. D'un combustible issu du bois à l'autre, certaines caractéristiques varient fortement : la forme (cylindrique, sphérique, parallélépipédique), la granulométrie (de 1 mm pour la sciure à près de 1 mètre pour des rondins), la masse volumique réelle (de 400 kg/m³ pour de l'épicéa anhydre à 1,000 kg/m³ pour du chêne anhydre²), la masse volumique apparente (de 150 kg/m³ pour des copeaux anhydres à 400 kg/m³ pour des bûches de chêne anhydre stockées en stère), le pouvoir calorifique (de 10 MJ/kg pour du bois humide à 18,6 MJ/kg pour du bois anhydre) et l'humidité (de 50% lors de l'abattage à moins de 10% pour des déchets de bois de menuiseries).

¹ WOODSUSTAIN, étude des « Contributions du bois-énergie au développement durable en Belgique », Plan d'appui scientifique à une politique de développement durable, projet intégré coordonné par le Groupe Energie Biomasse de l'Université catholique de Louvain.

² Nous parlons toujours de la masse de bois anhydre, si le bois est humide, son poids augmente mais la masse de bois anhydre reste la même.

Mais certaines caractéristiques sont communes à tous les combustibles ligneux : une faible teneur en cendre (entre 0,3% et 0,5% de la masse), une faible teneur en soufre (autour de 0,1%), une composition stable à forte teneur en oxygène (formule équivalente proche de $C H_{1,375} O_{0,577}$), une forte teneur en éléments volatiles (80% du bois est gazéifié au cours de la combustion), un pouvoir calorifique inférieure stable pour tous les bois anhydres (autour de 18,6 MJ/kg).

Pour le chauffage domestique, on considère généralement trois catégories de combustibles ligneux : les bûches, les plaquettes de bois et les pellets de bois. Nous éliminons donc ici l'utilisation d'écorces ou de déchets de bois contaminés (par exemple issu de la démolition) car leur combustion nécessite des investissements importants pour la manutention et l'épuration des fumées ce qui ne se fait pas pour les installations destinées au chauffage domestique.

4.2.1. Les bûches et combustibles assimilés

Les bûches de bois sont très souvent utilisées pour le chauffage domestique. D'une longueur de 15 à 50 cm et d'un diamètre de 5 à 15 cm, les bûches sont des rondins de bois fendus en quartiers (Figure 5). Chez nous, on utilise principalement les bois feuillus durs comme le chêne, le hêtre, le frêne, l'orme ou le charme. Mais, dans certaines régions d'Europe ou d'Amérique, des bois plus tendres sont aussi utilisés comme le pin ou le cèdre. Après abattage et tronçonnage en rondins de 1 mètre de longueur, on fend les rondins pour faciliter leur séchage naturel. Avant d'être utilisées, les bûches de bois doivent être stockées à l'air pendant 1 à 2 ans pour ramener leur humidité en dessous de 20%. Les rondins fendus sont finalement coupés en plusieurs morceaux pour obtenir des bûches de dimension acceptable pour la chaudière ou le poêle utilisé. On utilise parfois les dosses et délignures de scieries pour remplacer les bûches (Figure 6). Il existe aussi des bûchettes de bois densifié fabriquées à partir de sciure de bois (Figure 7). Ces dernières ont les mêmes caractéristiques générales que les bûches avec l'avantage d'avoir une humidité plus faible (autour de 5%), une densité volumique plus élevée et une homogénéité parfaite.

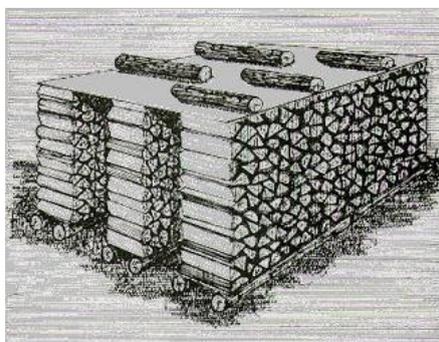


Figure 5 : Stock de bûches [Ressources naturelles Canada, 1996]

Certains consommateurs de bûches font directement leur bois eux-mêmes, considérant ce travail en plein air comme un loisir. Pour ceux qui les achètent, la valeur commerciale des bûches dépend du type de l'essence du bois utilisé, de l'humidité et de la taille des bûches achetées ainsi que du lieu de livraison. En Wallonie, le prix des bûches de feuillus varie entre 20 et 50 EUR/stère pour des bûches fendues, séchées, coupées, livrées et rangées sur site. Suivant le type de bois et son humidité, cela représente entre 5 et 28 centEUR/kg de bois, ou encore, entre 3 et 11 EUR/GJ. Les variations sont donc importantes suivant la qualité du bois vendu et le lieu de livraison. Pour les bûches de bois densifié, le prix monte jusqu'à 0.5 EUR/bûche, soit 0.4 EUR/kg, ou encore 22 EUR/GJ !



Figure 6 : Fagots de dosses et délignures [UCL/GEB, 1999]



Figure 7 : Briquettes de bois densifié [Pfeiferholz]

4.2.2. Les plaquettes de bois

Les plaquettes de bois, appelées en anglais « chips », sont des morceaux irréguliers de bois de 1 à 10 cm (Figure 8). On produit ces plaquettes combustibles à partir de n'importe quel type de bois. Cette opération peut se faire lors de l'exploitation forestière (broyage des rémanents forestiers tels que éclaircies, houppiers et petits bois), élagage d'autres arbres (haies, bords de route, parcs et jardins), récolte de culture énergétique de taillis ligneux ou récupération de sous-produits de l'industrie du bois. Le mode de production de ces plaquettes est très variable suivant le type de gisement de bois récolté.



Figure 8 : Tas de plaquettes [CARMEN]

Le séchage des plaquettes est plus compliqué à réaliser que celui des bûches. Sous l'effet de la compression des plaquettes et en présence d'humidité, il y a un risque de fermentation et d'échauffement. Ce qui n'existe pas dans un tas de bûches, beaucoup mieux aéré. Un mauvais séchage des plaquettes peut donc entraîner une perte importante de matière par fermentation. Il est donc toujours préférable de broyer le bois en chips après séchage naturel en rondins, plutôt que de broyer le bois vert. Dans ce

dernier cas, on veillera à avoir une bonne ventilation du stock de plaquettes ou un séchage immédiat pour éviter l'échauffement des plaquettes.

Le prix des plaquettes de bois sur le marché belge est actuellement fixé par l'industrie de la trituration qui paye entre 3 et 5 EUR/GJ. Récupérer les rémanents forestiers ou cultiver du bois sur des terres agricoles peut coûter de 3 à 11 EUR/GJ suivant le type de bois et la technique de récolte envisagée.

4.2.3. Les pellets de bois



Figure 9 : Pellets en vrac [EcoForest]

Les pellets sont des granulés cylindriques de bois longs de 10 à 40 mm et de diamètre compris entre 5 et 10 mm, fabriqués par compression et extrusion de sciures (Figure 9). Ces pellets ont l'avantage d'être parfaitement homogènes et secs (humidité entre 5% et 12%), ce qui garantit une combustion plus efficace et beaucoup plus propre qu'avec un combustible hétérogène comme les bûches ou les plaquettes. Plusieurs pays (USA, Autriche, ...) ont introduit une normalisation de la fabrication de ces pellets pour contrôler leur composition. Du fait de cette normalisation, le pouvoir calorifique des pellets s'établit quasiment toujours entre 16 et 17 MJ/kg ce qui simplifie fortement leur commercialisation.

En Belgique, il n'existe pas à proprement parler de marché pour les pellets de bois. Mais ce marché est en pleine croissance dans d'autres pays d'Europe et d'Amérique du Nord où la filière d'approvisionnement en pellets est de plus en plus développée pour le chauffage domestique. En Suède, la production est passée de 10,000 tonnes en 1990 à 500,000 tonnes de pellets en 1996. Ce mouvement est identique dans d'autres pays comme au Danemark et en Autriche où le prix de ces pellets se négocie actuellement entre 7 et 10 EUR/GJ [Biomass Tank, 1998].

4.2.4. Les écorces et les déchets de bois contaminés

Les écorces sont un sous-produit des scieries, obtenu après l'écorçage des grumes. Les écorces sont des combustibles assez particuliers par leur composition chimique, leur humidité et leur forme. Les écorces peuvent parfois être filandreuses et de ce fait, leur manutention et leur broyage est peu aisé. Les écorces sont donc plus difficiles à transformer en énergie que les bûches ou les plaquettes. Elles sont utilisées uniquement dans de grandes installations de combustion ou de gazéification (plusieurs MW_{th}).

De même les déchets de bois contaminés par des produits de préservation (vernis, peintures, etc.) ne peuvent en aucun cas être brûlés dans des chaudières ou des poêles à bois dépourvus de système

d'épuration des fumées adéquat. Malheureusement, ce message passe difficilement auprès des petites menuiseries où l'on brûle encore régulièrement toutes sortes de déchets.

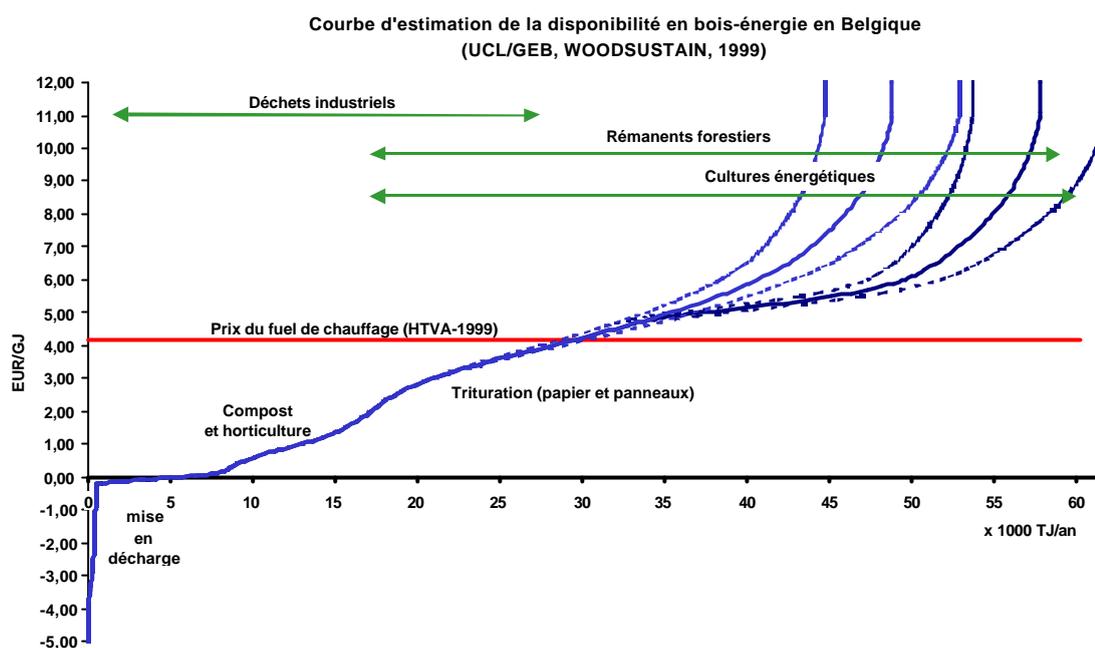
4.2.5. Le gisement de bois disponible en Belgique

L'étude WOODSUSTAIN est le travail le plus approfondi qui a été fait à ce jour pour estimer le potentiel bois-énergie disponible en Belgique. Le gisement global de bois disponible pour utilisation énergétique est relativement important puisqu'il se situe entre 30,000 et 60,000 TJ/an. Cette estimation tient compte des rémanents forestiers actuellement abandonnés en forêt, des sous-produits de l'industrie du bois principalement valorisés en trituration (papier et panneaux), des autres déchets de bois industriels aujourd'hui mis en décharge ou incinérés (y compris déchets de construction & démolition) et des cultures énergétiques ligneuses qui pourraient se développer sur des terres agricoles³.

Le gisement potentiel belge de bois-énergie contient aussi bien du bois déjà valorisé (pour faire des panneaux ou du papier) que du bois gaspillé (abandonné, brûlé sur chantier ou mis en décharge) ou du bois qui n'existe pas encore (agriculture ligneuse). Pour chaque type de bois, une analyse des coûts a permis d'estimer le prix actuel ou le prix de revient futur. Aujourd'hui, ce marché est encore largement dominé par les industries de la trituration qui utilisent les sous-produits de l'industrie de la transformation du bois pour la fabrication de papier et de panneaux.

La courbe de disponibilité du bois-énergie a été dessinée sur base de ces analyses de coûts (Figure 10). On voit que le potentiel de récupération du bois sous forme d'énergie est assez important en Belgique mais que le prix de ce combustible est généralement trop cher comparé au prix de l'énergie fossile. De plus, les déchets de bois industriels sont, pour la plupart, déjà valorisés par l'industrie de la trituration.

³ Une enquête a montré que convertir 3% de la surface agricole utile disponible aux cultures énergétiques ligneuses était une hypothèse réaliste à moyen terme [Dubuisson, 1997].

Figure 10 : Disponibilité du bois-énergie en Belgique ⁵.

4.3. Les chaudières à bois pour le chauffage résidentiel

Il existe plusieurs techniques de chauffage au bois. Le feu et les inserts de cheminée sont les plus répandus mais ils ne constituent pas à proprement parler un système de chauffage complet. Ces feux de cheminée ont avant tout un rôle décoratif et donnent une ambiance chaleureuse aux soirées d'hiver. D'ailleurs, le rendement énergétique de ces cheminées est généralement très faible (de 0% à 25%).

Les poêles à bois sont aussi très utilisés pour chauffer une pièce. On en retrouve de nombreux type : poêles à bois et charbon combinés, poêles à pellets, cuisinières à bois, poêles carrelés, etc. Les développements technologiques sont très importants sur les poêles à bois car ces appareils restent le moyen de chauffage au bois préféré des utilisateurs domestiques. Les chaudières à bois sont plus rares mais leur marché se développe de plus en plus en Europe. Elles bénéficient aussi des dernières innovations technologiques et de l'avantage de pouvoir s'insérer dans un système de chauffage central.

Aux Etats-Unis, sous l'impulsion du Clean Air Act, et en Europe du Nord, par le biais de politiques environnementales fortes, les technologies de combustion domestique du bois se sont beaucoup améliorées depuis le début des années 80. A la fin des années 90, il est devenu possible de se chauffer au bois de manière propre et efficace au moyen d'un poêle ou d'une chaudière moderne. En Belgique, on ne rencontre pas encore beaucoup d'appareils de chauffage au bois de conception moderne à haut rendement et à combustion contrôlée. Il s'ensuit que la pollution atmosphérique résultant de l'utilisation du bois de chauffage est encore importante. Certains jours d'hiver, des villages sont encore recouverts d'un « smog rural » issu de la mauvaise combustion du bois.

4.3.1. Paramètres de qualité de la chaudière bois

Brûler du bois est une opération complexe pendant laquelle des centaines de réactions chimiques prennent place. Grossièrement, on peut décrire la combustion du bois en six grandes étapes :

- le séchage du bois au cours duquel l'humidité du combustible s'échappe sous l'effet de la chaleur dégagée par le feu,
- la pyrolyse où, sous l'effet de la chaleur (à partir d'une température de 250°C), les éléments volatiles se séparent du carbone fixe,
- la combustion gazeuse primaire (feu de flamme) qui réalise l'oxydation des éléments volatiles en présence d'oxygène formant du dioxyde de carbone et de la vapeur d'eau,
- la réduction gazeuse pendant laquelle, le dioxyde de carbone et la vapeur d'eau se réduisent sur le charbon de bois en monoxyde de carbone et en hydrogène,
- la combustion gazeuse secondaire qui réalise l'oxydation du monoxyde de carbone et de l'hydrogène et,
- la combustion solide (feu de braises) où le carbone fixe solide s'oxyde en présence d'oxygène.

Ces étapes ont souvent lieu en même temps au sein d'un feu et leur contrôle est évidemment extrêmement compliqué et ceci d'autant plus que le combustible à brûler est hétérogène et humide.

La qualité de la chaudière à bois sera d'autant meilleure que la plus grande partie du carbone et de l'hydrogène du bois sont oxydés et que la plus grande partie de la chaleur dégagée lors de cette oxydation est transmise à l'eau chauffée par la chaudière. Plusieurs paramètres indiquent la qualité d'une chaudière bois :

- La production d'imbrûlés, mesurée par la teneur en CO et autres imbrûlés hydrocarbonés de type CH_x , doit être la plus faible possible pour limiter la pollution atmosphérique et augmenter le rendement de combustion. Pour cela, il faut que suffisamment d'air primaire et secondaire soit disponible pour réaliser les oxydations chimiques aux endroits nécessaires (design et régulation de l'apport d'air).
- La température des fumées à la sortie de la chaudière doit être la plus basse possible pour éviter de rejeter de la chaleur dans l'atmosphère. Pour cela, il faut que l'échangeur fumées/eau soit bien dimensionné et que le débit de fumée corresponde aux paramètres de l'échangeur (contrôle de la combustion).
- L'excès d'air est nécessaire pour éviter le rejet d'imbrûlés dans les fumées mais il doit être le plus faible possible pour limiter les pertes thermiques à la cheminée (plus grand volume de fumées) et pour assurer une combustion rapide et exempte d'imbrûlés par effet de coincement thermique. Certaines chaudières sont munies d'une régulation de l'apport d'air de combustion par mesure de la teneur en oxygène dans les fumées.
- L'humidité du combustible augmente fortement la quantité de bois consommée pour fournir une même quantité d'énergie puisque une partie de la chaleur est dépensée pour chauffer et évaporer l'eau. Il n'existe pas encore de chaudière à bois domestique à condensation, mais les chaudières industrielles de tailles supérieures à 1 MW_{th} sont souvent équipées d'un récupérateur à condensation, permettant de préchauffer l'eau avec la chaleur de condensation de la vapeur d'eau contenue dans les fumées.
- Le niveau de puissance de fonctionnement d'une chaudière influence fortement la qualité de la combustion. Beaucoup d'anciennes chaudières n'étaient pas capables de fonctionner à faible puissance sans avoir une baisse importante de la qualité de la combustion. La possibilité de faire varier le niveau de puissance de fonctionnement d'une chaudière est un paramètre important de l'appareil.

4.3.2. Les chaudières domestiques à alimentation manuelle

Les chaudières à bois classiques, utilisées pour le chauffage domestique, sont des chaudières à bûches. L'alimentation se fait en discontinu et l'utilisateur recharge la chambre de combustion une à deux fois par jour. Les anciennes chaudières à bûches réalisaient la combustion en piles à tirage naturel. Comme la régulation des chaudières bois de ce type ne peut pas se faire sur l'arrivée de combustible. Elle se fait donc uniquement sur l'amenée de l'air de combustion. A bas régime, il s'ensuit une combustion incomplète par manque d'air. Ce qui conduit à un rendement faible (autour de 50%) et à des émissions importantes d'imbrûlés.



Figure 11 : Chambre à combustion d'une chaudière à tirage inversé : après la pré-gazéification des bûches, le gaz est oxydé dans une chambre à combustion indépendante par l'apport d'air secondaire [Hoval].

Les nouvelles chaudières à bûches à tirage inversé (Figure 11) apportent une solution intéressante à ce problème. Le séchage/gazéification et la combustion se font dans deux chambres séparées. L'air primaire permet de contrôler la puissance fournie et l'air secondaire de brûler le gaz de pyrolyse et de gazéification. La première chambre sert aussi de stock de bois. Elle est suffisamment grande pour assurer un fonctionnement de 4 à 8 heures à pleine puissance. Une autre solution intéressante est l'ajout d'une chambre de combustion à bois en amont d'une chaudière classique (Figure 12).

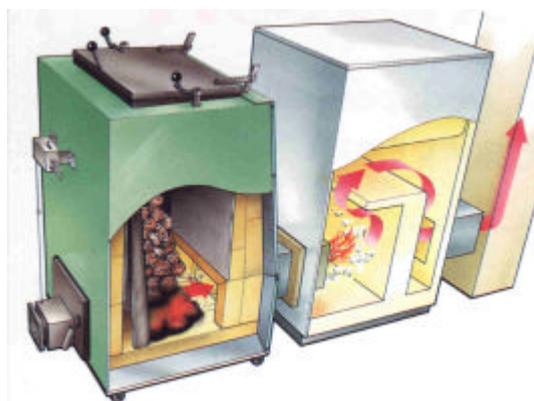


Figure 12 : Exemple de chaudière à bûches à alimentation manuelle à deux chambres de combustion [Bioburner]. Les chaudières modernes sont tapissées de matériau réfractaire, ce qui permet de maintenir une température plus haute dans le foyer, diminuant ainsi les risques de combustion incomplète. Certaines

chaudières sont équipées d'une sonde lambda qui mesure l'excès d'air et permet d'adapter l'apport en air primaire et secondaire aux besoins. De cette manière, il est possible de faire fonctionner une chaudière à bûches à faible charge (jusqu'à 50% de la puissance nominale) sans diminuer trop fortement le rendement et en limitant la pollution atmosphérique. Ces chaudières ont aujourd'hui un rendement moyen de l'ordre de 70-90%.

La chaudière à bois est toujours accompagnée d'un stock tampon d'eau chaude suffisant pour couvrir les faibles besoins thermiques et éviter de faire fonctionner la chaudière à puissance réduite. Un stock de 100 litres d'eau par kW_{th} est souvent conseillé ⁶.

4.3.3. Les chaudières à alimentation automatique

Les chaudières domestiques à pellets ou à plaquettes sont des chaudières à alimentation automatique où l'utilisateur intervient uniquement pour remplir le stock de combustible. Il existe trois types de design de la chambre de combustion suivant l'endroit où arrive la vis d'alimentation : approvisionnement par en-dessous, horizontal ou à contre-courant.

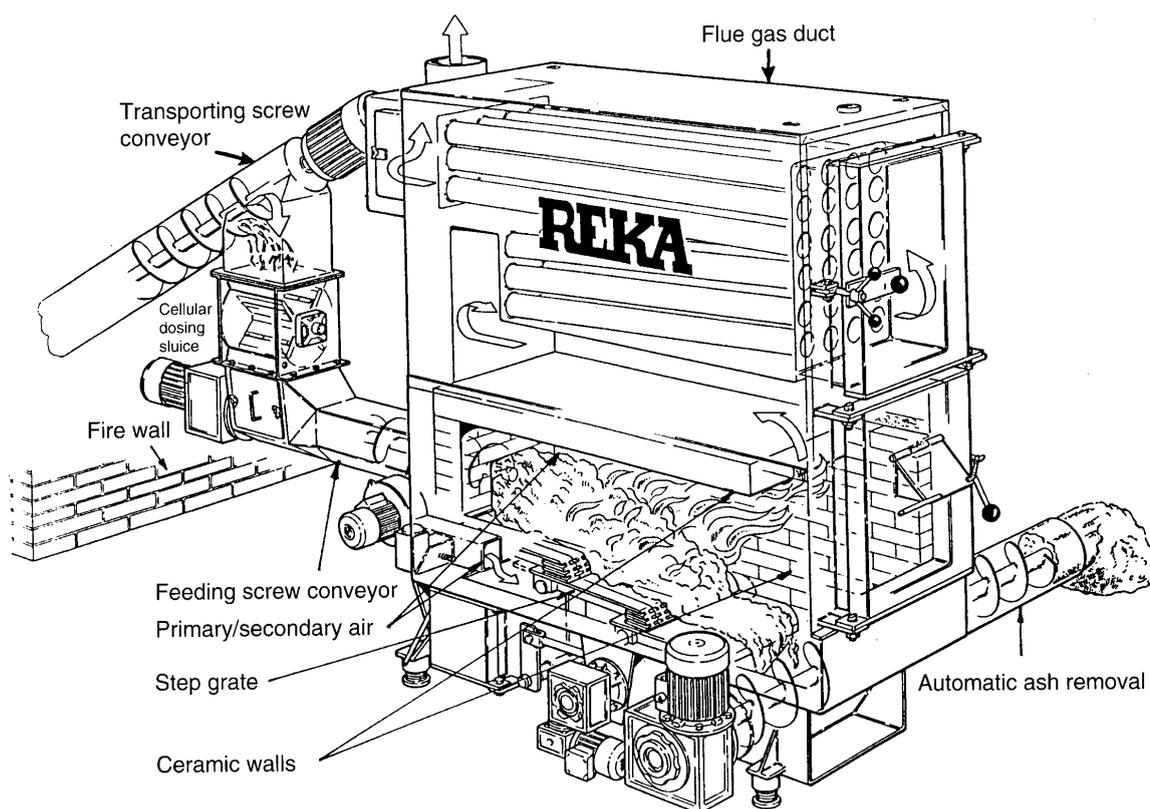


Figure 13 : Chaudière automatique à plaquettes de bois (alimentation horizontale par vis sans fin, foyer à grille mobile, chambre de combustion recouverte de matériau réfractaire et décentrage automatique) ⁷

Lorsque l'apport en bois se fait par le dessous, il se forme un petit monticule de combustible et la combustion se fait sur la surface supérieure de ce monticule. Ce design est simple et bon marché mais, comme il n'y a pas d'endroit prévu pour le séchage du combustible avant sa combustion, il peut y avoir une combustion incomplète et des rejets importants de monoxyde de carbone et de composés

hydrocarbonés. De plus, certaines chaudières accumulent les cendres dans le brûleur, diminuant d'autant la puissance de la chaudière et rendant plus difficile le nettoyage du foyer. On peut éviter certains de ces inconvénients avec une alimentation horizontale où le combustible est amené sur une grille et poussé petit à petit vers le fond de la chaudière (Figure 13). Enfin, une technologie alternative consiste à faire tomber les particules de bois dans le foyer à contre-courant de l'air de combustion qui est injectée au pied de la chambre à combustion. Ces chaudières ont une combustion régulière au fur et à mesure de l'apport en bois. La chute des particules réalise un bon mélange du feu et évite donc les changements brusques (effondrements du monticule) et les conditions instables de combustion (Figure 14).

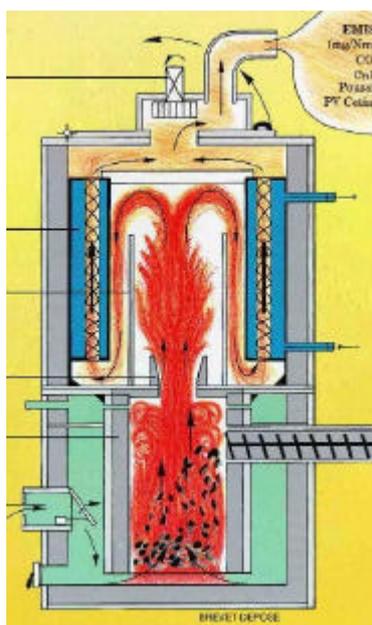


Figure 14 : Chaudière à bois à contre-courant [Energie Système]

Les chaudières automatiques existent pour toutes les gammes de puissance. Mais, le principal problème de ce type de chaudière est le stock de bois. Vu le faible pouvoir calorifique volumique de ce combustible, le stock de bois est assez volumineux. Or, le bois en plaquettes ne peut pas se mettre le long d'un mur de la maison, à l'extérieur. Le stock doit se trouver à proximité de la chaudière pour faciliter l'alimentation automatique. C'est pourquoi, ces chaudières sont rarement utilisées au niveau domestique à cause du coût de l'alimentation automatique (stock de plaquettes et vis sans fin d'alimentation). On trouve ce type de chaudière dans de petites communautés pour lequel une chaufferie indépendante existe et où parfois, un matériel de manutention du bois est disponible (tracteur et broyeur).

Au plus la chaudière est grande, au plus on lui ajoute des éléments complexes comme une chaîne d'alimentation sophistiquée (parfois avec broyeur incorporé), un décendrage automatique vers un container de cendres, et sur les chaudières de taille suffisante ($> 1 \text{ MW}_{th}$), un économiseur (refroidissement des fumées jusqu'à 100°C) et un condenseur permet d'augmenter sensiblement le rendement pour certains besoins de chauffage.

4.4. Analyse du coût de production

Vu le nombre important des systèmes de chauffage au bois différents et la disparité des prix des matériels et des combustibles, il est peu aisé de faire des estimations de coût de production de la chaleur produite

via une chaudière à bois. Nous présentons ici les coûts estimés par plusieurs études étrangères. Les variations de l'une à l'autre indiquent l'incertitude qui pèse sur ce marché.

4.4.1. Les coûts d'investissement

L'investissement nécessaire est principalement composé de la chaudière à bois proprement dite. Si la chaudière est alimentée par des plaquettes de bois ou des pellets, il faut aussi prévoir un matériel de stockage adapté à ces combustibles. Pour le stockage des bûches, il n'y a pas d'investissement spécifique nécessaire. Une rangée de bûches le long de la maison est la solution la plus simple. Mais une réserve d'eau chaude doit être prévue pour couvrir les périodes de faibles besoins thermiques.

Dans la gamme de puissance des chaudières domestiques (<50 kW_{th}), les chaudières à bûches (y compris le stock d'eau chaude) coûtent de 200 à 400 EUR/kW_{th}. Pour le même niveau de puissance, les chaudières automatiques à plaquettes ou à pellets sont plus chères parce qu'elles nécessitent un stockage adapté du combustible et un système d'alimentation automatisé, de 800 à 1500 EUR/ kW_{th}.

Dans la gamme de puissance supérieure (100-500 kW_{th}), correspondant à une petite communauté, les chaudières à alimentation manuelle coûtent de 170 à 350 EUR/kW_{th}, tandis que les chaudières automatiques sont évaluées entre 250 et 800 EUR/kW_{th}^{8,9,10}.

4.4.2. Les coûts de maintenance

Les coûts de maintenance des chaudières bois sont les coûts liés au ramonage de la cheminée (de 50 à 100 EUR/an) et à l'entretien de la chaudière (de 50 à 100 EUR/an pour une petite installation domestique et de 300 à 1,500 EUR/an pour une installation collective <500 kW_{th}).

4.4.3. Les coûts des combustibles

Le prix des combustibles issus du bois sont difficiles à évaluer du fait du manque de standardisation en la matière. Le prix des bûches varie de 20 à 70 EUR/stère suivant le lieu de livraison et le type de bois acheté (essence, conditionnement, humidité). On peut donc estimer que le bois-énergie sous forme de bûches s'échange entre 3 et 11 EUR/GJ_{comb} en Belgique. Le bois densifié n'a pas encore de marché important chez nous, un vendeur de bûchettes de bois densifié demande par exemple plus de 22 EUR/GJ_{comb}. Pour les plaquettes de bois à usage de combustible, le prix est encore plus incertain puisque le marché n'existe quasiment pas dans notre pays. Plusieurs études ont estimé le coût de production des plaquettes forestières à partir des rémanents forestiers entre 3 et 11 EUR/GJ suivant le type de bois à récolter et la méthode de récolte [WOODUSTAIN, 1999 & ADEME, 1998]. De même, les pellets ne sont pas actuellement disponibles sur le marché belge. Au Danemark et en Autriche, le prix de ces pellets se négocie entre 7 et 10 EUR/GJ_{comb}.

4.4.4. Les coûts de production

Pour estimer les coûts de la chaleur produite à partir de bois, nous avons illustré les coûts dans trois situations différentes. Tous les coûts sont ramenés sur base annuelle. Pour obtenir le prix de revient du kWh thermique produit, nous divisons le coût annuel par la production annuelle. L'annuité correspondant aux coûts d'investissement est calculée sur base d'une durée d'amortissement de 15 ans et un taux d'intérêt de 7% (tout compris) par la formule :

$$\text{Annuité} = \text{Investissement} \cdot \frac{\text{taux}}{1 - \frac{1}{(1 + \text{taux})^{\text{durée d'amort.}}}}$$

Il apparaît que le prix de revient de la chaleur produite varie de 52 à 94 EUR/MWh_{utiles} suivant la situation, le type de chaudière installée et le type de combustible utilisé.

Situation 1 – Habitation unifamiliale 150 m², besoins thermiques annuels 24,000 kWh_{utiles}, puissance installée 10-15 kW_{th}

Type de chaudière	Choix 1 à bûches	Choix 2 à bûches	
Rendement	80%	90%	
Investissement spécifique	400	500	EUR/kW _{th}
Investissement total	6,000	7,500	EUR
Coûts annuels de l'investissement	659	823	EUR/an
Coûts annuels de maintenance	200	200	EUR/an
Consommation de bois	108 (16)	96 (15)	GJ/an (stères/an)
Prix du combustible	7 (30)	10 (45)	EUR/GJ (EUR/stère)
Coûts annuels en combustible	480	675	EUR/an
Coûts annuels totaux	1,174	1,534	EUR/an
Coût du kWh utile	5.6	7.1	centEUR/kWh _{utiles}

Situation 2 – Immeuble de 4 habitations 400 m², besoins thermiques annuels 64,000 kWh_{utiles}, puissance installée 30-40 kW_{th}

	Choix 1 à bûches	Choix 2 à pellets	
Type de chaudière			
Rendement	85%	95%	
Investissement spécifique	400	800	EUR/kW _{th}
Investissement total	16,000	32,000	EUR
Coûts annuels de l'investissement	1,717	878	EUR/an
Coûts annuels de maintenance	300	100	EUR/an
Consommation de bois	271 (43)	248	GJ/an (stères/an)
Prix du combustible	7 (30)	10	EUR/GJ (EUR/stère)
Coûts annuels en combustible	1,290	2,480	EUR/an
Coûts annuels totaux	2,908	6,094	EUR/an
Coût du kWh utile	5.2	9.4	cent/kWh _{utiles}

Situation 3 - Communauté de 50 habitations 5,000 m², besoins thermiques annuels 325,000 kWh_{utiles}, puissance installée 400-500 kW_{th}

	Choix 1 à plaquettes	Choix 2 à pellets	
Type de chaudière			
Rendement	91%	95%	
Investissement spécifique	600	400	EUR/kW _{th}
Investissement total	300,000	200,000	EUR
Coûts annuels de l'investissement	32,938	21,959	EUR/an
Coûts annuels de maintenance	1500	1000	EUR/an
Consommation de bois	1,250	1250	GJ/an
Prix du combustible	3	10	EUR/GJ
Coûts annuels en combustible	7,500	24,000	EUR/an
Coûts annuels totaux	41,938	46,959	EUR/an
Coût du kWh utile	6.6	7.4	cent/kWh _{utiles}

4.5. Marché des chaudières bois

A notre connaissance, il n'y a pas d'enquête sur le nombre de chaudières bois domestiques installées en Belgique ni sur le marché actuel de ces appareils dans notre pays. On peut quand même faire une estimation du nombre et du marché des chaudières bois à partir des études faites à l'étranger et des statistiques nationales.

4.5.1. Taux de pénétration actuel

L'Institut National de Statistique estime que 52,777 logements sont chauffés au bois en Belgique, soit 1,4% des ménages [INS, 1991]. Ce taux est extrêmement faible en comparaison à la pénétration du chauffage au bois dans d'autres pays européens. En Autriche 570,000 habitations, soit 18,5% des ménages, se chauffent au bois et le marché des appareils de chauffage atteint 12,000 à 15,000 chaudières bois par an ¹¹. En Allemagne, les ventes de poêles à bois ont été de 180,118 unités en 1994, pour une puissance moyenne de 7 kW_{th}. La même année, les ventes de chaudières bois à alimentation manuelle s'élevaient à 15,305 unités pour une taille moyenne de 30 kW_{th} et celles à alimentation automatique à 2,233 unités pour une taille moyenne de 283 kW_{th} [Kröplin, 1998 & Strehler, 1998]. De ces chiffres, il apparaît clairement que les chaudières manuelles séduisent plutôt les logements unifamiliaux tandis que les chaudières automatiques à plaquettes intéressent plutôt les petites collectivités (réseaux de logements, immeubles à plusieurs logements, piscines, etc.). On note que le taux de pénétration des chaudières à bois dans l'ensemble des appareils de combustion du bois est de 8%. En France, on estime que 6,7 millions d'habitations individuelles disposent d'un appareil de chauffage au bois dont 547,000 habitations chauffées par un chauffage central au bois, soit aussi un taux de pénétration de la chaudière à bois de 8% sur l'ensemble des habitations chauffées au bois ¹²[Feeds, 1997].

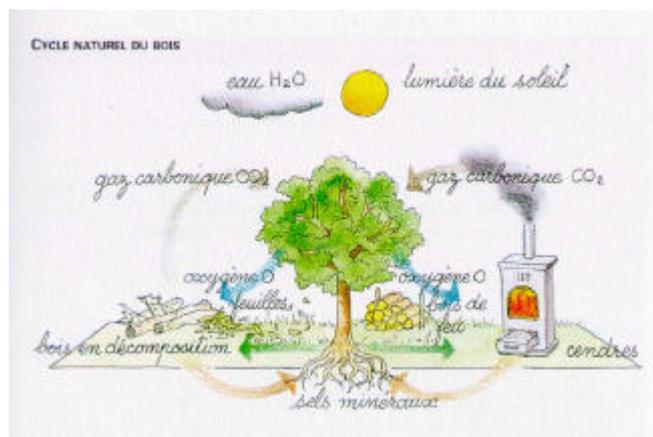
D'après le Renewable Energy Multimedia System, les ventes annuelles de chaudières bois en Belgique s'élèveraient à 400 unités pour une valeur de 1 MEUR ¹³. Ces chiffres ne sont pas confirmés par une autre source. En supposant qu'en Belgique le taux de pénétration des chaudières à bois se situe entre 3% et 5% des appareils de chauffage au bois, on conclut que parmi les 52,777 logements chauffés exclusivement au bois, il y aurait 1,600 à 2,600 chaudières bois. En supposant une durée de vie de 15 ans, le marché annuel des chaudières bois serait de 100 à 200 unités.

4.5.2. Potentiel technique

La principale limitation « technique » du chauffage domestique au bois est la disponibilité en bois. L'étude WOODSUSTAIN a permis de mieux connaître le potentiel bois en Belgique. Le potentiel moyen est estimé autour de 40,000 TJ/an, ce qui pourrait couvrir les besoins en chauffage de 500,000 à 1,000,000 de ménages. Cependant, le bois peut aussi être importé à partir d'autres ressources européennes ou même depuis des pays plus lointains. Au regard des expériences d'autres pays européens et de la situation actuelle en Belgique, il semble qu'atteindre un taux de chauffage au bois de 20% (soit le taux actuel en Autriche) d'ici 2020 est un objectif très ambitieux. Cela représenterait 650,000 habitations chauffées au bois et un taux de croissance annuel de plus de 13% pendant 20 ans.

4.6. Aspects environnementaux

Le chauffage au bois a un avantage environnemental bien connu : brûler du bois n'augmente pas l'effet de serre pour autant qu'un nouvel arbre soit planté à la place de celui qui a été brûlé. Le bois est donc un combustible neutre en CO₂. En dehors du chauffage solaire, c'est la seule technique disponible dans notre pays pour se chauffer sans participer au réchauffement climatique. Mais le chauffage au bois peut avoir des conséquences environnementales moins positives, particulièrement en ce qui concerne la qualité de l'air. Il convient donc d'être prudent lors de la promotion de son utilisation.

Figure 15 : Cycle neutre du CO₂ lors du chauffage au bois [Aubert, 1999]

4.6.1. Un combustible avec un cycle neutre du CO₂

Le grand avantage du chauffage au bois réside dans l'économie de combustible fossile associée à son utilisation. La combustion du bois n'augmente pas la concentration de CO₂ de l'atmosphère car en brûlant du bois, on rejette uniquement le gaz carbonique qui avait été préalablement capté par l'arbre lors de sa croissance (photosynthèse). En effet, si l'homme n'avait pas brûlé ce bois, le bois se serait naturellement décomposé et le carbone aurait quand même été rejeté à l'atmosphère sous forme de CO₂. En première approche⁴, on peut donc considérer que le bois est un combustible neutre en CO₂ car il s'insère dans un cycle naturel à durée de vie courte (Figure 15).

Supposant un ménage consommant 75 GJ par an de chaleur utile pour le chauffage domestique, il peut soit produire sa chaleur au moyen d'une chaudière au bois en brûlant à peu près 5,500 kg de bois sec (ou 15 à 20 stères de bois), soit brûler 2250 litres de fuel domestique ou 2250 m³N de gaz naturel. La combustion du fuel produirait alors 6000 kg de CO₂ et le gaz naturel 4500 kg de CO₂.

Si notre pays réussissait à avoir un taux de pénétration du chauffage au bois de 9% d'ici 2010, il y aurait 300,000 habitations chauffées au bois. En supposant que leur consommation soit de 75 GJ_{utile} par an, la réduction des émissions de CO₂ serait de 1,5 million de tonnes de CO₂ par an, soit plus de 1% des émissions de gaz à effet de serre en 1990.

⁴ En réalité, pour être tout à fait correct, il faudrait tenir compte de l'énergie fossile qui est consommée pour la production du combustible. Les travaux récents (dont WOODSUSTAIN, 1999) montrent que pour produire 100 MJ d'énergie primaire sous forme de bois, on consomme entre 5 et 20 MJ d'énergie fossile (culture, récolte, broyage, séchage, transport). Or, pour produire 100 MJ d'énergie primaire sous forme de fuel domestique, on consomme entre 4 et 18 MJ d'énergie fossile (exploration, exploitation pétrolière, transport, raffinage, distribution) et pour produire 100 MJ d'énergie primaire sous forme de gaz naturel, on consomme entre 9 et 23 MJ d'énergie fossile. Il apparaît donc que l'analyse complète du cycle de vie des combustibles domestiques n'est pas défavorable au bois.

4.6.2. Pollution de l'air

On l'a vu, le bois est un combustible difficile à brûler proprement. Heureusement, les progrès technologiques récents ont permis de diminuer drastiquement les émissions polluantes des chaudières à bois. Malheureusement, le parc des appareils utilisés dans notre pays reste encore majoritairement constitué d'anciens modèles.

Depuis 1980, BLT Wieselburg, un organisme de contrôle autrichien, teste chaque année 40 appareils vendus sur le marché. Ces contrôles montrent que le rendement des chaudières s'est fortement amélioré, passant de 50-60% en 1982 à 80-90% en 1997. Sur la même période, les émissions de monoxyde de carbone ont été réduites d'un à deux ordres de grandeur, passant de 10000-20000 à 200-1000 mg CO/m³N. A l'heure actuelle, la plupart des chaudières à bois neuves émettent moins de 1000 mg CO/m³N et ont un rendement compris entre 80% et 90%. Les émissions de NO_x sont aujourd'hui limitées à 100 mg NO_x/m³N, les émissions de poussières se situent autour de 50 mg PM₁₀/m³N et les rejets de composés organiques volatiles 60 mg COV/m³N (Figure 16) ¹⁴.

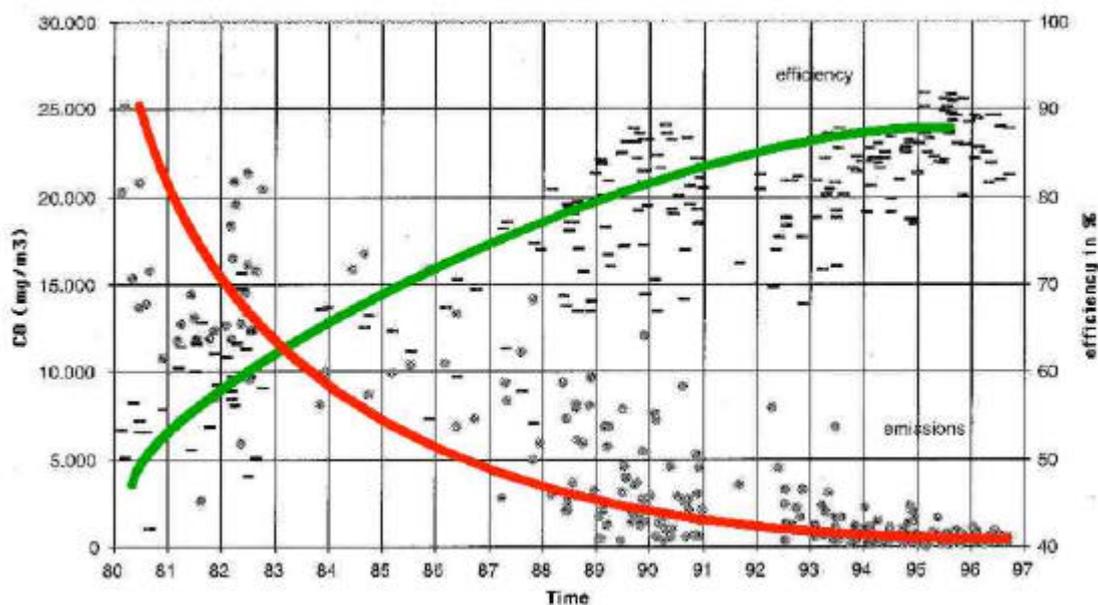


Figure 16 : Emissions de monoxyde de carbone et rendement des nouvelles chaudières à bois testées par BLT Wieselburg (Autriche) entre 1980 et 1997 [Schmidl, 1998].

En relation avec ces réductions de pollution des nouvelles chaudières à bois, les normes d'émissions admises pour ces appareils ont été abaissées. En Autriche, les chaudières à bois automatique (manuelle) domestique (<50 kW) ne peuvent pas rejeter plus de 500 (1,000) mgCO/MJ_{comb}, 150 (150) mgNO_x/MJ_{comb}, 40 (80) mgCOV/MJ, 60 (60) mgPM₁₀/MJ [Biomass Tank, 1996]. En Allemagne, les valeurs acceptées sont : 4,000 mgCO/Nm³ et 150 mgPM₁₀/Nm³.

On a aussi souvent accusé le chauffage au bois d'être une cause importante de production de dioxines et furanes. Il apparaît pourtant que les suies de combustion du bois propre ne contiennent jamais plus de 310 ngTE/kg de dioxines et furanes, ce qui est du même ordre de grandeur que pour les suies de fuel ou de charbon. Par contre, en brûlant du bois contaminé par des colles, peintures, vernis ou autres produits

de conservation (contenant du cuivre, du chlore, du plastique, etc.), la production de dioxines peut devenir très importante. Une enquête réalisée en Allemagne sur la période 1986-1992, a étudié la présence de dioxines et furanes dans les suies des cheminées. Les suies de combustion de bois contenaient 15 fois plus de dioxines (14,900 ngTE/kg) que les suies de combustion de fuel et 3 fois plus que les suies de charbon. Ce phénomène ne peut être expliqué que par l'utilisation de bois contaminé dans les appareils domestiques¹⁵. Les utilisateurs du chauffage au bois sont très peu conscients de cette pollution et brûlent souvent tout ce qui est possible dans leur chaudière. Il est donc extrêmement important de sensibiliser les utilisateurs de chaudières bois au danger de brûler des bois contaminés. Plusieurs visites auprès d'industriels du secteur bois en Wallonie ont permis de confirmer que ceux-ci brûlent souvent du bois contaminé ou pire, du bois mélangé à d'autres combustibles à haut potentiel polluant (papiers, cartons, plastiques, etc.) dans leur chaudière.

4.7. Barrières à l'introduction des chaudières à bois

Bien que le potentiel théorique des chaudières à bois soit très important, il y a de nombreuses barrières à l'introduction en Belgique de cette technique de chauffage domestique. Outre l'investissement élevé, le manque de filières d'approvisionnement en bois et le manque de know-how des professionnels du bâtiment sont deux barrières importantes au développement du chauffage domestique au bois. Enfin, il faudra aussi relever l'image du chauffage au bois auprès du grand public et ceci ne pourra pas se faire sans un respect des normes les plus strictes en matière de qualité de la combustion du bois.

4.7.1. Coûts trop élevés

La première barrière au choix du chauffage au bois est qu'il est généralement plus cher que le chauffage au mazout ou au gaz. Les coûts d'investissement liés à l'installation d'une chaudière bois constituent une barrière importante au développement de cette filière. On estime ces coûts 2 à 3 fois plus élevés que ceux des installations au gaz naturel ou au mazout¹⁶. Du fait des coûts relativement bas des combustibles fossiles, le temps de retour nécessaire pour récupérer l'investissement est souvent long (toujours supérieur à 15 ans). La faible taxation des énergies fossiles dans notre pays n'encourage pas le consommateur à choisir le bois.

Plusieurs solutions peuvent être apportées pour diminuer l'impact de cette barrière sur le développement du bois-énergie en Belgique. D'abord, il faut un soutien public pour ce type d'investissement. Or, aujourd'hui, seules les entreprises bénéficient d'une subvention de 15% lors de l'achat d'une chaudière bois. Ce pourcentage est nettement insuffisant, tenant compte de ce qui se fait à l'étranger et de l'impact positif de cette technologie sur les émissions de CO₂. De plus, les ménages, qui constituent pourtant les principaux utilisateurs de chaudières bois, n'ont droit à aucun soutien public contrairement à ce qui se fait ailleurs (par exemple : 2,300 EUR par installation en Autriche). Une taxation plus importante des combustibles fossiles pourrait aussi apporter partiellement la solution. De même qu'une réduction de la TVA sur les investissements (la TVA sur les combustibles bois et charbon étant déjà réduite à 6%). Des solutions de financement alternatif doivent aussi être envisagées avec la participation d'investisseurs publics ou de tiers-investisseurs privés.

4.7.2. Manque de filières d'approvisionnement en combustible

La deuxième barrière au chauffage au bois est le manque de filières d'approvisionnement en bois-énergie. En Belgique, seule la filière des bûches de bois est bien implantée mais la qualité et les prix du combustible livré varient beaucoup d'un fournisseur à l'autre. Il manque certainement un contrôle clair et efficace de cet approvisionnement.

Pour les plaquettes ou les pellets, aucune filière n'existe vraiment. Aujourd'hui les principaux utilisateurs de ces produits sont les industries du papier et des panneaux de bois. Ces derniers sont d'ailleurs très peu intéressés par l'introduction d'une concurrence à l'utilisation de ces produits. Car l'utilisation des déchets de bois pour la production d'énergie pourrait augmenter le prix des résidus de bois. Du fait de l'absence de filière d'approvisionnement en bois, chaque nouveau projet de chauffage au bois doit se préoccuper de l'approvisionnement en combustible. Ceci ne facilite évidemment pas l'installation de chaudières au bois. Ces combustibles sont toujours des sous-produits d'une autre activité ce qui oblige le législateur à définir des normes de qualité claire, principalement dans le champ des combustibles élaborés à partir de bois de récupération. Cette standardisation du combustible doit porter tant sur l'humidité, la granulométrie, la densité du bois que sur la présence éventuelle de contaminants¹⁷. L'Etat doit donc jouer un rôle essentiel tant sur la normalisation des combustibles que sur le contrôle des fournisseurs de combustibles. Il pourrait aussi aider la naissance de filières d'approvisionnement locales en encourageant les initiatives ou en participant directement à l'alimentation des chaudières (par exemple avec les résidus d'entretien des parcs et bords de routes).

4.7.3. Manque d'intérêt des professionnels du bâtiment et mauvaise image auprès du public

Une barrière moins claire mais tout aussi importante est le manque d'intérêt des professionnels du bâtiment pour le chauffage au bois. Pratiquement aucun architecte ne propose à ses clients d'installer une chaudière au bois dans leur nouvelle maison. De même, très peu de chauffagistes ou de conseillers en économies d'énergie proposent cette solution. Le bois est souvent considéré comme un moyen de chauffage d'appoint plutôt que comme une solution de chauffage à part entière. Du fait du manque de normes en matière de pollution, le chauffage au bois est encore souvent considéré chez nous comme une source de pollution plutôt que comme un moyen moderne et propre de se chauffer. Notre pays est aussi relativement peu sensibilisé aux problèmes du réchauffement climatique.

4.7.4. Bibliographie

Dubuisson, X., *Evaluation du potentiel du taillis à très courte rotation en Belgique*, projet intégré WOODSUSTAIN, SSTC, 1998, 56 p.

Faaij, A., *Energy from biomass and waste*, Ph.D. thesis, Department of Science, Technology and Society of the Utrecht University, 1997, 180 pp.

Hall, D., *Biomass energy forever in non OECD countries ? Why it is important to know what is going on and how this can be determined ?*, in Biomass energy : key issues and priority needs, proceedings of the IEA-OECD conference held in Paris the 3-5 February 1997, pp. 57-78.

5. Solaire thermique

5.1. Introduction

Le chauffe-eau solaire convertit l'énergie solaire en chaleur utilisée pour chauffer l'eau chaude sanitaire.

Actuellement, on compte 17 100 m² de collecteurs vitrés fonctionnant en Belgique, ce qui représente une production d'énergie solaire thermique annuelle équivalente à 20 016 GJ (ESIF, 1996). La majorité des collecteurs solaires ont été installés dans les années 70. Au début des années 80, il existait 20 fabricants actifs en Belgique. Aujourd'hui, on en compte moins de 10, dont la majorité de la production est exportée. A l'opposé, l'Allemagne est le principal moteur du marché du solaire thermique en Europe et son industrie n'arrive pas à couvrir la demande intérieure.

La surface totale de collecteurs solaires vitrés (partie captante des collecteurs) installée en Europe était de 4,4 millions de m² en 1994 (ESIF, 1996), dont environ la moitié en Grèce. L'énergie thermique produite par ces collecteurs solaires était de près de 0,22 million de tep en Europe en 1994, évitant l'émission de 1,8 millions de tonnes de CO₂. Toutefois, cette énergie ne couvrait toujours que 1% des besoins énergétiques pour la production d'eau chaude¹⁸.

Aujourd'hui, on constate cependant un regain d'intérêt croissant un peu partout en Europe. En Belgique, les trois régions ont mis en place des programmes de développement pour cette technologie.

5.2. Description technique

Les composantes principales d'un chauffe-eau solaire sont (Institut Wallon, 1997)¹⁹:

1. les capteurs solaires qui transforment le rayonnement solaire en chaleur grâce à un absorbeur dans lequel circule un liquide caloporteur ;
2. le circuit de transfert qui permet de transmettre la chaleur de l'absorbeur vers un usager pour une utilisation immédiate ou vers un circuit de stockage pour une utilisation ultérieure ;
3. le réservoir de stockage qui permet d'accumuler l'eau chaude produite afin de répondre aux besoins même en dehors des périodes de captation de l'énergie solaire ;
4. le système de chauffage d'appoint qui permet de compenser les déficits d'énergie. Il peut utiliser le mazout, le gaz, l'électricité, etc.

L'absorbeur a pour fonction de transformer l'énergie incidente du rayonnement en chaleur et de transférer l'énergie calorifique vers le fluide qui le parcourt. Les absorbeurs modernes absorbent 95% du rayonnement solaire et le transforment en chaleur. Toutefois l'absorbeur émet un rayonnement infrarouge vers son environnement suite à son échauffement, et perd donc de l'énergie. On peut limiter ces pertes en traitant la surface des absorbeurs électro-chimiques ou électro-physiques afin de limiter leur émissivité dans le domaine des infrarouges.

Le transfert thermique entre l'absorbeur et le fluide caloporteur est un autre facteur influençant la conversion énergétique. On peut favoriser un bon transfert thermique en :

- utilisant des matériaux de très bonne conductivité pour l'absorbeur,
- assurant un bon contact thermique entre la tôle de l'absorbeur et le tube où circule le fluide,
- provoquant des conditions d'écoulement " turbulent " du fluide dans le tube.

On peut également optimiser les performances du capteur solaire en limitant les pertes vers l'extérieur par l'isolation des parois arrières et latérales. Le vitrage disposé sur la face avant permet de 'piéger' une partie de la chaleur initiale du rayonnement solaire grâce à l'effet de serre. Celui-ci doit évidemment être totalement transparent et assurer la meilleure transmission possible. On peut encore améliorer la transmission du rayon solaire vers le fluide en plaçant l'absorbeur sous vide.

Il existe différents types de circuits de transfert suivant le mode de circulation de l'eau (naturelle par thermosiphon et forcée par une pompe de circulation) et le mode de transfert d'énergie (direct ou indirect par un échangeur de chaleur). Sous le climat belge, on peut difficilement se passer d'une circulation forcée qui permet un transfert plus rapide des calories captées par l'absorbeur vers le réservoir de stockage, ce qui améliore le rendement. Cette pompe permet également de stopper le transfert de chaleur lorsqu'il n'y a pas de différence significative de température entre l'eau du capteur et celle du réservoir.

Il faut respecter une bonne stratification thermique dans le réservoir de stockage qui doit être de forme verticale, le plus étroit et le plus haut possible. Une bonne isolation thermique du réservoir (au minimum 100 mm de polyuréthane) empêche les pertes vers l'extérieur.

Il est nécessaire d'intercaler un chauffage d'appoint entre le capteur solaire et le point d'extraction de l'eau chaude afin de porter l'eau à la température souhaitée. L'appoint peut être réalisé dans le réservoir de stockage ou indépendamment.

5.3. Performances des systèmes solaires

Le rendement global d'un capteur dépend (Institut wallon, 1997) :

1. des caractéristiques physiques des matériaux qui le constituent :
 - la qualité de transmission optique des vitrages. Actuellement, les vitres en verre trempé à haute transmission permettent un gain de rendement de l'ordre de 10% pour un faible surcoût ;
 - la qualité d'absorption du rayonnement et de non-réémission de celui-ci par la surface absorbante ;
 - la qualité de transmission de la chaleur entre l'absorbeur et le fluide caloporteur ;
 - la qualité de l'isolation thermique de l'ensemble du capteur.

2. des conditions de son utilisation :

- les conditions météorologiques (ensoleillement, vitesse du vent, température externe) ;
- l'état de propreté du vitrage (poussières, ...) ;
- l'environnement immédiat (ombres, ...) ;
- la température moyenne de l'absorbeur ;
- le débit du fluide caloporteur.

Globalement, le rendement η d'un capteur s'exprime par la relation suivante :

$$h = h_0 - U_m \cdot (T_m - T_a) / G$$

Les facteurs intrinsèques qui influencent ce rendement sont :

- η_0 : rendement optique (ou facteur optique) du système vitre-absorbeur et du contact thermique entre absorbeur et fluide caloporteur (%). C'est le rendement d'un collecteur donné lorsque l'écart de température entre la température ambiante (T_a) et la température moyenne (T_m) de l'absorbeur est nul, c'est-à-dire lorsqu'il n'y a pas de perte thermique de l'absorbeur. η_0 dépend donc uniquement des caractéristiques des matériaux choisis.
- U_m : coefficient global des pertes thermiques (ou facteur de 'conductance' des pertes) entre l'absorbeur et l'ambiance ($W/m^2 \cdot ^\circ C$). Il est de nature essentiellement thermique. Il est calculable a priori en fonction des matériaux utilisés, de leur disposition relative et du dimensionnement, c'est-à-dire du plan d'exécution du capteur.
- T_m : température moyenne de fonctionnement de l'absorbeur ($^\circ C$) qui dépend elle-même de l'efficacité des échangeurs en aval. T_m est la moyenne entre la température du fluide caloporteur à l'entrée du collecteur et sa température à la sortie de l'absorbeur.

Les facteurs exogènes qui influencent le rendement sont :

- T_a : la température ambiante ($^\circ C$) dans l'environnement du capteur solaire ;
- G : l'éclairement énergétique incident ou rayonnement solaire (W/m^2).

Le rendement décroît linéairement lorsque le quotient $(T_m - T_a) / G$ augmente. Cette décroissance est d'autant plus rapide que U_m est grand. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du rendement d'un collecteur en fonction de $(T_m - T_a) / G$. Le point de rendement nul correspond, pour un G donné, à l'écart maximal entre T_a et T_m , en l'absence de circulation d'eau, que le capteur atteint. Au-delà de cette température, le capteur ne produit plus d'énergie thermique utile. Ce point de rendement nul est représentatif à la fois des qualités optiques du capteur (moins il absorbe, et moins il monte en température) et les qualités de son isolation thermique (moins il est isolé, plus sa température d'équilibre est basse) (Cabirol, Roux, 1984)²⁰.

Pour un capteur donné (η_0 et U_m connus), le rendement sera d'autant plus grand que $T_m - T_a$ est petit et G est grand. Le capteur solaire plan est donc lié à des utilisations à températures modérées. Les performances des capteurs plans dépendent beaucoup de la température d'utilisation et de l'ensoleillement disponible.

Le Tableau 2 suivant donne les valeurs usuelles des différents types de capteurs, pour un éclairage incident perpendiculaire à la surface du collecteur de 500 W/m² et un écart de température $T_m - T_a$ de 10°C et de 40 °C.

Type de collecteurs	η_0	U_m (W/m ² .°C)	η pour G= 500 W/m ² $T_m - T_a = 10^\circ\text{C}$	η pour G=500 W/m ² $T_m - T_a = 40^\circ\text{C}$
Collecteur à surface noire sans vitre (SN-OV)	0,95	15 à 30	0,55	0
Collecteur à surface noire et une vitre (SN-1V)	0,75-0,85	6 à 8	0,66	0,24
Collecteur à absorbeur sélectif et une vitre (SS-1V)	0,70-0,85	3 à 5	0,70	0,45
Collecteur à absorbeur sélectif et sous vide (SS-vide)	0,50-0,70	2 à 3	0,54	0,30

Tableau 2 : Types de collecteurs

5.4. Dimensionnement d'une installation

La production potentielle d'eau chaude par un chauffe-eau solaire, une fois les paramètres intrinsèques fixés, dépend de la température ambiante et de l'exposition énergétique. L'exposition énergétique permet d'évaluer la quantité d'énergie solaire reçue pendant une période donnée.

Elle est le produit de l'éclairage (énergétique) par sa durée, et s'exprime en kWh/m². L'exposition énergétique est un élément essentiel au dimensionnement d'une installation et varie dans le temps en fonction de la valeur du flux énergétique (dépend du lieu et des conditions climatiques) et de l'inclinaison et de l'orientation des capteurs solaires.

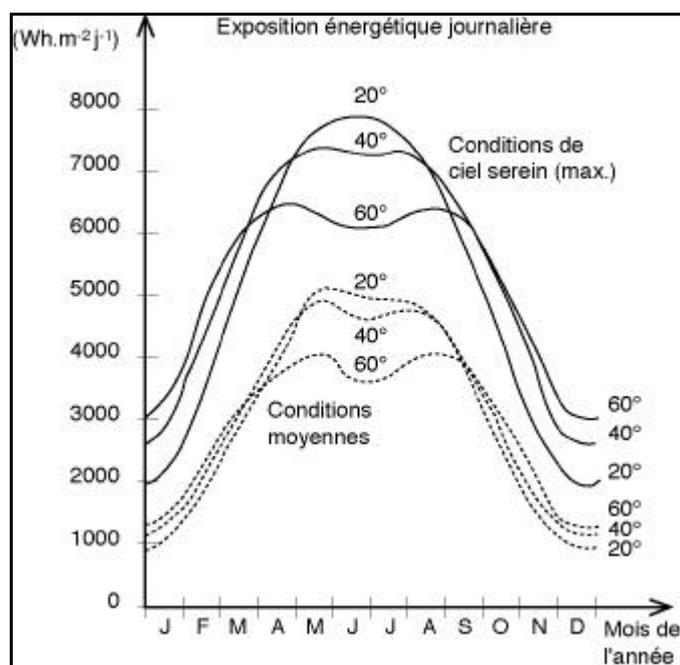


Figure 17 : Evolution de l'exposition énergétique journalière en Belgique pour un capteur orienté plein sud

La Figure 17 donne, pour un capteur orienté plein sud et pour trois inclinaisons (20°, 40° et 60°), l'évolution de l'exposition énergétique journalière en Belgique, en conditions maximales (ciel bleu) et en condition moyenne. Les conditions maximales sont utiles pour éviter les problèmes de surchauffe. On en tient compte lors du dimensionnement du stockage qui ne doit pas être sous-dimensionné pour pouvoir « absorber » ces conditions (APERRE, 1994)²¹. Les conditions moyennes servent à évaluer les quantités d'énergie disponibles durant la période d'utilisation, et par là la rentabilité économique de l'installations.

La Figure 18 présente la variation, en fonction de l'inclinaison du capteur, de l'exposition énergétique totale de trois périodes considérées (année complète, printemps+été, automne+hiver).

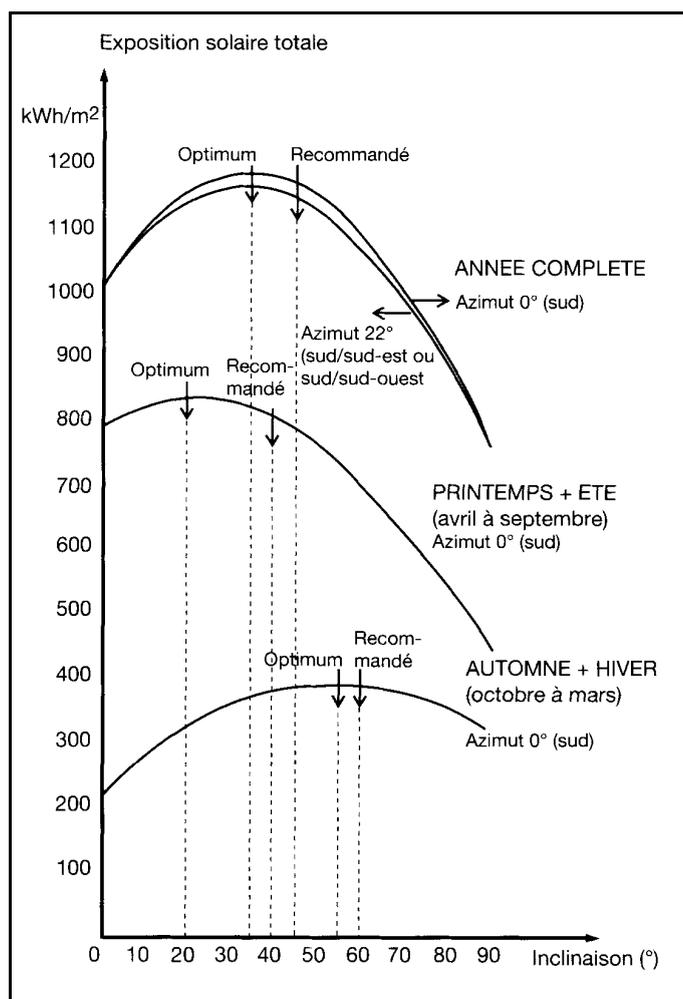


Figure 18 : Variation, en fonction de l'inclinaison du capteur, de l'exposition énergétique totale de trois périodes considérées (année complète, printemps+été, automne+hiver).

En Belgique, on considère que l'énergie du rayonnement solaire reçue sur une surface horizontale est de 1 000 kWh par m² et par an. Elle est de 1 200 kWh par m² et par an sur une surface inclinée à 35° et orientée sud. Le choix de l'inclinaison des capteurs est directement lié à l'usage que l'on veut en faire : rendement maximum en été, ou positionnement moyen. Les inclinaisons suivantes sont généralement recommandées en fonction de la période considérée :

- $0,9 \times$ latitude du lieu pour une utilisation pendant l'année entière, 45° chez nous ;
- latitude – 10° pour une utilisation en saison chaude, 40° chez nous ;
- latitude + 10° pour une utilisation uniquement en saison froide, 60° chez nous.

Ces inclinaisons privilégient les mois où l'ensoleillement est moins important et maximalisent les apports pour ces mois-là correspondants aux besoins maximum. On remarque que les écarts sont relativement faibles dans une plage de 10° et l'inclinaison peut être adaptée en fonction de l'architecture.

L'orientation idéale des capteurs est plein sud, toutefois les écarts ne sont pas significatifs dans l'angle Sud-Sud-Est/Sud-Sud-Ouest. Cela laisse une marge de manœuvre de 45° pour choisir une orientation en fonction du type de construction, des normes architecturales locales, du terrain et de l'ombrage dû au voisinage. La Figure 19 présente l'influence de l'orientation ; il s'applique aux utilisations relatives à l'année entière. Ces valeurs doivent être globalement diminuées de moitié pour la saison chaude et doublées pour la saison froide (APERRE, 1994).

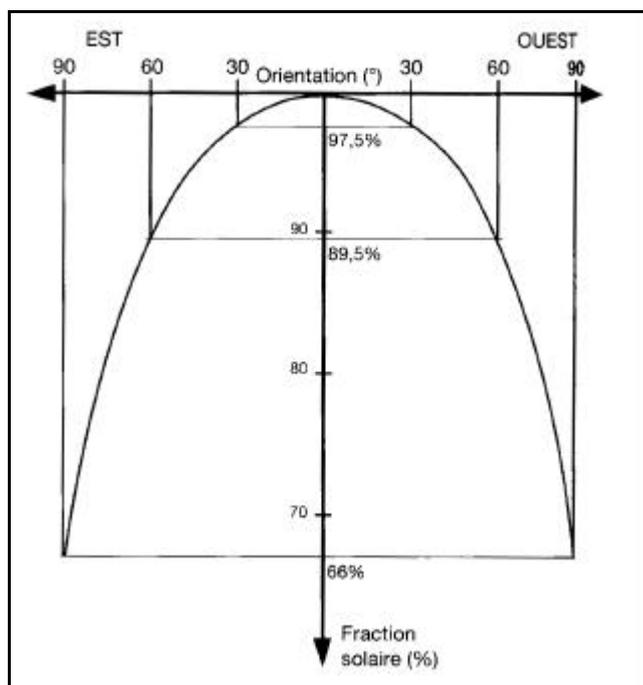


Figure 19 : L'influence de l'orientation ; il s'applique aux utilisations relatives à l'année entière

Si on considère que l'accroissement de température exigé entre l'entrée et la sortie du système est de l'ordre de 40 °C au-dessus de la température ambiante, le collecteur à absorbeur sélectif est le plus

adéquat car il garantit un rendement correct du système lorsqu'il fonctionne à ce niveau de température. Dans ce cas, son rendement est de l'ordre de 42% avec une vitre et 41% sous vide.

Sur base des conditions moyennes annuelles d'exposition énergétique (11,73 MJ/jour, orientation sud-inclinaison 45 °C), un collecteur solaire à absorbeur sélectif avec une vitre est capable de produire 4,92 MJ/jour et par m². En conditions de ciel serein, le capteur peut produire 25,38 kWh/m² × 0,42 = 10,66 MJ/jour par m².

On estime le besoin annuel en énergie par ménage sur base de la formule suivante :

$$B = 365 \cdot 0,0011611 \cdot V \cdot (T_c - T_f) \text{ en (kWh/jour) avec :}$$

- 0,0011611 le coefficient d'équivalence ;
- le volume en litres par jour (l/jour) ;
- T_f la température de l'eau froide (°C) ;
- T_c la température de l'eau chaude (°C).

Le volume du réservoir de stockage ne doit pas être trop petit car le système arriverait trop vite en surchauffe (plus d'énergie supplémentaire fournie), ni trop volumineux car il perdrait trop de chaleur et serait trop long à réchauffer. En pratique, on conseille un volume de stockage de l'ordre de 50 litres par m² de surface de capteur.

L'échangeur de chaleur doit avoir une bonne efficacité, d'au moins 90%, ce qui implique une valeur de son produit K×S (coefficient d'échange × surface) d'au moins 100 W par °C et par m², soit une surface minimum de l'échangeur de 0,25 m² par m² de capteur.

Le débit du fluide caloporteur dans le capteur est également un paramètre important car il détermine la capacité du système à évacuer la chaleur captée, et donc la température moyenne du capteur, qui elle-même influe son rendement. Le débit doit donc être au minimum de 50 l/h et 70 l/h constitue un bon compromis pour ne pas devoir utiliser des pompes de puissance trop élevée (qui entraînerait des consommations auxiliaires d'énergie trop importantes).

5.5. Potentiel et taux de pénétration

Le potentiel du solaire thermique a été estimé à 0,9 Mtep (10,5 TWh), équivalent à une superficie de capteurs de 20 million de m², en 2010 pour l'ensemble de l'Europe. En 1994, on a estimé la superficie totale de capteurs solaires vitrés installée à 4,4 millions de m², représentant une production de 2,6 TWh. Depuis 1989, le marché européen du solaire thermique connaît une croissance annuelle de 18% (EnR, 1997).

Si on considère qu'un ménage belge moyen consomme 200 litre par jour d'eau chaude à 45°C, à partir d'une eau froide à 10°C, cela donne un besoin annuel en énergie de 2 967 kWh.

Si 50% de ce besoin était couvert par un système solaire, celui-ci devrait avoir une surface de capteur de 3,5 m².

Si on estime que le potentiel théorique d'installations correspond au nombre de ménages belges (1 installations par ménage, 3 950 000 ménages), on obtient une surface totale potentielle de 13 825 000 m². Comparé aux 17 100 m² installés en Belgique en 1991, le taux de pénétration est donc très faible (0,12 %).

5.6. Conditions de rentabilité économique

Prenons le cas d'étude d'une famille de 4 personnes qui décide d'installer 4 m² de capteur pour couvrir une partie de ses besoins journaliers en eau chaude (250 litres par jour à 45°C).

Ces besoins représentent une demande en énergie de 3 709 kWh par an en considérant une eau de distribution à 10°C. L'économie d'énergie réalisée par cette famille en s'équipant des 4 m² de capteurs solaires est de $4 \times 440 = 1\,760$ kWh par an, soit une couverture solaire de leur besoin de l'ordre de 47,5%.

Nous comparerons la solution solaire à deux solutions de référence, une utilisant le gaz, l'autre l'électricité, pour produire l'eau chaude.

Si le coût du gaz s'établit à 1,5 BEF/kWh (intégrant le rendement actuel des installations et le coût du gaz à 0,3 BEF/MJ), les 1 760 kWh/an économisés avec le système solaire correspondent à une économie financière de 2 640 BEF/an.

Si le coût de l'électricité s'établit au tarif de jour (6 BEF/kWh), l'économie annuelle réalisée s'élève à 11 733 BEF avec un rendement global d'environ 90%. Si on prend le tarif bihoraire (2,83 BEF/kWh, hors redevance spécifique), l'économie annuelle s'établit à 6 633 BEF en tenant compte d'un rendement d'accumulation de 75%.

Le Tableau 3 donne une estimation des temps de retour de l'investissement suivant le surcoût dû à l'installation solaire par rapport à une installation classique (c'est-à-dire qui ne tient pas compte du système de distribution). Il a été estimé à 70 000 BEF correspondant à une installation placée par une entreprise et 40 000 BEF pour un système en kit (sans montage).

Surcoût dû à l'installation solaire	40 000 BEF	70 000 BEF	
	Temps de retour		Economie annuelle
Solution électricité			
Tarif normal (6 BEF/kWh)	3 ans	6 ans	11 733 BEF
Tarif de nuit (par accumulation, 2,83 BEF/kWh)	6 ans	10 ans	6 633 BEF
Solution gaz			
Tarif A (12 BEF/m ³)	15 ans	26 ans	2 640 BEF

Tableau 3 : Estimation des temps de retour de l'investissement suivant le surcoût dû à l'installation solaire par rapport à une installation classique (sans tenir compte du système de distribution)

On voit donc que les temps de retour sont relativement longs dans le cas de la substitution du gaz par le solaire thermique (15 à 26 ans). Toutefois, ils deviennent acceptable avec la solution de référence électricité (6 à 10 ans). Hors l'électricité est utilisé pour la production d'eau chaude sanitaire dans 18% des ménages à Bruxelles et 34% en Région wallonne.

Bien que le coût d'investissement soit encore prohibitif pour cette technologie, d'autres critères sont pris en considération par les utilisateurs, tels que le confort, le respect de l'environnement, le sentiment d'être en phase avec la nature, etc. (EnR, 1997)

Les coût d'entretien et de maintenance sont très faibles, 10 à 45 ECU par an (EnR, 1997).

Une autre étude a montré que le coût de l'énergie produite par le solaire thermique était de l'ordre de 0,04 à 0,3 ECU/kWh, avec un taux d'intérêt de 8% (EnR, 1997).

5.7. Barrières au développement du solaire thermique

Un des obstacles majeurs au développement du solaire thermique est essentiellement économique, étant donnée le coût élevé des équipements pour capter et stocker l'énergie solaire. A titre d'exemple, l'installation d'un chauffe-eau solaire représente un surcoût de 70 000 FB dans le cas d'étude repris ci-dessus. Le « cash flow » d'un projet chauffe-eau solaire est relativement défavorable car, bien que les coûts de fonctionnement soient très faibles (pas de combustible et peu d'entretien), l'investissement initial est de loin supérieur à celui d'une installation classique.

Face à ce constat, on comprend l'importance des incitants financiers pour le développement du marché des chauffe-eau solaires. Ils peuvent prendre différentes formes :

- Subside à l'investissement : primes à l'installation, réduction de la TVA, déduction fiscale, etc.
- Financement avantageux : tiers-financement, prêt à taux réduit, location ou leasing, etc.

-
- Achats groupés dans le chef d'organismes privés (p.ex. des groupes d'utilisateurs) ou publics (les communes, sociétés de logements sociaux, etc.).

La deuxième barrière importante au développement du marché est le manque de garanties pour le client sur la qualité des produits et des services en matière de chauffe-eau solaires. Dans l'esprit du public, les chauffe-eau solaires gardent une image négative suite aux échecs des années 80 et la filière est encore perçue comme relevant de l'amateurisme. Afin de briser cette image et de garantir la qualité des installations, il est donc nécessaire d'agir sur les aspects suivants :

- La certification des systèmes disponibles sur le marché belge ;
- La formation et l'agrégation des installateurs ;
- La formation des architectes et autres prescripteurs ;
- La communication pour rétablir la confiance du public envers la qualité des systèmes et de la filière.

Au-delà de l'image négative que peuvent avoir les chauffe-eau solaires, leur marche pâtit surtout du manque d'information et de sensibilisation du public à leur propos. Beaucoup trop peu d'utilisateurs potentiels connaissent les chauffe-eau solaires, leurs applications et leurs avantages environnementaux et financiers. D'autre part, la filière existante ne dispose pas d'un poids suffisant pour avoir un réel impact en terme de marketing sur le marché belge. Il est donc essentiel de lui apporter un soutien important en terme de promotion, aussi bien auprès du grand public que de certains groupes cibles (groupes d'utilisateurs, décideurs politiques, corps de métiers de la construction, etc.).

D'autre part, il existe un certain nombre de barrières administratives ou réglementaires au développement des chauffe-eau solaires. Parmi celles-ci, on peut citer :

- Le permis d'urbanisme auquel est soumise l'installation des chauffe-eau solaires, bien que l'avis du fonctionnaire délégué et le concours d'un architecte ne soient plus obligatoires ;
- Les réglementations sur les performances thermiques des bâtiments qui n'intègrent pas l'application des chauffe-eau solaires ;
- Le fait que certaines compétences administratives relatives à plusieurs mesures qui faciliteraient le développement des chauffe-eau solaires, soient dispersées entre le niveau national (certification, fiscalité, etc.), régional (subsidés, réglementations urbanistiques et thermiques, etc.) et communales (permis d'urbanisme, subsidés, etc.).

6. La pompe à chaleur

6.1. Introduction

Une pompe à chaleur absorbe de la chaleur à basse température d'une source de chaleur et la restitue à plus haute température. Le milieu d'où est extraite la chaleur peut être soit l'air, le sol ou l'eau. La grande majorité des pompes à chaleur fonctionne à partir d'un cycle de compression de vapeur assurée par un moteur. D'autres pompes à chaleurs, en quantités de plus en plus grandes utilisent un moteur à combustion interne ou utilisent le principe d'absorption et utilisent des gaz d'échappement ou de la vapeur résiduelle comme source d'énergie.

Les pompes à chaleur consomment typiquement un quart à une moitié de l'électricité consommée par un système de chauffage électrique pour la même quantité de chaleur à produire.

Elles peuvent permettre de réduire de 50% la consommation d'énergie par rapport à un système de chauffage classique au gaz ou au fuel.

6.2. Techniques et rendement intrinsèque

6.2.1. Principe de fonctionnement

Le transfert de chaleur se fait naturellement d'une source chaude vers une source froide. Une pompe à chaleur permet de forcer le transfert de chaleur dans l'autre sens en utilisant une quantité relativement faible d'énergie (électricité, fuel, chaleur résiduelle à haute température).

La plupart des PAC fonctionnent selon un cycle de compression de vapeur ou un cycle d'absorption. Théoriquement d'autres cycles thermodynamiques peuvent être utilisés. Des PAC utilisant certains d'entre eux entrent actuellement sur le marché.

6.2.1.1. Compression de vapeur

Le cycle de compression de vapeur est celui le plus utilisé. Les principaux composants dans ce type de PAC sont le compresseur, la valve d'expansion et deux échangeurs de chaleur appelés respectivement évaporateur et condenseur. Ces composants forment un circuit fermé (voir Figure 20). Un liquide volatil - liquide réfrigérant - circule au travers des quatre composants. Dans l'évaporateur (1), la température du liquide réfrigérant est maintenue à un niveau plus bas que celle de la source de chaleur. De la chaleur de la source froide est transférée vers le liquide qui s'évapore. La vapeur est ensuite comprimée à pression et température plus élevée (2). La vapeur parvient alors au niveau du condenseur (3) où elle se condense et libère de la chaleur vers la source chaude. Finalement, le fluide à haute pression est expansé (4). Le fluide revient à son état initial.

La compression en (2) se fait ici grâce à un moteur électrique et le rendement global de la PAC dépend principalement de l'efficacité du moteur et de la manière dont est produite l'électricité.

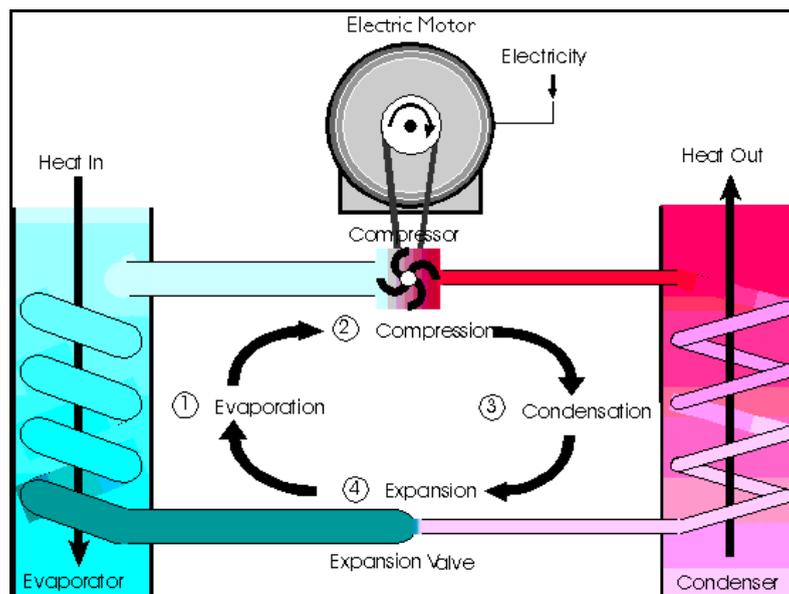


Figure 20 : Schéma de fonctionnement d'une PAC à cycle de compression avec moteur électrique
Source : IEA

La compression peut également se faire grâce à un moteur à combustion (Figure 21). La chaleur de refroidissement de l'eau ou des gaz d'échappement est alors utilisée en supplément à la chaleur du condenseur.

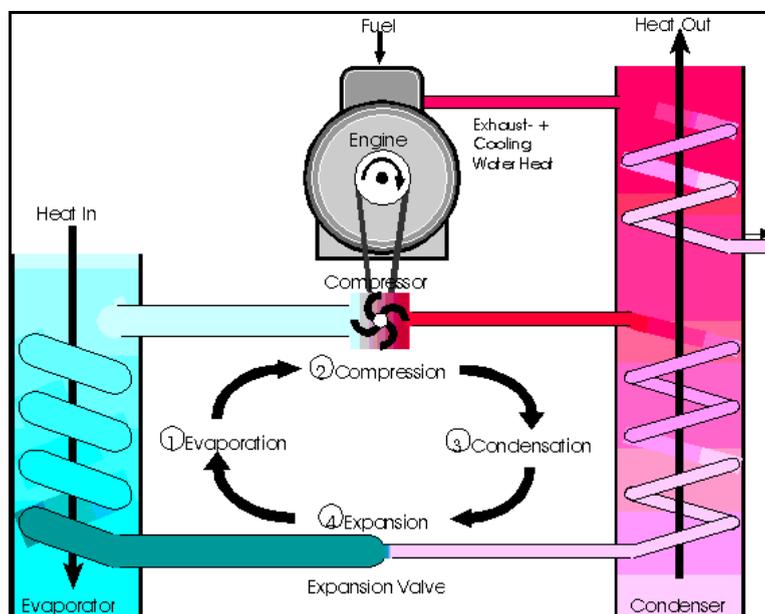


Figure 21 : Schéma de fonctionnement d'une PAC à cycle de compression avec moteur électrique
Source : IEA

6.2.1.2. Cycle à absorption

Dans les PAC à absorption, le cycle est assuré non pas par de l'énergie mécanique mais bien par de la chaleur. Les PAC à absorption utilisées pour le chauffage de bâtiments utilisent la plupart du temps du gaz. Ce système repose sur la capacité de certains liquides ou de sels d'absorber la vapeur du fluide réfrigérant. La plupart des systèmes rencontrés combinent soit :

- De l'eau comme fluide réfrigérant et du bromure de lithium comme absorbant
- De l'ammoniaque comme fluide réfrigérant et de l'eau comme absorbant.

Le circuit comprend un absorbeur, une pompe, un générateur et une valve d'expansion (voir Figure 22). La vapeur à faible pression provenant de l'évaporateur (1) est absorbée dans l'absorbeur (2). Cela génère de la chaleur. La solution est pompée à haute pression et pénètre dans le générateur, où le liquide réfrigérant est extrait de l'absorbeur grâce à une source extérieure de chaleur. Le liquide réfrigérant est alors condensé dans le condenseur tandis que le liquide absorbant retourne vers l'absorbeur via la valve d'expansion.

De la chaleur est extraite de la source froide dans l'évaporateur (1).

Ici, l'apport externe d'énergie pour alimenter le cycle est sous forme de la chaleur. Une petite quantité d'électricité est nécessaire pour alimenter la pompe.

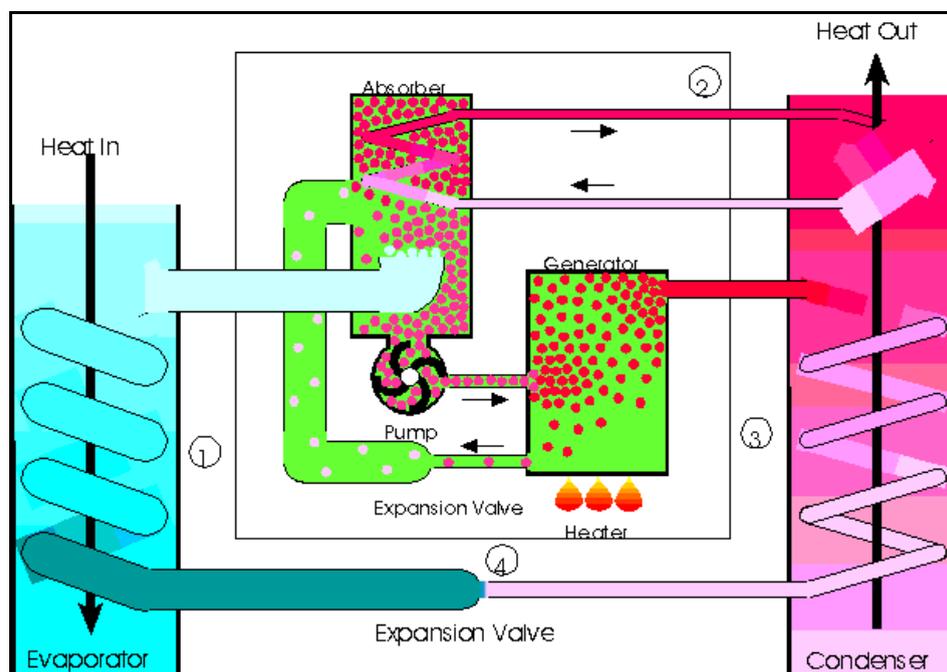


Figure 22 : Schéma de fonctionnement d'une PAC à cycle d'absorption
Source : IEA

6.2.1.3. Coefficient de performance des pompes à chaleur

Théoriquement, la chaleur totale fournie par la PAC est la somme de la chaleur extraite et de l'apport d'énergie nécessaire. Par exemple une PAC électrique utilisée pour le chauffage de bâtiments fournit typiquement 100 kWh de chaleur à partir de 20 à 40 kWh électrique.

L'efficacité d'une pompe à chaleur avec compresseur électrique se mesure par son coefficient de performance (COP), il s'agit du rapport entre la chaleur fournie par la pompe et l'électricité fournie au compresseur.

Pour les systèmes à compression avec moteur thermique ainsi que pour les systèmes absorbants, l'efficacité se mesure par le rapport d'énergie primaire (REP), c'est-à-dire la ratio entre la chaleur fournie par la PAC et le pouvoir calorifique supérieur du combustible utilisé.

Les valeurs théoriques d'efficacité pour les différents systèmes sont fournies au Tableau 4, en supposant une température de condensation de 0°C et une température d'évaporation de 50°C. Celles-ci dépendent de la différence de température entre la source froide et la source chaude. La performance diminue lorsque la différence de température augmente comme indiqué à la Figure 23. On y voit l'évolution du COP théorique en fonction de l'écart de température. Dans la réalité, ces valeurs théoriques ne sont pas atteintes et on se situe plutôt à l'intérieur de la zone grisée.

type	COP	REP
Compression - moteur électrique	2.5 - 5.0	
Compression - moteur thermique		0.8 - 2.0
Absorption		1.0 - 1.8

Tableau 4 : Valeurs théoriques des coefficients d'efficacité et des rapports d'énergie primaire
Source : IEA

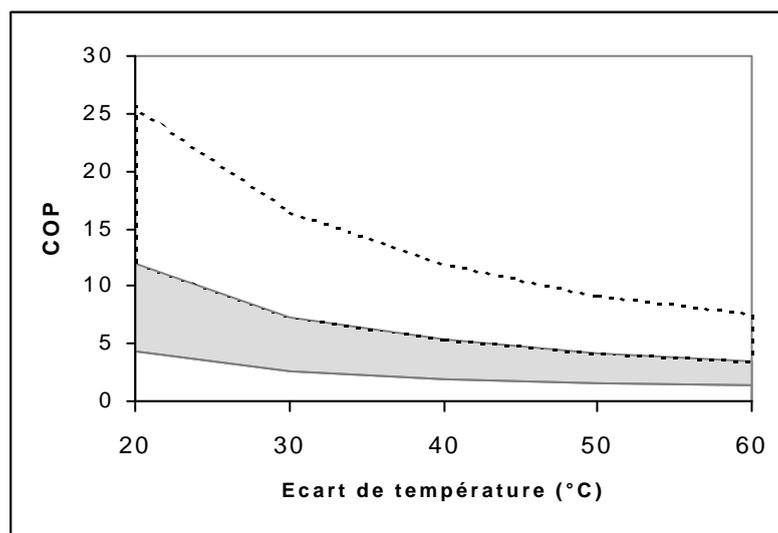


Figure 23 : Variation du coefficient de performance d'une pompe à chaleur en fonction de l'écart de température entre la source de chaleur et celle du milieu à chauffer. La courbe discontinue représente le COP idéal. La zone hachurée indique la fourchette de performances obtenues pour des installations réelles

Source : IEA

On utilise également le coefficient de performance saisonnier (COPS) pour mesurer l'efficacité d'une PAC sur une saison ou sur une année. Il s'agit du rapport entre la chaleur fournie et l'énergie consommée tout au long de la saison. Il prend en compte les demandes variables de chaleur ou de froid, les variations de température de la source et inclut les demandes d'énergie par exemple pour le dégivrage.

Ce coefficient permet de comparer l'efficacité globale d'une PAC par rapport à un système de chauffage traditionnel. Pour les pompes à compresseurs électriques il faut également tenir compte du mode de production de l'électricité.

Les facteurs influençant la performance d'une PAC sur une année dans un bâtiment sont :

- Les variations climatiques
- Les températures de la source de chaleur et du système de distribution de chaleur
- Les consommations des auxiliaires
- Les caractéristiques techniques de la pompe
- Le système de contrôle de la pompe

Le transfert de chaleur se fait naturellement d'une source chaude vers une source froide. Une pompe à chaleur permet de forcer le transfert de chaleur dans l'autre sens en utilisant une quantité relativement faible d'énergie (électricité, fuel, chaleur résiduelle à haute température).

6.3. Performances des différents systèmes

Dans le secteur résidentiel, la chaleur sera le plus souvent extraite d'un des trois milieux naturels, air ambiant, eau souterraine ou sol - dans ce cas, il faut installer un circuit d'eau glycolée dans le sol. Les propriétés, avantages et inconvénients de ces trois milieux sont indiqués au Tableau 5.

Source de chaleur	Gamme de températures	Avantages et inconvénients
Air ambiant	-10 à 15°C	+ : disponible en grande quantités - : permet d'atteindre des performances plus faibles que pour les autres sources (diminution des températures extérieures, écarts de températures plus importants, nécessité de dégivrer l'évaporateur)
Eau souterraine	+4 à +10°C	+ : stabilité de la température, coûts d'entretien faibles - : coûts d'investissements plus élevés, problèmes de surface disponible
Sol	0 à +10°C	+ : stabilité de la température, coûts d'entretien faibles - : coûts d'investissements plus élevés, problèmes de surface disponible

Tableau 5 : Sources de chaleur utilisées pour les applications dans le domaine du résidentiel

Par ailleurs, on peut opter pour l'air ou pour l'eau comme milieu recevant la chaleur et la distribuant dans le bâtiment à chauffer.

Afin de conserver des performances suffisantes, on limitera la températures au départ du système de distribution à des valeurs en dessous de 30°C à 40°C.

Pour l'eau en particulier, cela signifie qu'un système de distribution avec radiateurs doit être remplacé par un système au niveau du sol comprenant une nappe de tuyauteries. Pour limiter le surcoût qui en résulte, on limite l'installation au rez-de-chaussée pour lequel la demande de chaleur est la plus importante et la plus permanente, tandis que les étages sont équipés de chauffages d'appoints.

Pour l'air, l'avantage est que le système assure la ventilation du bâtiment, ce qui signifie que l'isolation du bâtiment peut être poussée plus loin sans poser le problème de moisissures.

Les performances saisonnières des trois systèmes de PAC les plus courants sont indiquées au Tableau 6. Il s'agit des performances nettes, c'est-à-dire comprenant le rendement de distribution.

Système de pompe Milieu extérieur/système de distribution	COPS net (y compris pertes de distribution)	Coûts d'investissement pour une puissance installée de 10 à 12 kW (BEF)
Air/air	2.5	350000 à 375000
Air/eau	2.9	375000 à 420000
Sol/eau	3.3	450000 à 550000

Tableau 6 : caractéristiques des trois systèmes de PAC air/air, air/eau et sol/eau
Source : Cobut, Paul²²

6.4. Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement pour des installations de puissances de l'ordre de 10 à 12 kW (valeurs typiques pour un logement d'une surface habitable de 150 m² isolé à K55) sont également fournies au Tableau 6. Ces coûts comprennent les équipements d'appoints.

Les coûts d'entretien sont relativement faibles comparés à un système de chauffage classique.

Les expériences d'utilisations aux Etats-Unis (on estime à environ 940000 le nombre d'installations ces dernières années), indiquent des durées de vie moyennes de l'ordre de 17 ans. Selon de Beer et al, ces coûts pourraient diminuer de 30% d'ici une dizaine d'années. La durée de vie est estimée à 15 ans.

6.5. Emissions de CO2 évitées

Pour évaluer la quantité de CO2 évitées résultant de l'installation d'une pompe à chaleur, on peut établir la comparaison avec une chaudière à condensation au gaz puisque on ne s'intéresse ici qu'à des logements neufs.

Si l'on considère un GJ de chaleur délivré par une pompe à chaleur air/air, la consommation électrique nécessaire est de 1/2.5 GJ soit 0.4 GJ d'électricité, ce qui correspond à une émissions de CO2 de $0.4 \cdot 0.320 / 0.0036$ kg CO2, soit 34.4 kg/CO2.

Par ailleurs, 1 GJ fourni par une chaudière à condensation nécessite environ 1.01 GJ de gaz naturel, soit une émission de CO2 de 55 kg.

Le gain est donc de 20.5 kg/CO2 pour chaque GJ utile.

6.6. Impact environnemental

Comme une PAC consomme moins d'énergie primaire qu'un système conventionnel, elle permettent de réduire les émissions de gaz tels que CO2, SO2, NOx. Cependant, l'impact environnemental dépend de la manière dont est produite l'électricité.

L'impact environnemental dépendra également du choix du fluide réfrigérant.

Les fluides réfrigérants les plus souvent utilisés étaient autrefois constitués de CFC ou de HCFC. Etant donné leur effet destructeur sur la couche d'ozone, les premiers ont été interdits dans les nouvelles installations. Les second sont également réglementés par le Protocole de Montréal. L'Union européenne a décidé leur abandon avant 2015 et certains pays européens comme la Suède, l'Allemagne, le Danemark, la Suisse et l'Autriche interdisent le R-22 d'ici un horizon plus proche (2002 au plus tard).

Les hydrofluorocarbones (HFC-134a, HFC-152a, HFC-32, HFC-125 et HFC-143a ou encore des mélanges) sont utilisés comme substituts à ces deux familles précédentes. Ces molécules n'ont pas d'effet sur la couche d'ozone, mais il possèdent un pouvoir effet de serre non nul. Il est donc important que les fuites soient minimisées et que leur recyclage soit assuré.

Enfin, l'ammoniac, certains hydrocarbures, l'eau ou encore le CO2 constituent des alternatives à ces liquides réfrigérants.

6.7. Barrières et incitants

Afin d'assurer une utilisation optimale et des performances saisonnières intéressantes, et tenant compte des particularités requises au niveau du système de distribution de chaleur, l'installation de pompes à chaleur sera limitée aux nouveaux bâtiments ayant des niveaux d'isolation thermique suffisant.

Les installations de type eau/* ou sol/* selon limitées aux régions où l'espace le permet.

La principale barrière à la pénétration de ce type d'application est le coûts d'investissement élevé comparé à une installation de chauffage traditionnelle.

Des incitants financiers permettraient de lever ces barrières.

Actuellement, Electrabel fournit une prime de 25000 BEF par installation. A partir de janvier 2000 cependant cette prime sera supprimée et remplacée par la gratuité de l'électricité prélevée par la pompe à chaleur pendant un an.

Il est également important que le know-how existe pour l'installation des équipements. Actuellement, 35 installateurs sont agréés en Wallonie, ce qui devrait être étendu si le marché devait se développer.

7. L'énergie photovoltaï que

7.1. Introduction

Les cellules photovoltaï ques qui composent un panneau solaire ont pour propriété de transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique. Ce phénomène a été découvert par Becquerel en 1839 mais il faudra attendre les années 50 pour que le premier système photovoltaï que soit mis au point.

Les principales utilisations existantes dans les pays industrialisés sont, par ordre décroissant de rentabilité:

- le générateur autonome pour les sites isolés (ex : habitation isolée, relais de télécommunication ou des systèmes professionnels variés comme les balises de mer, les mesures météo, etc.);
- les systèmes photovoltaï ques importants (mini centrale) branchés sur le réseau centralisé et servant d'appoint en Suisse et en Allemagne notamment;
- les systèmes individuels couplés au réseau.

En Belgique, les conditions ne sont pas rencontrées pour l'utilisation de générateurs autonomes pour des habitations, les mini-centrales n'existent pas et étant donné que le système individuel couplé à une alimentation secteur présente aujourd'hui un coût 6 fois trop élevé, le recours à l'énergie photovoltaï que reste anecdotique. Actuellement en Belgique, la part du photovoltaï que dans la production totale d'électricité est négligeable.

Cependant, le coût de cette énergie baisse régulièrement (25% en 5 ans) et à long terme pourrait devenir rentable. D'ici 5 ans, ce facteur devrait passer de 6 à 4 grâce à des unités de production plus importantes et à une politique commerciale volontariste. Le laps de temps nécessaire à rendre l'énergie photovoltaï que rentable dépendra de l'effort de recherche en la matière et de la nécessaire réduction des coûts de production réalisée par l'industrie et de l'intérêt du public pour ce type d'énergie.

7.2. Technique et rendement intrinsèque

Une cellule photovoltaï que, unité de base du panneau photovoltaï que, est constituée d'un matériau semi-conducteur le plus généralement du silicium ou encore du tellure de cadmium, de l'arséniure de gallium qui ont pour propriété de se charger électriquement lorsqu'ils sont exposés au rayonnement solaire. Ces semi-conducteurs peuvent se présenter soit sous forme cristalline soit sous forme de couches minces qui conduisent à des caractéristiques techniques et à des coûts de production variables.

Les **matériaux massifs** sont constitués de silicium poly ou mono-cristallin ou d'autres matériaux moins courants comme l'arséniure de gallium. Une cellule photovoltaï que type est constituée d'une tranche de silicium cristallin (épaisseur 200-400 micron) traitée chimiquement et entourée de part et d'autre par des contacts métalliques conducteurs destinés à devenir les deux pôles conducteurs de la cellule. Les cellules au silicium mono-cristallin présentent le meilleur rendement de toutes les cellules au silicium mais elles sont les plus coûteuses à produire.

Les **couches minces** sont constituées de silicium amorphe – c'est le cas le plus courant- ou d'autres composés ternaires comme le tellure de cadmium. Cette technologie consiste à déposer des couches ultrafines de semi-conducteur les unes sur les autres ce qui induit une consommation extrêmement faible

de matière et permet de réduire les coûts des cellules photovoltaï ques. Ce type de cellules présente un rendement moindre que les meilleures cellules cristallines mais un rapport coût bénéfice plus favorable.

Matériau	Rendement typique des modules de laboratoire en %	Rendement typique des modules commerciaux en %
Silicium monocristallin	24	13-15
Silicium polycristallin	18	12-14
Silicium amorphe	15	6-8
Si cristallin en couche mince	15	-
Cu(In,Ga)Se2	18	-
CdTe	16	-

Tableau 7 : Rendement des différents types de cellules photovoltaï ques
Source: ECN (*Renewable energy technologies – status and expectation 1997*)²³

La durée de vie des cellules photovoltaï ques fait encore actuellement l'objet d'études. Cependant pour les meilleures technologies cristallines elle a été évaluée à 25 ans.

Pour l'Europe du nord et du centre où la majeure partie du rayonnement solaire est reçue sous forme diffuse, la technologie la mieux adaptée est celle utilisant les modules en couches minces.

Une cellule isolée produit une faible puissance électrique (1 à 3 W) à une tension de moins de 1 Volt. Aussi, afin de produire plus de puissance, les cellules sont assemblées en modules eux-mêmes assemblés (en série ou en parallèle) en panneaux. On peut ajouter, dans certains cas, une lentille ou un miroir pour concentrer l'énergie. Le courant de sortie et donc la puissance seront fonction de la taille du panneau et du type d'assemblage réalisé.

Un générateur photovoltaï que type destiné à être couplé au réseau est constitué de panneaux photovoltaï ques et d'un régulateur puis d'un onduleur.

Les paramètres caractéristiques de ce type de système sont:

- la puissance de crête P_c est définie comme la puissance électrique maximum que peut fournir la cellule dans des conditions standards (25°C sous un éclairage de 1000 W/m²).
- le rendement η ou rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- le courant de court-circuit I_{cc} ou courant que débite une cellule en court-circuit ($V=0$) sous un éclairage plein soleil.

L'énergie produite par une installation photovoltaïque que est fournie par la relation:

$$E = K \cdot I \cdot \frac{P_c}{G_{ref}}$$

Où :

- $K = h_m / h_{ref}$ est le ratio de performance spécifique et constant pour un système envisagé
- I est le niveau d'irradiation annuel
- h_m est le rendement du module
- h_{ref} est le rendement de référence du module aux conditions standards
- P_c = puissance de crête installée
- $G_{ref} = 1$ kW/m² (irradiation de référence)

Les valeurs typiques de K sont pour un système :

- incluant batterie et produisant du courant continu 0,4 – 0,5
- sans batterie et produisant du courant alternatif 0,7 – 0,8

7.3. Conditions de rendement exogène

Les performances des panneaux photovoltaïques dépendent de l'intensité et de la nature de l'ensoleillement annuel. Pour la Belgique, l'ensoleillement moyen annuel peut être chiffré à 1000 kWh/m². En Europe du nord, les rayonnements sont la plupart du temps diffus par opposition au pays du sud qui sont soumis à des radiations directes. La nature des radiations reçues le plus couramment va influencer le choix du type de panneaux photovoltaïques. L'intensité du rayonnement solaire est plus importante en été qu'en hiver (facteur 3) alors que la demande énergétique est inverse.

Le rendement d'un module photovoltaïque est le rendement d'une cellule diminué des pertes dues aux connexions des cellules entre elles, à la transparence des matériaux d'encapsulation.

Le facteur de charge F_c (%) est le rapport entre l'énergie produite annuellement et la quantité d'énergie que pourrait produire le système s'il fonctionnait toute l'année à une puissance égale à sa puissance de crête. Il est donc déterminé par la variabilité du flux d'énergie solaire. On se basera ici sur une valeur de 10% (facteur évalué pour les Pays-Bas²⁴).

7.4. Évolution future

A ce jour les recherches visent essentiellement l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques et la diminution des coûts par la mise au point de nouveaux procédés de fabrication de couches minces, l'utilisation de nouveaux matériaux et de nouvelles structures.

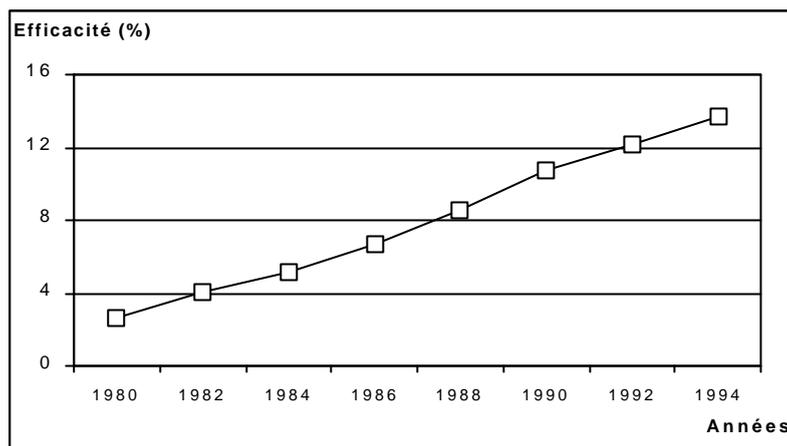


Figure 24 : Évolution de l'efficacité des modules photovoltaïques pour les années 1980 à 1994
 Source: Commission Européenne – DGXII (Photovoltaics in 2010 - 1996)²⁵

7.5. Potentiel technique

Les quantités d'énergie qui peuvent être produites par des panneaux photovoltaïques sont fonction des surfaces disponibles et du gisement solaire. Cependant, le potentiel technique est surtout limité par les capacités.

L'impact du climat est important sur la production d'énergie photovoltaïque mais cependant moindre que dans le cas du solaire thermique. En effet, les cellules peuvent réagir aussi bien au rayonnement direct du soleil qu'au rayonnement diffus. Le niveau d'ensoleillement moyen par m² et par an sur une surface horizontale est évalué pour l'Europe du nord et du centre à 1000 kWh/m²/an.

On choisira comme première cible, les meilleurs sites disponibles soit pour les régions de l'Europe du nord et du centre ceux qui présentent un niveau d'ensoleillement moyen de 1500 kWh/m²/an.²⁶

Il ne nous a pas été possible, dans le cadre de cette étude, d'effectuer l'évaluation détaillée du potentiel de l'énergie photovoltaïque pour la Belgique qui impliquerait un recensement des sites les plus favorables en termes d'ensoleillement.

Type d'application	Puissance de crête par type d'installation (kW)	Surface (km ²)	Puissance de crête (GW)	Énergie annuelle (GWh)
Maison	2-5	43	7,36	6450
Bureau et école	10-100	20	3,42	3000
Bâtiment industriel	10-100	14	2,40	2100
Total		77	13,18	11550

Tableau 8 : Répartition du potentiel technique belge pour l'énergie photovoltaïque
 Source: ODE -IW

Sur base d'une évaluation globale des sites favorables et de la valeur moyenne du niveau d'ensoleillement on peut cependant déterminer un ordre de grandeur du potentiel belge. La puissance de crête totale a été estimée sur base d'une puissance de crête de 0,17 kW/m².

7.6. Conditions de rentabilité économique

7.6.1. Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement pour un système photovoltaïque que couplé au réseau comprennent essentiellement:

- l'ingénierie, qui comprend notamment l'automatisation et la supervision de l'installation;
- le module: soit les cellules photovoltaï ques;
- les infrastructures connexes dont l'importance est directement liée à la surface de panneaux installés et qui comprennent généralement la structure de support pour les panneaux (béton et acier), les câbles, les boîtes de jonction entre modules, les connections,
- l'équipement électrique dont l'importance est liée à la puissance installée et qui sont les transformateurs, les onduleurs, les tableaux électriques,...;

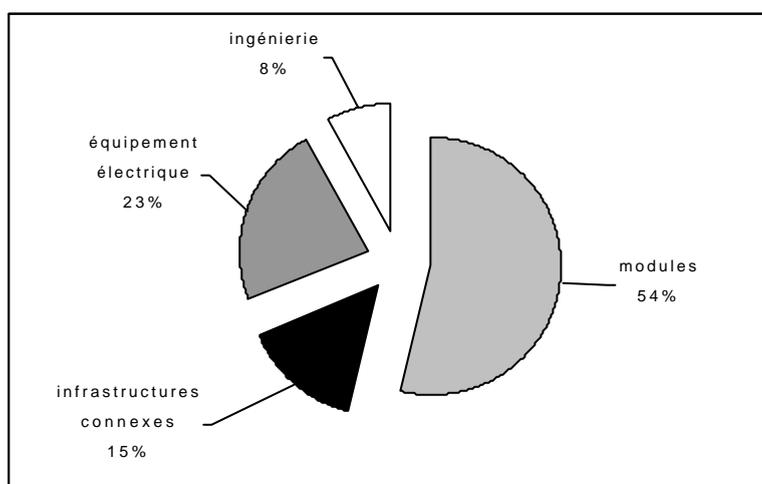


Figure 25 : Répartition des coûts d'investissement pour une installation photovoltaïque que raccordée au réseau
Source: Commission Européenne – DGXII²⁵

Comme le montre la Figure 25, le coût lié aux cellules photovoltaï ques représente la part la plus importante des coûts de ce type d'installations. Viennent ensuite les coûts liés aux équipements électriques qui seront fonction de la puissance installée.

Les données d'évolution des coûts indiquent une tendance régulière à la baisse. La Figure 26 présente les prédictions en termes de prix des systèmes photovoltaï ques couplés au réseau pour des installations en toiture.

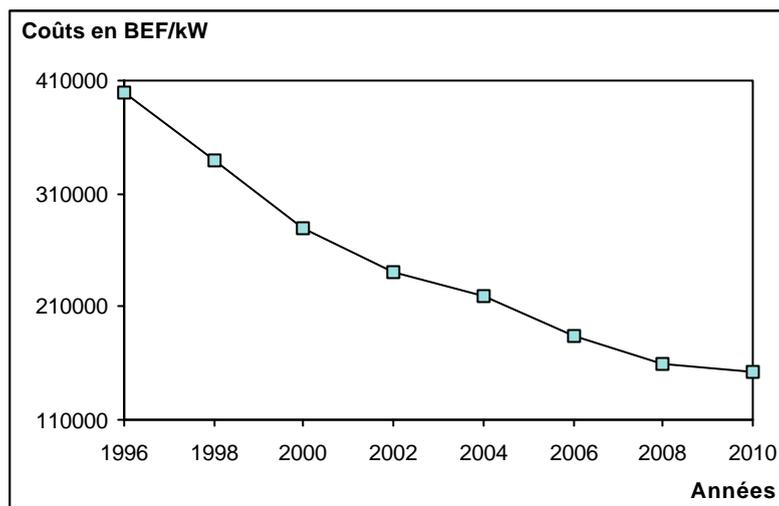


Figure 26 : Prédiction de prix pour les systèmes photovoltaïques couplés au réseau
Source: Commission Européenne -DGXI²⁵

Rapporté à la puissance installée le coût unitaire d'investissement total I_{up} est actuellement de l'ordre de 340.000 BEF/kW pour des panneaux installés en toiture.

Pour 2010, les coûts d'investissement devraient avoir diminué jusqu'à 150.000 BEF/kW.

7.6.2. Coûts de maintenance et d'entretien

Les charges d'exploitation annuelles ($O\&M$) comprennent les dépenses de maintenance et d'entretien. On peut considérer que les charges d'exploitation D_{em} sont constantes année après année et équivalent à un pourcentage des coûts d'investissement initiaux I . Ce pourcentage est estimé à 2% pour les systèmes photovoltaïques couplés au réseau.

Année	Type	I_{up} (BEF/kW)	$O\&M$ (% I)
1998	Maison	340000	2
	Bureau	500000	2
	Industrie	500000	2
2010	Maison	150000	2
	Bureau	150000	2
	Industrie	150000	2

Tableau 9 : Répartition des coûts d'investissement et des charges d'exploitation par type d'application

Sur base de ces valeurs, les coûts globaux actualisés ont été évalués pour les potentiels repris dans le Tableau 8. En prenant un taux d'actualisation de 6% et une durée d'amortissement équivalente à la durée de vie de l'installation soit 25 ans et en considérant qu'on installera préférentiellement pour les maisons d'habitation des panneaux sur le toit et, dans les autres cas, des panneaux en façade, on obtient les valeurs suivantes:

	Potentiel Gwh/an	Énergie %	Puissance de crête GW	CGA 1998 (BEF/kWh)	CGA 2010 (BEF/kWh)
Maison	6450	55,8%	7,36	38,1	16,8
Bureau	3000	26,0%	3,42	56,1	16,8
industrie	2100	18,2%	2,40	56,1	16,8
total	11550	100,0%	13,18		

Tableau 10 : Coûts globaux actualisés par type d'application

Ces résultats permettent d'établir une courbe du coût de l'énergie photovoltaïque en fonction du pourcentage de potentiel technique valorisé.

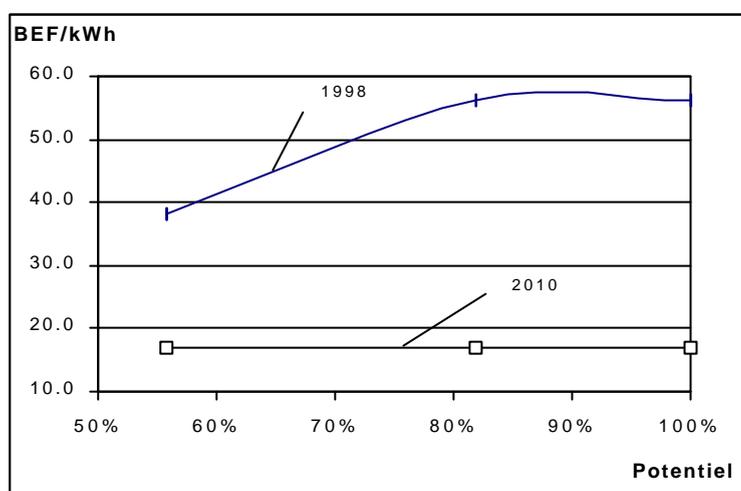


Figure 27 : Coût de production pour l'énergie photovoltaïque

Actuellement, le prix de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque est de l'ordre de 3 BEF/kWh. La courbe indique que pour les coûts minimums calculés 0% du potentiel est économiquement rentable et ne le sera pas encore en 2010.

8. Cogénération

8.1. Introduction

Le terme "cogénération" fait référence à la production combinée de chaleur et d'électricité à partir d'un même combustible : Dans les unités classiques de production d'électricité, 35% (pour le charbon) à 55% (pour les cycles TGV) du combustible est valorisé en énergie électrique tandis que le reste du contenu énergétique du combustible est dispersé en chaleur dans l'environnement.

La cogénération valorise au contraire cette chaleur vers des besoins en calories et permet dans bien des cas d'assurer un rendement global plus intéressant qu'une production séparée d'électricité et de chaleur.

La Figure 28 compare les rendements de production séparée chaleur électricité avec une chaudière classique (rendement de 90%) et d'électricité par le parc électrique belge (rendement moyen de 38%) avec la production combinée. Celle-ci permet d'atteindre des rendements de l'ordre de 85% et donc de réaliser un gain de 32% sur les consommations de combustibles pour des productions identiques de chaleur et d'électricité dans les deux cas.

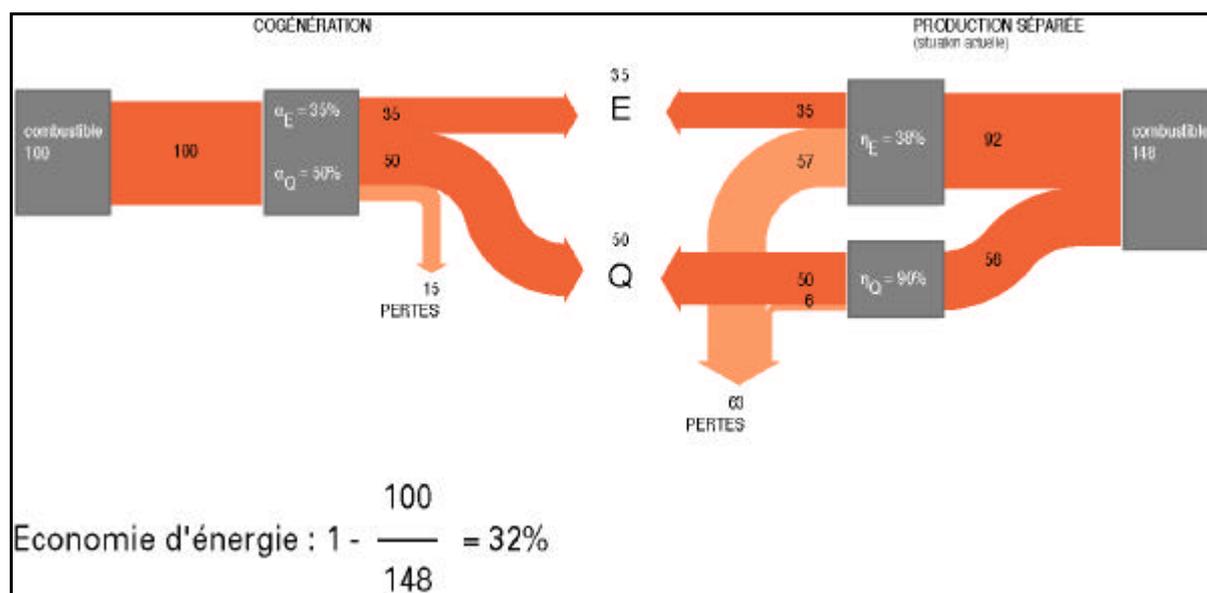


Figure 28 : Comparaison entre la production combinée de chaleur et d'électricité avec une production séparée de chaleur dans une chaudière classique (rendement de 90%) et la production du parc électrique belge (rendement moyen actuel de 38%)

Source : *La petite cogénération - Pourquoi ? Pour qui ?*²⁷

Vu le taux de pénétration croissant des centrales Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) pour la production d'électricité centralisée, la comparaison est le plus souvent faite par rapport à ce type de production électrique dont le rendement actuel est de 53%. Cette comparaison est faite à la Figure 29. Ici le gain en combustible est de 18%.

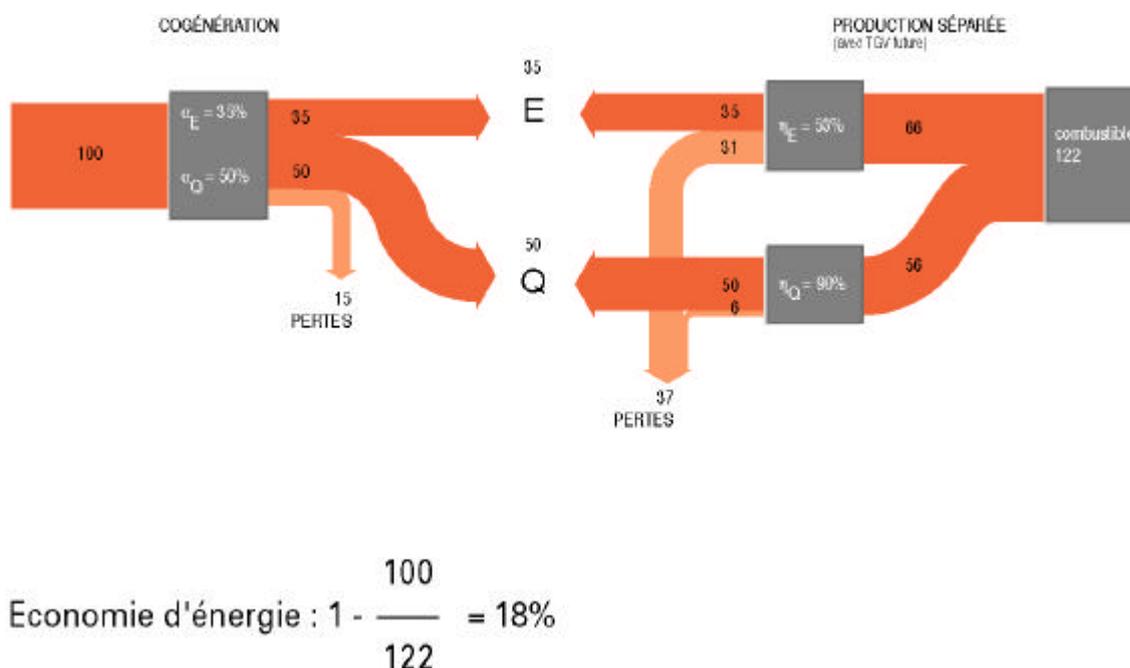


Figure 29 : Comparaison entre la production combinée de chaleur et d'électricité avec une production séparée de chaleur dans une chaudière classique (rendement de 90%) et la production d'électricité par une centrale TGV (rendement de 53%)

Parmi les techniques de cogénération, on peut distinguer les cycles basés sur :

- Les turbines à vapeur (cycle Rankine)
- Les turbines à gaz (cycle Brayton)
- Les moteurs à combustion interne (au diesel ou au gaz)
- Les turbines à cycle combiné

Ces différentes techniques se caractérisent par leur rendement global mais également par leur rapport α_Q / α_E représentant le rapport entre la quantité de chaleur et d'électricité produite. Les avantages et inconvénients des différentes techniques sont résumés au Tableau 11.

	avantage	inconvénient
Turbines à vapeur	<ul style="list-style-type: none"> - Convient à tout type de combustible - Très bon rendement global - Coût d'entretien modique - Durée de vie élevée 	<ul style="list-style-type: none"> - Très grand rapport α_Q / α_E - Investissement élevé - Fonctionnement quasi-continu
Turbines à gaz	<ul style="list-style-type: none"> - A partir de 250-500 kW_e jusque 50-200 MWe - Production aisée de vapeur - délai très courts d'installation - Coût d'entretien modique - Bon rendement global 	<ul style="list-style-type: none"> - α_Q / α_E élevé pour les puissances inférieures
Cycle combiné avec chaudière de récupération	<ul style="list-style-type: none"> - α_Q / α_E très favorable (peu élevé) - rendement global élevé (proche de 90%) - prix intéressants pour des puissances de l'ordre de 5 MW_e 	
Moteur à gaz ou diesel	<ul style="list-style-type: none"> - A partir de 80 kW_e - Bien adapté à la préparation d'eau chaude - α_Q / α_E très favorable (peu élevé) surtout pour le diesel - coût abordable - peut s'adapter à une variation de la demande - peut jouer le rôle de groupe de secours en cas de panne 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé de maintenance - Peu propice à la production de vapeur - Durée de vie limitée - Entretien programmé à conseiller en vue d'atteindre une durée de fonctionnement de 10000 heures avant le remplacement complet du moteur

Tableau 11 : Principales caractéristiques des différentes techniques de cogénération

8.1.1. Turbines à vapeur

Dans ces turbines, l'énergie mécanique actionnant l'alternateur est fournie par la détente de vapeur haute pression produite dans une chaudière conventionnelle, utilisant n'importe quel combustible (combustion externe). La chaleur est récupérée à la sortie de la turbine, soit sous forme liquide, soit sous forme de vapeur.

Ces installations qui produisent beaucoup de chaleur et peu d'électricité (15 à 25%), sont réservées à des applications spécifiques permettant de valoriser n'importe quel combustible, y compris des combustibles "résiduels". Elles sont également utilisées pour des applications industrielles d'une puissance suffisante dont les besoins en chaleur sont élevés (sucrieries et industrie agro-alimentaire en général, industrie textile,...). Cette technologie peut aussi être mise en œuvre pour le secteur résidentiel dans le cas des réseaux de chauffage urbain. Ceux-ci nécessitent néanmoins de gros investissements. De plus, il n'est pas évident que le gain en énergie primaire soit réel à cause des pertes importantes que peut présenter le circuit de distribution. Une gestion professionnelle et un entretien régulier sont nécessaires pour garantir une bonne efficacité énergétique de l'ensemble du dispositif.

8.1.2. Turbines à gaz

Le gaz utilisé (gaz naturel généralement) est brûlé dans une chambre de combustion alimentée en air sous pression en provenance d'un compresseur. Les gaz produits sont introduits dans une turbine où leur énergie est transformée en énergie mécanique pour l'entraînement du compresseur d'air et d'un générateur d'électricité. La turbine à gaz peut aussi être alimentée par du fuel.

L'énergie résiduelle, sous forme de gaz chauds (environ 500 °C), peut être utilisée pour rencontrer des besoins de chaleur (vapeur ou eau chaude). Une post-combustion éventuelle de ces gaz, fortement chargés en oxygène, permet d'obtenir plus de chaleur, de moduler la production de calories en fonction des besoins et d'augmenter le rendement global de l'installation. Contrairement aux moteurs, la turbine à gaz se prête très bien à la production de vapeur à haute température (110 bar / 525 °C). Les valeurs de rendement d'une turbine à gaz sont données au Tableau 12.

Le rendement électrique d'une turbine à gaz varie entre 19% et 38% voire 40% pour les meilleures réalisations dérivées de la technologie aéronautique. Cependant, les rendements électriques élevés sont actuellement réservés aux turbines à gaz de forte puissance (plusieurs dizaines de MWe).

	Puissance ~0.5 MW	Puissance ~3 MW
α_Q / α_E	2.5 - 3.6	1.9 - 2.3
Rendement électrique (%)	15	27 – 40
Rendement thermique (%) - sans post-combustion - avec post-combustion	43 55	50 59
Rendement global (%)	58 – 70	77 – 89
Chaleur récupérée - basse température - haute température	- 100	- 100

Tableau 12 : Caractéristiques des turbines à gaz
Source : DGXVII²⁸

Notons toutefois que cette technologie n'est pas adaptée au secteur résidentiel. Les niveaux de température obtenus à l'échappement de la turbine à gaz sont en effet trop élevés en regard des utilisations possibles. De plus, les puissances unitaires disponibles sur le marché sont largement supérieures aux besoins électriques et de chaleur du logement.

8.1.3. Cycles combinés

Une unité de cogénération peut également être basée sur un cycle combiné gaz/vapeur avec chaudière de récupération. Dans ce cas, l'électricité est produite grâce à une turbine à gaz. La température élevée des gaz d'échappement permet de produire de la vapeur qui est ensuite réinjectée dans une turbine à vapeur à contrepression ou à condensation. Celle-ci produit également de l'électricité. Cela permet d'obtenir une production électrique plus élevée que dans le cas de la turbine à gaz "classique". Ces installations peuvent également être utilisées pour de la cogénération proprement dite en utilisant la vapeur à l'échappement de la turbine à contrepression. Dans le cas d'une turbine à condensation, il faut, pour parler de cogénération, pratiquer des soutirages de vapeur dans les étages intermédiaires de la détente ou

éventuellement, pour les applications à très basses températures (de l'ordre de 30 °C), utiliser la chaleur contenue dans l'eau de refroidissement du condenseur. Le rapport Q/E peut descendre à 1.2 surtout avec les nouvelles turbines à gaz dérivées de l'aéronautique.

Celles-ci permettront à l'avenir d'atteindre des solutions particulièrement rentables grâce à la production "en série" de telles turbines.

De nouveau, il faut rappeler que ces technologies ne s'appliquent pas à la cogénération en secteur résidentiel, si ce n'est, éventuellement, pour des applications de chauffage urbain.

8.1.4. Moteurs à combustion interne

Il s'agit d'un moteur à explosion classique, couplé mécaniquement à un alternateur produisant de l'électricité. La chaleur des gaz d'échappement à 500°C peut être récupérée à plus de 70% par refroidissement à 120°C pour les moteurs à gaz et 200°C pour les moteurs à diesel. La chaleur de l'eau de refroidissement et de l'huile du moteur à ~100°C peut être entièrement récupérée, alors que la chaleur de refroidissement du turbo à 55°C l'est plus difficilement (dans les moteurs à gaz).

La récupération de chaleur de ce type de moteur se prête bien à des utilisations à des températures inférieures à 100°C, bien qu'une petite quantité de vapeur puisse néanmoins être générée (gaz d'échappement).

	Diesel	Gaz
	Puissance <0.5 MW	<0.5 MW
α_Q / α_E	1.1	1.4
Rendement électrique (%)	40	35
Rendement thermique (%)	43	50
Rendement global (%)	83	85

Tableau 13 : Caractéristiques des moteurs à combustion interne

A contrario de ce qui a été dit pour les turbines à gaz et à vapeur, les moteurs à combustion interne sont bien adaptés à des applications de cogénération dans le secteur résidentiel. Les niveaux de température obtenus et les puissances caractéristiques sont compatibles avec ces usages. Il faut toutefois signaler que la limite inférieure actuelle (fin 1999) de puissance des moteurs à combustion interne présents sur le marché belge est de 5 kWe. Ce niveau de puissance est adapté à des logements collectifs (immeubles à appartements). Il ne permet toutefois pas encore de répondre à la demande de maisons unifamiliales pour lesquelles il faut pouvoir disposer de machines développant une puissance électrique de l'ordre du kW. Un prototype d'un moteur développant 1 kWe est aujourd'hui à l'étude chez un grand motoriste. Une version de démonstration devrait être présentée en 2000. (source Gasunie, VITO et Technologisch Instituut²⁹)

8.1.5. Moteurs à combustion externe (cycle de Stirling)

Les principes de fonctionnement et les premières applications du moteur à combustion externe de type Stirling remontent au XIX^{ème} siècle. Ce moteur est aujourd'hui réétudié avec intérêt pour les perspectives qu'il ouvre dans le domaine de la microcogénération. Les développements récents permettent d'espérer des puissances électriques caractéristiques égales voire inférieures au kW. Ce moteur présente l'avantage d'être silencieux (pas d'explosion) et de pouvoir être alimentés par tous types de combustibles (combustion externe). Par contre, les temps de démarrage sont relativement longs, inconvénient que ne présente pas les moteurs à combustion interne.

Les rendements électriques caractéristiques sont de l'ordre de 15% et les rendements thermiques de l'ordre de 75% ce qui porte donc le rendement global du cycle thermodynamique à 90%.

8.1.6. Piles à combustibles

La pile à combustible (fuel cell) est également promise à un bel avenir dans la cogénération résidentielle (voir chapitre spécifique sur ce sujet). Là aussi, on attend des développements technologiques abaissant les seuils de puissance électrique caractéristiques aux environs du kW. A ces niveaux de puissance, on devrait pouvoir équiper des ménages individuellement.

8.2. Taux de pénétration de la cogénération en Belgique

L'inventaire des installations de cogénération en Belgique est réalisé depuis quelques années par l'Institut Wallon pour le compte d'Eurostat. En 1996, 165 unités de cogénération avaient été recensées pour une la puissance nette électrique totale de 630 MWe et une puissance thermique de 3050 MW_{th}. La Figure 30 donne la répartition de la puissance électrique installée entre les trois régions. On note que l'essentiel se trouve en Flandre (70%).

La répartition entre les différents secteurs d'activité est fournie à la Figure 31. La Figure 32 indique quant à elle la répartition entre les différents types de cogénération.

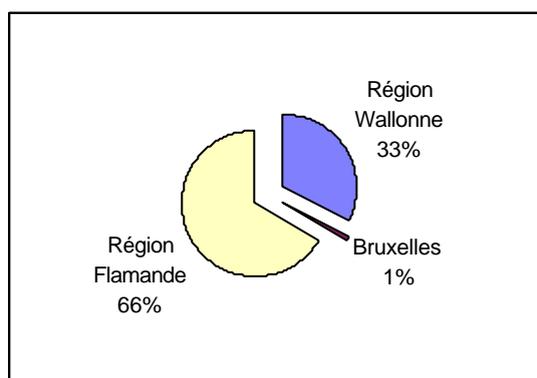


Figure 30 : Répartition de la puissance électrique des unités de cogénération entre les trois régions en 1996

Source : Institut Wallon

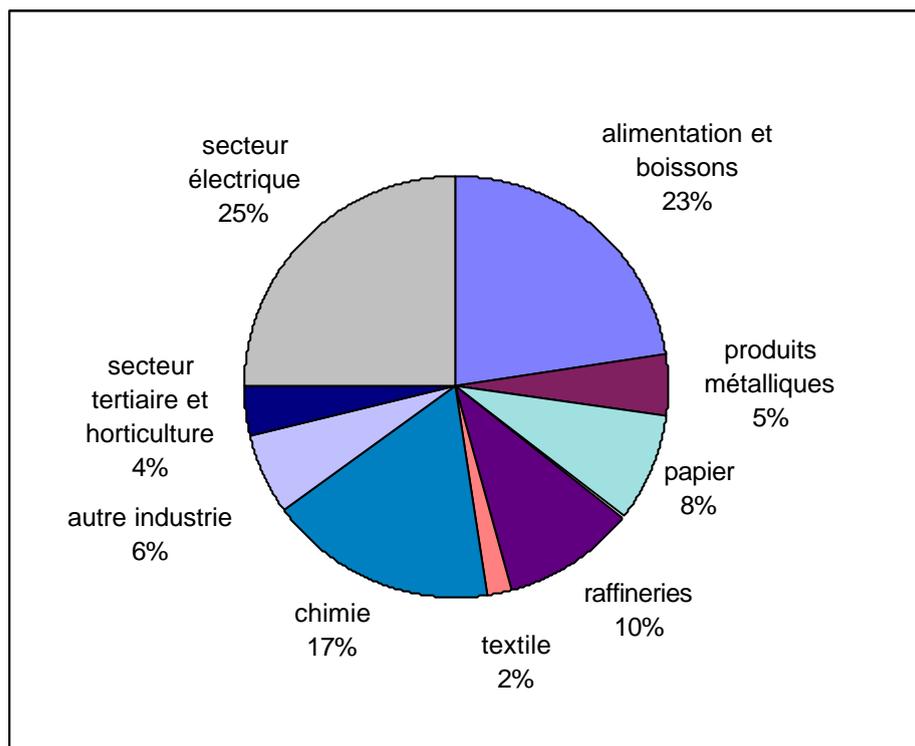


Figure 31 : Répartition des unités de cogénération entre les différents secteurs (% de la puissance électrique) en 1996
 Source : Institut Wallon

Sur la figure 17, les unités de cogénération à usage résidentiel sont intégrées dans le secteur électrique dans la mesure où les seules installations de ce genre en Wallonie sont exploitées par des sociétés de production d'énergie électriques (chauffage urbain). Ces unités restent néanmoins marginales avec moins de 10 % de la puissance électrique installée.

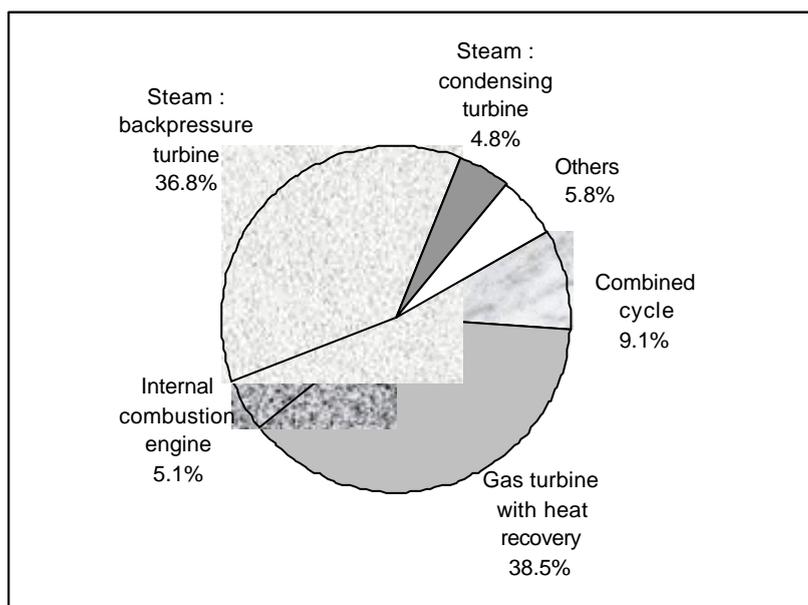


Figure 32 : Répartition de la cogénération entre les différentes techniques en 1996 (% de la puissance électrique installée)
 Source : Institut Wallon

Comme le montre la Figure 33, la cogénération occupe une place croissante en terme de puissance électrique installée.

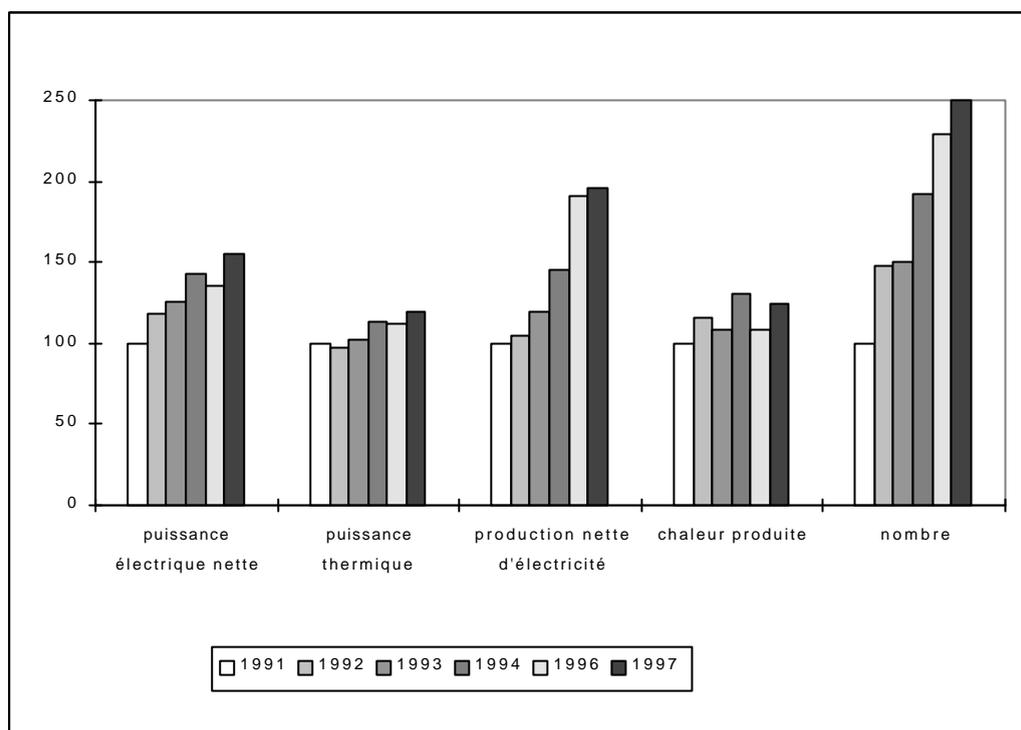


Figure 33 : Evolution de la cogénération en Belgique de 1991 à 1997.

Source : Institut Wallon

8.3. Potentiel technique de cogénération

Il existe en Belgique un potentiel de cogénération important qui reste à exploiter. Le potentiel technique de cogénération en Belgique a été évalué par le VITO et l'Institut Wallon pour Electrabel en 1996³⁰. Les estimations réalisées se rapportent plus précisément au potentiel technique de la cogénération permettant de réaliser une économie en combustible primaire d'au moins 5% par rapport à une production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité sur base des équipements les plus performants (rendement électrique d'une centrale turbine-gaz-vapeur ayant un rendement de 55% + pertes sur le réseau de 3% et rendement thermique de 90%). En outre, une limite inférieure de 140 kW thermique a été imposée étant donné les coûts plus élevés des plus petites unités. Fin 1999, l'évolution technologique permet d'abaisser ces seuils de puissance minimum, il y aurait donc lieu de réexaminer les différents potentiels en fonction des nouvelles gammes de machines disponibles.

L'évaluation a été réalisée à partir des monotonies de chaleur observées dans les différents secteurs d'activité sur base des connaissances de profils de consommation de combustibles typiques de ces secteurs.

Deux approches ont été suivies :

- L'approche dite "2000/4000" consistant à imposer un fonctionnement en puissance nominale durant une période minimale de 2000 heures dans le secteur tertiaire/résidentiel et 4000 heures dans le secteur industriel. Pour le secteur tertiaire, au-delà des 2000 heures, on admet un fonctionnement partiel des installations jusqu'à 50% de la puissance nominale. Pour l'industrie, cette option n'a pas été retenue. Il en résulte que pour ce secteur, le potentiel obtenu selon cette approche est quelque peu sous-estimé.
- L'approche "surfactive" consistant à maximiser la quantité de chaleur pouvant être produite en cogénération sur base de la monotone de chaleur.

Le Tableau 14 reprend les chiffres relatifs au potentiel estimé. De ce potentiel, il faut cependant soustraire certaines installations déjà existantes.

Par ailleurs, étant donné la remarque formulée ci-dessus concernant l'approche "4000" pour l'industrie, nous nous baserons par la suite sur les chiffres repris au Tableau 15 où les chiffres relatifs à l'industrie sont basés sur l'approche "surfactive".

	2000/4000				surfactive			
	puissance		énergie		puissance		énergie	
	MWe	MWth	GWh	TJ	MWe	MWth	GWh	TJ
Industrie	2561	3515	9694	47748	1695	2693	13793	69386
Tertiaire	780	1144	3010	16202	489	732	2026	10963
Horticulture	588	855	2076	11155	373	546	1408	7424
Résidentiel	157	242	532	3064	114	184	342	1988
total	4086	5756	15312	78169	2883	4155	17569	89761

Tableau 14 : Potentiel de cogénération en Belgique
Source : VITO/IW

	puissance		énergie	
	MWe	MWth	GWh	TJ
Industrie	1529	2430	12446	62185
Tertiaire	779	1142	3010	16197
horticulture	576	855	2034	11155
résidentiel	153	240	521	3005
total	3037	4667	18011	92542

Tableau 15 : Potentiel de cogénération non réalisé en Belgique
Source : VITO/IW

Dans ce qui suit, nous présentons pour chaque secteur, la répartition à l'intérieur des différentes activités et par taille de puissance électrique des installations.

8.3.1. Secteur tertiaire

L'essentiel du potentiel technique de cogénération évalué pour le secteur tertiaire se répartit entre les bureaux (43%), l'enseignement (15%) et les hôpitaux (19%) (Figure 34). La répartition du potentiel entre les différentes gammes de puissances électrique sur l'ensemble des sous-secteurs est présentée à la Figure 35. Ce diagramme a été reconstruit à partir des courbes de répartition établies par le VITO et l'Institut Wallon pour chaque sous-secteur.

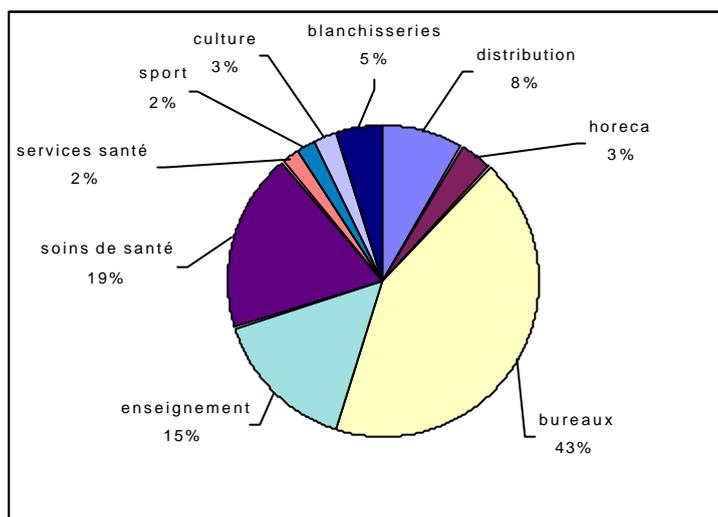


Figure 34 : Répartition de la puissance électrique liée au potentiel de cogénération dans le secteur tertiaire
Source : VITO/IW

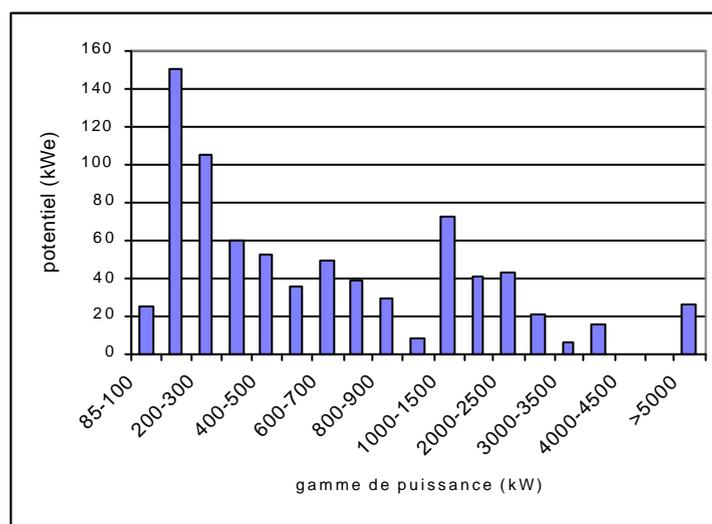


Figure 35 : Répartition de la puissance électrique liée au potentiel de cogénération en fonction de la taille des installations dans le secteur tertiaire
Source : VITO/IW

8.3.2. Secteur industriel

Sur un total de 1529 MW_e de puissance électrique liée au potentiel de cogénération non réalisé évalué pour l'industrie, 88% de celle-ci se rapporte à des turbines à gaz. Une grande partie de la cogénération se rapporte au secteur de la chimie (42%) et 15% à l'industrie alimentaire.

8.3.3. Secteur résidentiel

Le potentiel de cogénération calculé pour le secteur résidentiel représente une puissance électrique de 153 MW_e. Ce potentiel ne prend pas en compte les possibilités de cogénération à partir de moteur de puissance inférieure à 140 kW_{th}. A long terme cependant, celle-ci présentera un intérêt croissant grâce à des coûts de plus en plus intéressants.

A titre prospectif, nous pouvons imaginer qu'à l'horizon 2010, la cogénération pourra se développer à très petite échelle. Des moteurs d'une puissance de l'ordre de 1 kW_e pourront être installés afin d'alimenter des maisons unifamiliales. La chaleur produite pourra satisfaire une partie des besoins. Néanmoins aujourd'hui, de telles machines ne sont pas encore commercialisées. En utilisant les unités de puissance plus élevée disponibles sur le marché, tel le cogénérateur de 5 kW_e vendu par Senertec, il faudrait réinjecter l'électricité produite sur le réseau. Les tarifs de rachat de l'électricité autoproduite découragent aujourd'hui ces développements. Ceci explique, en partie, la très faible pénétration de la cogénération dans le secteur résidentiel.

Pour fixer quelques ordres de grandeur, supposons que 400000 ménages (10% de l'ensemble des ménages) s'équipent d'un moteur de 1 kW_e utilisé en moyenne 3000 heures par an avec un rapport Q/E de 2.6 et un rendement électrique de 25% (rendement global de 90%). La production électrique annuelle peut alors être estimée à 1200 GWh et la chaleur à 11200 TJ/an. Le potentiel en terme de puissance électrique est de 400 MW_e qui s'ajoute au potentiel de 153 MW_e.

La répartition de ce potentiel technique supplémentaire de 400 MW_e entre les différentes gammes de puissances est représentée à la Figure 36.

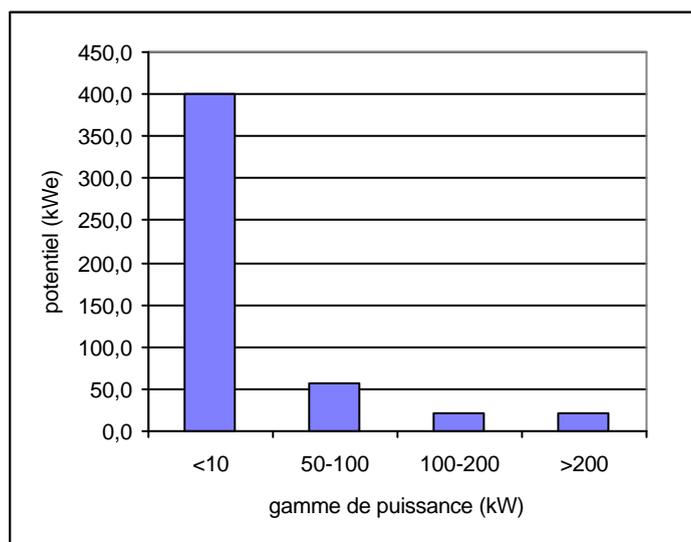


Figure 36 : Répartition de la puissance électrique liée au potentiel technique de cogénération en fonction de la taille des installations dans le secteur domestique

Source : VITO/IW³⁰ et estimations complémentaires IW

8.4. Coûts des investissements

Les coûts des investissements d'une unité de cogénération comprennent :

- Le prix de base pour une installation type
- Un supplément pour marche en parallèle avec le réseau électrique, y compris les protections nécessaires
- Un conteneur avec capotage acoustique
- La récupération de chaleur sur cogénération
- Le stockage temporaire éventuel de la chaleur produite en excès
- Une installation éventuelle de stockage du fuel léger correspondant à 10 jours de consommation s'il s'agit d'un moteur au diesel ou une turbine à gaz fonctionnant au fuel
- Les équipements électriques externes pour le raccordement des alternateurs à la sous-station de l'usine (câblage, disjoncteurs,...)
- Le génie civil

Lors de l'installation de la cogénération il est souvent nécessaire de conserver une chaudière d'appoint. Cette chaudière d'appoint peut être installée en même temps que l'installation de cogénération ou ultérieurement. Dans les deux cas, la chaudière classique ne doit pas être intégrée dans le calcul de surcoût lié à la cogénération.

Les coûts actuels d'investissement des moteurs à gaz, des moteurs au diesel sont fournis aux Figure 37 et Figure 38. On constate que les moteurs diesel sont moins chers que les moteurs à gaz. Cette différence relative pourrait toutefois s'atténuer à l'avenir étant donné l'augmentation plus rapide du taux de pénétration de ces derniers. Il convient aussi de souligner les coûts plus faibles d'entretien et de maintenance des moteurs à gaz.

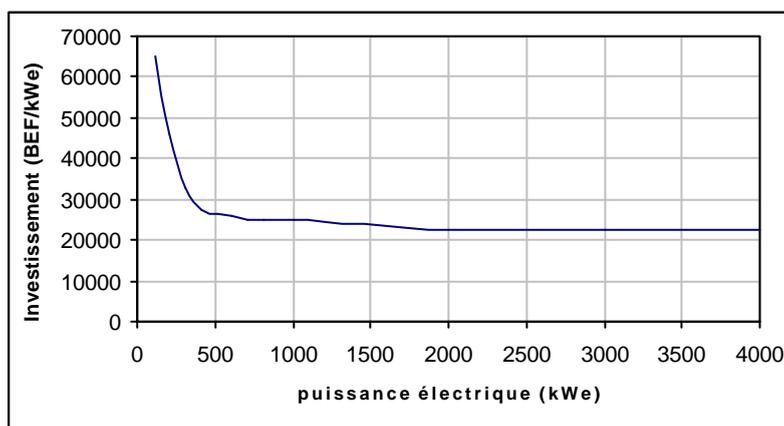


Figure 37 : Coûts actuels des investissements liés aux moteurs à gaz
Source : GENERG

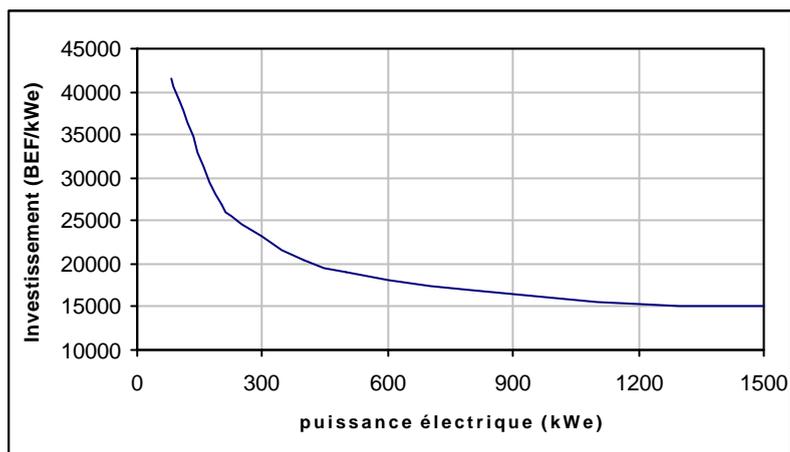


Figure 38 : Coûts actuels des investissements liés aux moteurs au diesel

Source : GENERG

Pour mémoire, signalons que les coûts d'investissement des turbines à gaz et à vapeur sont plus élevés que ceux des moteurs diesel ou à gaz. Ces technologies très peu utilisées dans le résidentiel ne seront pas approfondies dans ce rapport. Leur choix, dans l'industrie, est surtout guidé par la nécessité de disposer d'un rapport Q/E plus élevé et de chaleur à température élevée (vapeur plutôt qu'eau chaude).

8.5. Coûts d'entretien et maintenance

Des courbes de coûts d'entretien et de maintenance des moteurs gaz et diesel ont été établies par Generg en fonction des puissances électriques installées. Celles-ci sont reprises aux Figure 39 et Figure 40.

Ces coûts comprennent le contrat "tout" compris (huile, assurance "bris de machine" et dépannages).

Les coûts d'entretien sont plus faibles pour les moteurs à gaz. Ils sont au contraire les plus élevés pour les puissances de plus de 1 MWe.

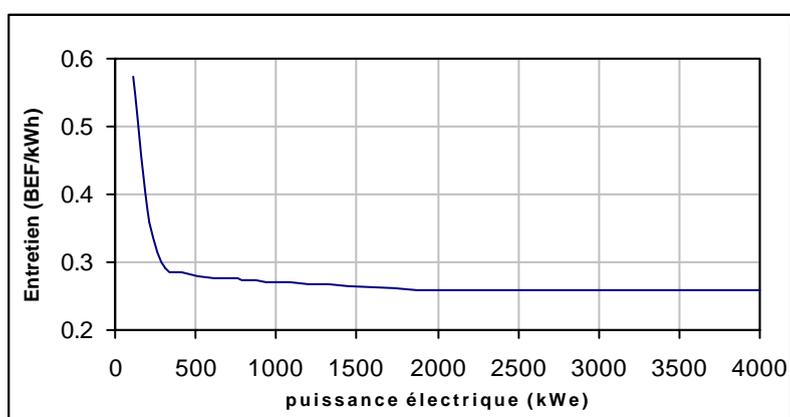


Figure 39 : Coûts d'entretien et de maintenance des moteurs à gaz

Source : Generg

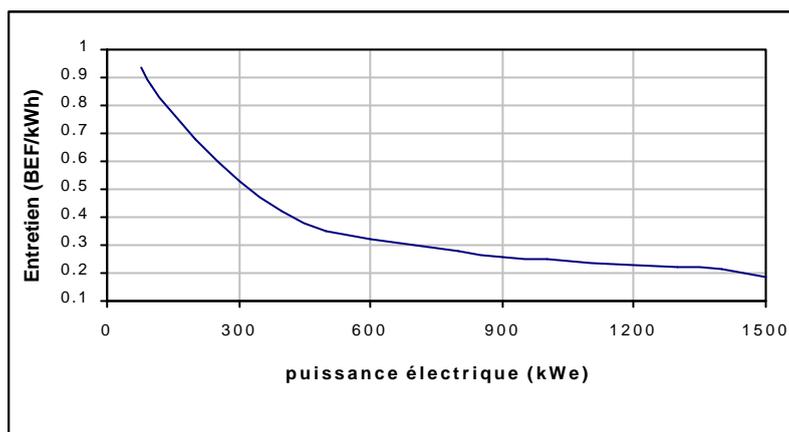


Figure 40 : Coûts d'entretien et de maintenance des moteurs au diesel
Source : Generg

8.6. Les développements technologiques en cours.

Les deux nouvelles techniques évoquées dans le paragraphe 7.1 (moteurs à combustion externe de type Stirling et piles à combustibles) en sont encore aujourd'hui au stade des développements. Elles permettront peut-être d'étendre le champ d'application de la cogénération au secteur résidentiel dans sa totalité, habitations unifamiliales comprises. Elles présentent, entre autres, l'avantage de pouvoir descendre très bas en niveau de puissance électrique.

8.7. Réduction des émissions de CO₂

Sur base du potentiel de cogénération retenu ici, nous pouvons déduire la réduction d'émissions de CO₂ qui lui est associée. Une estimation réaliste des réductions d'émission doit tenir compte des situations spécifiques propres à chaque sous-secteur en terme de consommations de combustibles et de leur facteur d'émission. Cela sera réalisé de manière détaillée à l'intérieur du modèle de scénario qui sera mis au point dans le cadre de ce projet.

On peut cependant dresser un bilan approximatif du gain d'émissions en faisant l'hypothèse générale que la cogénération s'applique en lieu et place d'une production séparée d'électricité et de chaleur à l'aide d'un cycle TGV ($\eta=55\%$) d'une part et d'une chaudière au gaz moderne ($\eta=90\%$) d'autre part. Sur base de cette hypothèse simplificatrice, nous estimons le gain en émissions de CO₂ à 2640 ktonnes sur l'ensemble des secteurs. Le détail par secteur est donné au Tableau 16. Le secteur domestique n'y représente qu'une part mineure.

secteur	ktonnes CO ₂
Industrie	1867
Tertiaire	365
Domestique	162
horticulture	246
Total	2640

Tableau 16 : Potentiel de réduction des émissions de CO2 lié à la cogénération

8.8. Coût des réductions d'émissions de CO2

Nous avons, sur base des coûts d'équipements et de maintenance, évalué le coût de réduction des émissions de CO2 en fonction du potentiel cumulé de ces réductions grâce à la cogénération.

Pour le secteur domestique qui fait l'objet de la présente étude, ces coûts sont présentés à la Figure 41.

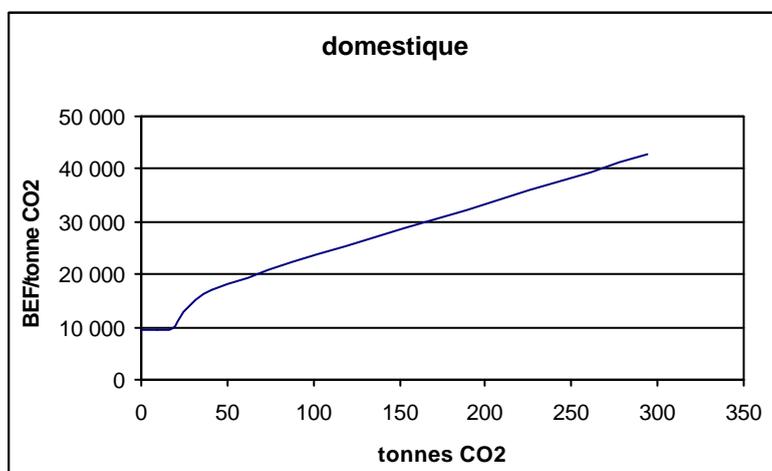


Figure 41 : Courbe des coûts liés aux investissements et aux coûts d'entretien de la cogénération des le secteur domestique pour éviter une tonne de CO2

8.9. Barrières et incitants

8.9.1. Cogénération et libéralisation

La cogénération constitue un enjeu important dans la recherche de mesures de réduction de CO₂ (Economie d'énergie de l'ordre de 20%). La mise en œuvre de cette technologie peut être influencée, dans un sens ou dans l'autre, par la libéralisation du marché du gaz et de l'électricité : les Etats ont en effet la possibilité légale de favoriser la cogénération. Ils ont donc les moyens de promouvoir cette technologie. Si au contraire, les Etats n'utilisent pas ce droit, la baisse du coût de l'électricité pour ces clients, souvent éligibles ou qui le deviendront à terme, aura une répercussion néfaste sur le développement de cette technologie. La rentabilité d'une unité de cogénération est en effet assurée par l'économie réalisée sur la facture électrique.

8.9.2. La cogénération de qualité

Une cogénération est dite de qualité quand elle permet des économies d'énergie réelles comparées aux modes traditionnels et séparés de production de chaleur et d'électricité. Ceci suppose, outre des équipements performants, que la plus grande partie (idéalement la totalité) de la chaleur produite par la cogénération soit effectivement utilisée. Cette qualité de la cogénération se mesure par un critère objectif de qualité C.

Le critère de qualité ouvre, en Belgique, le droit à certains avantages tarifaires. Ce critère est établi à partir de deux conditions :

- Comparaison avec des unités de production séparée de référence.
L'hypothèse reprise ici est que l'investissement cogénération doit être mis en concurrence avec les meilleures technologies disponibles sur le marché, à savoir les centrales TGV avec un η de 55% (net, auprès du client final donc en tenant compte des pertes de distribution !) et des chaudières avec un η utile de 90%. Cette comparaison est sévère mais elle nous paraît justifiée.
- Comparaison par rapport à une unité de cogénération de référence.
L'hypothèse reprise ici est que l'unité de cogénération de référence procure une économie de 20% par rapport à la production séparée de référence.

Cette comparaison, parce qu'elle contribue à exclure certains avantages tarifaires réservés à la cogénération, nous semble inutilement contraignante. Il est logique de vouloir favoriser les installations de cogénération les plus performantes, mais cette contrainte ne peut pas être remplie dans un grand nombre d'applications industrielles (qui ont besoin de grandes quantités de vapeur et donc font l'option d'une turbine à gaz comme unité de cogénération).

Ces installations, globalement très performantes, permettent d'économiser une dizaine de pour-cent d'énergie primaire, par rapport à la production séparée de référence, et ce pour des volumes de consommation importants. Il est donc regrettable que ces installations ne disposent pas de certains incitants tarifaires.

8.9.3. Des avantages tarifaires existants

Trois avantages tarifaires sont actuellement accordés aux unités de cogénération dites de “ qualité ”.

8.9.3.1. Recommandation CC(g) 97/35 du 23 avril 1997 : Prix du gaz naturel destiné aux unités de cogénération de qualité.

Une ristourne extra tarifaire est attribuée à différents tarifs (ND3 et TNI) pour les unités de cogénération de qualité.

La ristourne est de 10% maximum ($20 * C * Igd/1,2802$) BEF/GJ pour les installations répondant aux deux conditions de “ qualité ”. Si l'économie d'énergie n'atteint pas les 20% (voir supra), la ristourne est réduite proportionnellement.

8.9.3.2. Recommandation CC(e) 98/22 du 8 juillet 1998 : Tarifs de secours et de complément pour les cogénérations de qualité.

Un prix plafond du kWh est accordé pour l'achat des kWh de complément aux cogénérateurs de qualité dans une proportion qui tient compte du coefficient de qualité et de la fraction de puissance électrique fournie par l'unité de cogénération.

8.9.3.3. Contrat de rachat de l'électricité garantie produite par des unités de cogénération de qualité du 8 juillet 1998.

Il s'agit d'une formule contractuelle par laquelle l'entreprise du secteur électrique s'engage pour la durée du contrat (entre 5 et 10 ans), à reprendre l'électricité correspondante sur son réseau aux conditions de prix convenus.

Ce contrat permet de garantir un prix de rachat sur 10 ans, et peut inciter le client à décider son investissement de cogénération. Cependant, si l'économie d'énergie primaire n'atteint pas un minimum de 15% par rapport à la production séparée de référence, ce contrat n'est pas applicable. Cela crée donc une incertitude pour les candidats investisseurs d'autant plus que les mesures de rendement peuvent se faire “ in situ ” dans des conditions réelles d'utilisation, qui peuvent s'écarter des calculs théoriques dans un sens ou dans l'autre.

8.9.4. Des mesures incitatives à adopter

- Les avantages tarifaires existants doivent être assouplis et simplifiés. Dès qu'une unité de cogénération se révèle clairement “ meilleure ” que la meilleure des solutions “ séparées ” de référence, elle devrait profiter des avantages tarifaires susmentionnés. Un seuil unique de 5% d'économie d'énergie primaire pourrait être retenu. Ce qui n'enlève en rien l'intérêt de rechercher les unités les plus performantes tant pour la fraction électrique (x_E) qu'en rendement global car cela augmentera d'autant la rentabilité.
- Pour les petits “ cogénérateurs de qualité ” (< 500 kW) qui utilisent surtout l'électricité produite pour leur usage propre, il conviendrait de supprimer toutes les contraintes tarifaires qui font que ces consommateurs se retrouvent, après avoir installé une unité de cogénération, avec des tarifs moins intéressants que ceux qu'ils possédaient avant (tarif Horo-Saisonnier au lieu du tarif A par exemple).

- Pour les petits, voire les micro-cogénérateurs de qualité (pour le résidentiel unifamilial), une possibilité devrait exister de revendre de l'électricité au réseau au prix auquel ils l'auraient achetée à ce moment là diminuée d'un pourcentage raisonnable (+/- 20%) lié aux pertes du réseau et à une marge commerciale.
- Des aides à l'investissement, provenant d'un fonds URE devraient être mises à la disposition du candidat cogénérateur. Un taux compris entre 10 et 30%, éventuellement sous forme d'avances récupérables, lèverait une bonne part des obstacles économiques et pourraient servir de base à une campagne d'information et de subsidiation à la cogénération.
- Il est essentiel, si on veut voir se développer la cogénération, de former les professionnels du chauffage domestique à ces nouvelles technologies, ils devront pouvoir installer et entretenir les micro-cogénérateurs de leurs clients. Il faudra aussi concevoir des installations très automatisées qui ne demanderont pas aux utilisateurs résidentiels des compétences spécifiques pour gérer leur installation. Le micro-cogénérateur devra être aussi simple à utiliser qu'une chaudière classique et qu'un raccordement électrique basse tension. Ces unités devront aussi atteindre un niveau de fiabilité et de confort (absence de bruits, propreté, sécurité...) équivalent aux systèmes classiques de chauffage et d'approvisionnement électrique. Enfin, il faudra que, dès leur conception, les nouvelles habitations soient prévues pour recevoir les groupes de cogénération. Cela suppose une information, une formation spécifique à adresser aux architectes, bureaux d'études et entrepreneurs.

9. Piles à combustible

9.1. Introduction

Une pile à combustible transforme directement l'énergie chimique en énergie électrique. La chaleur résiduelle peut être utilisée comme moyen de chauffage ou de refroidissement. Outre le fait que ces unités permettent une production décentralisée d'électricité avec un rendement élevé, une utilisation de la chaleur produite à proximité des utilisateurs permet l'obtention de rendements globaux très élevés.

Jusqu'à présent, le principe de la pile à combustible a surtout été exploité dans le domaine spatial. Son utilisation dans d'autres secteurs est actuellement envisagée, notamment comme source d'énergie pour les véhicules électriques. L'usage résidentiel apparaît également être très prometteur.

Il n'existe pas encore d'application de ce type en Belgique. Il convient cependant de signaler la prochaine installation d'une unité de production électrique alimentée au gaz naturel à Liège. En effet, dans le courant de l'année 2000, la société Alstom-Ballard installera cette unité de démonstration de 250 kW_{el} sur le site universitaire du Sart Tilman.

Dans ses projets de réglementation relatifs à l'utilisation de l'énergie, l'Union européenne envisage d'exonérer de toute pression fiscale les unités de production d'électricité fonctionnant sur le principe de la pile à combustible.

9.2. Techniques et rendement intrinsèque

9.2.1. Description

De manière semblable à une pile destinée à alimenter une lampe de poche, une pile à combustible est un dispositif capable de transformer en énergie électrique une partie de l'énergie contenue dans un système chimique. L'avantage essentiel d'une pile à combustible, par rapport à un autre système de production d'électricité (un groupe électrogène, par exemple, ou une centrale électrique), est que dans, le cas de la pile à combustible, l'énergie contenue dans la matière est directement convertie en énergie électrique. A l'opposé, dans un procédé tel que ceux cités ci-dessus, l'énergie chimique est d'abord transformée en énergie thermique, puis celle-ci est changée en énergie mécanique qui elle-même est convertie en énergie électrique. A chaque transformation se produisent inévitablement des pertes liées aux limitations des processus mis en œuvre. Pour cette raison, les meilleures centrales électriques ne peuvent transformer en énergie électrique que 50 à 55 % du contenu énergétique du carburant qu'elles consomment. La transformation directe de l'énergie chimique en énergie électrique élimine toute perte intermédiaire et est donc susceptible d'améliorer considérablement le rendement énergétique global de la production d'électricité à partir de combustible. L'énergie chimique qui n'est pas transformée en électricité se retrouve sous forme de chaleur qu'il est possible d'utiliser également, soit directement pour chauffer des bâtiments par exemple, soit indirectement, pour faire fonctionner un système de climatisation ou actionner une turbine productrice d'électricité.

Par rapport aux systèmes qui nécessitent la combustion d'un carburant, la pile à combustible émet également peu de polluants (CO, NOx, hydrocarbures). Les émissions de CO₂ sont directement proportionnelles à la quantité de carburant utilisée et, donc, inversement proportionnelles au rendement énergétique obtenu.

Diverses technologies existent en matière de pile à combustible. Contrairement à ce qui se passe dans le domaine de celles qui sont destinées au transport routier, il n'existe pas de consensus sur la technique à utiliser pour les piles à combustible destinées au secteur résidentiel. Les différentes techniques existantes seront décrites, en relevant leurs qualités et défauts en fonction de l'utilisation envisagée.

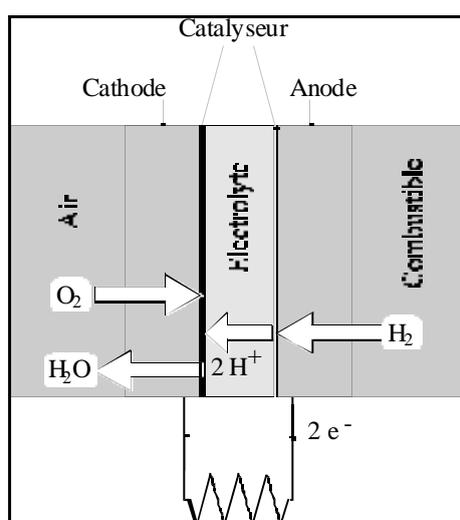
9.2.1.1. Principes de base

Dans l'état actuel de la technique, les piles à combustible sont généralement alimentées en hydrogène. D'autres carburants sont envisagés, mais leur utilisation ne sera pas considérée dans le cadre de cette étude, leur utilisation étant encore au stade purement expérimental. Toutes les piles à combustible fonctionnent suivant des principes similaires. Elles comportent deux électrodes séparées par un électrolyte. Aux électrodes se produisent des réactions chimiques, d'oxydation à l'anode et de réduction à la cathode. Les réactions d'oxydation et de réduction sont caractérisées par des échanges d'électrons entre les espèces chimiques qui réagissent. L'électrolyte qui sépare l'anode et la cathode est imperméable aux électrons, mais perméable aux ions positifs qui doivent passer de l'anode à la cathode. Pour que la réaction ait lieu, les électrons doivent passer de l'anode vers la cathode, créant ainsi un courant électrique.

Dans le cas de piles fonctionnant à l'hydrogène, ce gaz est introduit dans la pile à l'anode, tandis que de l'oxygène, provenant généralement de l'air, est introduit du côté de la cathode. Les réactions qui se produisent aux électrodes sont :

- A l'anode : $\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
- A la cathode : $2\text{H}^+ + \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

Ces réactions ne se produisent que lorsque les électrons peuvent passer de l'anode vers la cathode, produisant ainsi un courant électrique continu. Les ions H^+ migrent au travers de l'électrolyte, comme le montre la figure suivante qui schématise le fonctionnement d'une pile à combustible fonctionnant au moyen d'hydrogène. Pour obtenir une vitesse de réaction suffisante, l'emploi de catalyseurs est nécessaire. De plus, les électrodes qui véhiculent le courant électrique, doivent également laisser passer les gaz vers le catalyseur et permettre l'évacuation de l'eau formée. Elles doivent donc être suffisamment poreuses.



L'ensemble composé d'un compartiment anodique, d'une anode, d'un séparateur électrolytique, d'une cathode et d'un compartiment cathodique forme une cellule d'une pile à combustible. Etant donné les caractéristiques électrochimiques de la réaction mise en œuvre, chaque cellule ainsi constituée ne peut

cependant produire qu'une différence de potentiel compris entre 0,5 et 1,2 volts. Afin d'obtenir une tension suffisante, les cellules sont empilées en alternance avec des plaques à la fois conductrices et imperméables, destinées à séparer le flux d'hydrogène dans une cellule du flux d'air dans la cellule voisine. L'assemblage des cellules et le soin apporté à l'alimentation en réactifs (air et hydrogène), ainsi qu'à l'élimination des résidus (eau et gaz inertes) conditionneront le bon fonctionnement de la pile.

9.2.1.2. Alimentation des piles à combustible

Les piles à combustible utilisables actuellement, voire à court et moyen terme, sont alimentées en hydrogène. Ce gaz n'est cependant pas directement disponible, et doit être lui-même produit à partir d'hydrocarbures. L'impact environnemental et énergétique de l'utilisation de piles à combustible devra tenir compte de cette étape nécessaire.

Généralement, l'hydrogène est produit par réformage du gaz naturel. Cette solution possède en effet de nombreux avantages. Le gaz naturel est disponible en grande quantité, et c'est l'hydrocarbure qui possède le plus haut rapport hydrogène / carbone, c'est à dire celui qui permet d'émettre un minimum de CO₂ pour une production d'hydrogène déterminée. L'opération de réformage est bien connue et émet peu de polluants tels que CO, NOx et hydrocarbures. Le rendement énergétique des installations classiques de réformage est de l'ordre de 65 % actuellement, mais il est possible de faire passer ce rendement à 85-90 % dans des installations performantes. L'utilisation de gaz naturel permet également de limiter la dépendance énergétique vis-à-vis du pétrole.

Il est également possible de produire de l'hydrogène à partir de propane, butane ou tout autre hydrocarbure, voire à partir de charbon. Il faut cependant se rendre compte que, plus le contenu en carbone de la source d'hydrogène envisagée est élevé, plus la quantité de CO₂ émise lors de la production de ce gaz sera élevée. Remarquons que l'hydrogène peut également être produit par hydrolyse de l'eau, ce qui permet de l'utiliser pour le stockage de l'électricité, puisque la pile à combustible réalise l'opération inverse de cette hydrolyse. Cependant, utiliser de l'électricité pour hydrolyser l'eau, pour ensuite transformer l'hydrogène obtenu en eau pour produire de l'électricité conduira à d'importantes pertes de rendement. Notons encore que l'hydrogène peut être produit à partir de la biomasse, ce qui réduit de manière importante le bilan global des émissions de CO₂ liées à l'utilisation d'une pile à combustible alimentée de cette manière. Malheureusement, cette solution n'est pas économiquement envisageable à l'heure actuelle.

L'hydrogène produit contient au sortir du réformeur, outre le CO₂ résiduel, quelques pour-cent de CO. Il devra donc encore être purifié avant de pouvoir alimenter les piles à combustible. La présence de CO dans l'alimentation des piles à combustible peut en effet diminuer de manière importante leurs performances. Le CO₂ ne constitue pas un poison pour les catalyseurs utilisés dans les piles à combustible, mais dilue l'hydrogène et réduit de ce fait leur efficacité. Si le réformeur est proche de la pile, l'élimination du CO₂ du gaz réformé ne se justifiera sans doute pas. Par contre, si l'hydrogène doit être transporté sur de longues distances, il sera sans doute préférable de le décarbonater au préalable, afin de réduire les coûts de compression et de transport.

Dans ce dernier cas, le bilan environnemental et énergétique de l'utilisation des piles à combustible devra également tenir compte de la compression et du transport de l'hydrogène utilisé, tous deux coûteux en termes d'énergie et d'infrastructure. Lors de l'implantation d'une pile à combustible, il conviendra toujours de déterminer s'il vaut mieux produire l'hydrogène sur place, en sachant que les réformeurs de petite taille sont moins performants que ceux de plus grande capacité, ou s'il convient d'utiliser de l'hydrogène produit ailleurs, dont la compression et le transport sont pénalisants.

9.2.1.3. Les différents types de piles à combustible

Ce qui distingue fondamentalement les différents types de pile à combustible, c'est la nature de l'électrolyte utilisé qui détermine les caractéristiques chimiques et mécaniques de la pile, sa température de fonctionnement et la nature et la charge du catalyseur ainsi que les combustibles susceptibles d'être utilisés.

La **pile à membrane polymère** (PEMFC pour *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) possède un électrolyte solide, constitué d'une membrane à base d'un polymère échangeur d'ions spécifique. Ce polymère doit être imperméable aux électrons mais perméable aux ions H^+ . Ces piles travaillent à des températures inférieures à 100 °C et, par conséquent, nécessitent l'utilisation de catalyseurs performants à base de métaux précieux (platine). Leur alimentation ne peut contenir que des traces de CO ou de soufre. Il existe de nombreux prototypes de ces piles, et quelques installations de démonstration possèdent une puissance électrique telle qu'elles conviendraient pour l'utilisation en secteur résidentiel (7 kW_{él.} pour la pile Plug Power, 250 kW_{él.} pour la pile Alstom-Ballard). Leur faible température de fonctionnement rend difficile l'utilisation de la chaleur dégagée, disponible sous forme d'eau à 80 °C, et dont les seules utilisations possibles sont le chauffage de bâtiments et la production de froid (climatisation).

La **pile à combustible alcaline** (AFC pour *Alkaline Fuel Cell*) a été la première à être utilisée, destinée à des applications spatiales et militaires. Fonctionnant dans la même gamme de température que la pile à membrane polymère, elle utilise un électrolyte constitué d'une solution concentrée d'hydroxyde de potassium. Elles utilisent un catalyseur à base de platine, nickel ou encore de charbon actif. Elles sont très sensibles au CO₂, qui détruit leur électrolyte. Nécessitant des installations de décarbonatation de l'air et de l'hydrogène qui nécessitent une maintenance importante, elles se prêtent peu à un usage résidentiel.

La **pile à acide phosphorique** (PAFC pour *Phosphoric Acid Fuel Cell*) représente la pile à combustible dont la technologie est la plus mature. Leur électrolyte est constitué d'acide phosphorique pur immobilisé dans une structure solide poreuse. Elle opère à des températures proches de 200 °C (180 – 220 °C), limitées par l'évaporation de l'acide et par la corrosion des électrodes à plus haute température. Bien qu'elles utilisent des catalyseurs à base de platine, en moins grande quantité toutefois que les piles à membrane polymère, ces piles sont plus tolérantes quant à la composition de leur alimentation, acceptant jusqu'à 1 % de CO dans l'hydrogène et requérant donc une purification moins poussée des gaz après réformage. De telles piles sont bien adaptées à l'utilisation en secteur résidentiel, et l'une d'elles, d'une puissance de 200 kW_{él.}, est commercialisée par la société ONSI sous le nom de PC25. La température de fonctionnement de la pile permet également le chauffage et la production de froid, plus efficacement que dans le cas d'une pile à membrane polymère.

La **pile à carbonate fondu** (MCFC pour *Molten Carbonate Fuel Cell*) possède un électrolyte constitué de carbonates de lithium et de potassium dans une matrice poreuse. Ces carbonates fondent vers 600-700 °C, ce qui représente la température de fonctionnement de la pile. Les électrodes sont en nickel (sous forme d'oxyde à la cathode), sans ajout de catalyseur supplémentaire. Les réactions qui y prennent place sont plus complexes que dans le cas des piles précédemment décrites : ce ne sont pas les ions H^+ qui traversent l'électrolyte de l'anode vers la cathode, mais l'oxygène qui migre de la cathode à l'anode sous forme d'ions carbonate CO_3^{2-} . La température de fonctionnement élevée confère à ces piles une bonne résistance aux impuretés présentes dans l'alimentation (le CO en particulier ne pose plus de problème). Il est également théoriquement possible d'alimenter la pile à carbonates fondus, directement en méthane (constituant principal du gaz naturel) celui-ci étant réformé dans le compartiment anodique. Les piles à carbonates fondus sont particulièrement bien adaptées aux applications résidentielles, et la chaleur disponible à haute température autorise, outre le chauffage et la production de froid, la production de vapeur sous pression permettant d'alimenter une turbine et de produire ainsi un surcroît d'électricité.

La **pile à électrolyte solide** (SOFC pour *Solid Oxide Fuel Cell*) représente le dernier développement de la technique des piles à combustible et l'un des plus prometteur. Elle en est encore au stade du

développement, bien que certains constructeurs annoncent son arrivée sur le marché peu après celle des autres types de piles à combustible. Elle se caractérise par un électrolyte solide, constitué d'une céramique présentant une très bonne conductivité ionique à des températures de l'ordre de 1 000 °C. Les électrodes utilisent du nickel, mais pas de métaux précieux. Ici, ce ne sont pas les ions H⁺ qui traversent l'électrolyte, mais bien les ions O⁻. Ces piles permettent de se passer de système de réformage externe et peuvent même utiliser directement le méthane comme combustible, au lieu de l'hydrogène. Elles sont beaucoup moins sensibles à un empoisonnement chimique que les autres, et permettent de produire de la vapeur surchauffée sous pression pour la production de chaleur, de froid ou l'alimentation d'une turbine produisant de l'électricité.

Le tableau fourni en annexe 2 présente quelques éléments permettant de comparer les différents types de piles à combustible.

9.2.2. Exemple de systèmes destinés au secteur résidentiel

Les piles à combustibles sont considérées comme des générateurs d'électricité sûrs, efficaces, silencieux et non-polluants. Toutes ces caractéristiques en font des systèmes particulièrement adaptés à l'utilisation en milieu urbain. On estime que les besoins résidentiels peuvent être couverts par des piles à combustible dont la puissance varie entre 5kW_{él.} (pour une habitation connectée au réseau électrique) à quelques centaines de kW_{él.}.

Parmi tous les types de piles à combustible, seule la pile à acide phosphorique PC25 de ONSI est actuellement en cours de commercialisation. Cependant, le domaine des piles à combustible est en pleine effervescence, et de nombreux industriels préparent des piles destinées entre autres à une utilisation résidentielle. Quelques exemples représentatifs sont proposés en annexe 3.

Jusqu'à présent, ONSI a commercialisé environ 200 PC25 dans le monde, dont 10 % en Europe. Ces piles peuvent être utilisées de manière indépendante, connectées entre elles ou connectées au réseau local de distribution d'électricité. L'investissement est actuellement élevé (3000-4000 € / kW.h_{él.}, comparé à 1000-1500 € / kW.h_{él.} pour des systèmes traditionnels) mais ONSI travaille à abaisser ses prix et estime pouvoir atteindre les 1500 € / kW.h_{él.}.

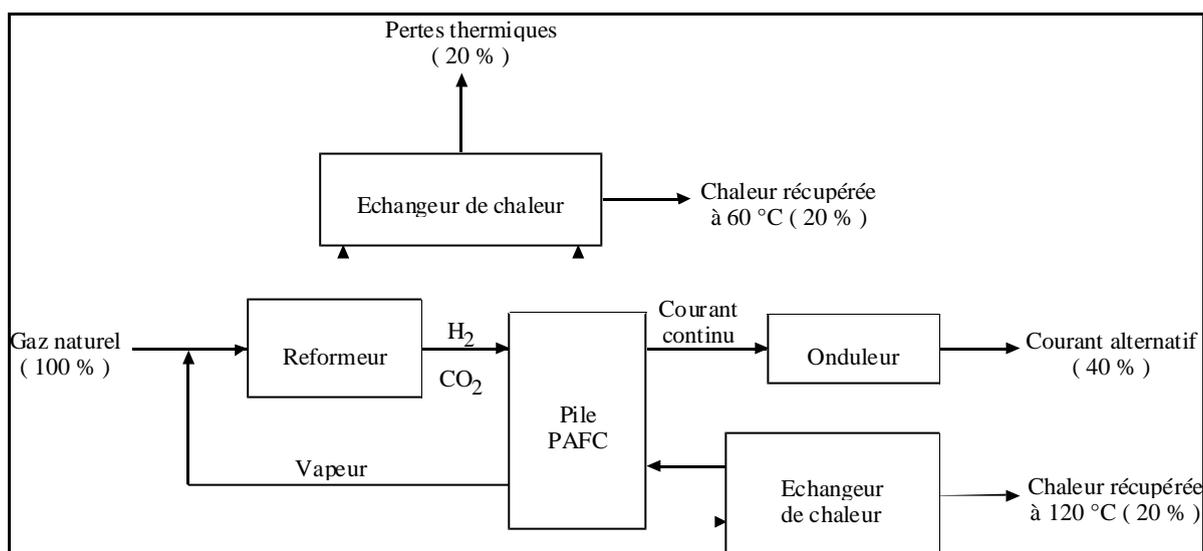
La fiabilité est très élevée, et le rythme de maintenance très bas (intervention majeure tous les 5 à 7 ans d'après ONSI, jusqu'à plus de 5000 heures de fonctionnement continu suivant l'expérience européenne). La fiabilité et la qualité du courant produit figurent parmi les arguments avancés par les organismes qui s'équipent de ces piles à combustible, tout comme la réduction des nuisances sonores et de la pollution atmosphérique. Parmi ces utilisateurs figurent notamment :

- EDF-GDF (France), qui installe une pile PC25 munie d'un réformeur et alimentée en gaz naturel, à Chelles en Seine et Marne ; l'électricité est injectée dans le réseau local et l'énergie thermique est utilisée pour le chauffage d'une partie des habitations de la ville ;
- le Département de la défense américain qui a mis sur pied un important programme de démonstration de production d'électricité à l'aide de piles à combustible. Trente piles à combustible à acide phosphorique de 200 kW_{él.} (ONSI) et une pile à carbonates fondus de 250 kW_{él.} (MC-Power) sont testées sur diverses bases de l'armée, de la marine et de la force aérienne, hôpitaux, académies, arsenaux, etc.
- la First National Bank d'Omaha (Nebraska, USA), qui utilise quatre piles PC25 de manière à réduire au maximum les risques de pertes de données suite à une coupure intempestive de courant (la

fiabilité globale du système est estimée à 99,99997 %, contre 99,9 % pour les systèmes que les piles remplacent ; la chaleur est récupérée pour le chauffage des locaux ;

9.2.3. Description des caractéristiques des piles à combustible à acide phosphorique (ONSI)

Schéma de fonctionnement :



Comme le montre le schéma de fonctionnement du module PC25, le gaz naturel passe par une unité de réformage, qui comporte également un système d'abattement du CO pour ramener le gaz à un niveau pouvant être toléré par les catalyseurs présents dans l'anode.

Consommation énergétique :

0,25 Nm³ de gaz naturel par kW.h_{él.} produit.

Rendements :

Rendement électrique : 40 %

Rendement thermique : 40 %

Ces rendements portent sur le système dans son ensemble, comprenant le réformeur, la pile à combustible, le convertisseur DC/AC et le système de contrôle.

Il est manifeste qu'un rendement électrique de 40 % ne permet pas, comparativement à un système traditionnel performant de production électrique, de réduire les émissions de CO₂ par kW.h électrique produit. Toutefois, la chaleur produite peut être efficacement récupérée (cogénération) car produite à proximité des utilisateurs (production décentralisée). Les économies de CO₂ seront donc essentiellement effectuées à ce niveau.

En outre, contrairement aux centrales thermiques, les rendements relatifs aux piles à combustible sont peu dépendants de leur taille et de leur charge. Les valeurs de rendement fournies ci-dessus sont donc valables tant pour une unité de 300 kW_{él.} tournant à pleine charge, que pour une unité de 10 kW_{él.} fonctionnant à charge partielle.

Fiabilité

Il est difficile de chiffrer la fiabilité du système. Cependant, les statistiques d'utilisation des piles à combustible ONSI PC25, qui couvrent 2,5 millions d'heures de fonctionnement, montrent des résultats particulièrement satisfaisants. La durée moyenne entre les arrêts forcés était précédemment supérieure à 2000 heures. Ainsi, 20 % des piles ONSI ont fonctionné plus de 4500 heures sans discontinuer, certaines dépassant les 9000 heures de fonctionnement ininterrompu. La durée moyenne entre les arrêts forcés de la pile est passée, sur les derniers modèles, à plus de 4000 heures.

ONSI annonce une durée de vie opérationnelle de 20 ans pour ses PC25, mais il s'agit là d'une estimation non encore vérifiée. Une durée de vie supérieure à 10 ans est cependant actuellement prouvée pour des piles qui ne bénéficiaient pas encore des améliorations apportées depuis lors en vue d'améliorer leur fiabilité.

9.2.4. Performances des systèmes utilisant des piles à combustible

Lorsque l'on calcule le rendement énergétique et l'impact environnemental d'un tel système, il ne faut pas tenir compte uniquement de la pile à combustible, mais bien du système dans son ensemble, qui comprend le réformage du gaz naturel, la purification et le transport de l'hydrogène produit, la pile elle-même, l'onduleur et le système de contrôle.

L'efficacité énergétique du réformage est comprise entre 65 et 90 %. La compression et le stockage de l'hydrogène peuvent consommer jusqu'à 30 % de son contenu énergétique. Bien que les études s'accordent à dire que l'efficacité électrique de l'ensemble constitué d'un réformer et d'une pile à combustible peut monter jusqu'à 60 %, les rendements électriques actuels dépassent rarement 50 %. Le rendement global de la pile peut cependant atteindre, voire dépasser 85 % si l'on utilise la chaleur générée pour le chauffage, la climatisation ou la production d'électricité au moyen d'une turbine. Les onduleurs, qui transforment en courant alternatif compatible avec le réseau de distribution le courant continu produit par la pile, possèdent quant à eux un rendement de 90 % environ.

Les rendements électrique et global de la pile, et donc les émissions de CO₂ par kW.h_{él.}, dépendent de nombreux paramètres. Ils sont conditionnés notamment par le choix du type de pile utilisé, par certains choix relatifs à sa conception, ainsi qu'à la gestion de l'énergie thermique fournie par la réaction électrochimique.

Parmi ces paramètres susceptibles d'influencer significativement le rendement de la pile, les principaux sont détaillés ci-dessous. Les tableaux présentés en annexe 1 permettent de chiffrer l'impact réel de ces paramètres sur les rendements des piles à combustible.

Le type de pile utilisé : si le rendement électrique d'une pile à acide phosphorique avoisine 40 %, le rendement des piles à carbonates fondus et de celles à oxydes solides atteint environ 50% ; l'optimisation de ces piles devrait même permettre d'atteindre des rendements proches de 60 %.

Le type de réformage utilisé peut être effectué suivant trois modes distincts dans le cas des piles à carbonates fondus et à oxydes solides :

- Réformage externe : dans ce cas, le réformer et la pile à combustible constituent deux entités distinctes, bien qu'interconnectées. Cette configuration est la seule applicable dans le cas de piles à acide phosphorique ou à membranes polymères.
- Réformage interne indirect : ici, les chambres de réformage catalytique sont situées entre les cellules de la pile à combustible qui leur transmettent directement la chaleur produite. Cette méthode permet de minimiser les pertes de chaleur entre les cellules de la pile et les chambres de réformage.
- Réformage interne direct : dans ce cas, le catalyseur de réformage est situé directement dans le compartiment anodique des cellules de la pile à combustible. Le gaz naturel et la vapeur d'eau nécessaire au réformage sont donc introduits directement dans ces compartiments.

Le recyclage des gaz issus du compartiment cathodique peut être effectué pour les piles à oxydes solides. D'après Campbell et al.³¹ [1], cette technique permet d'augmenter l'efficacité électrique de 7,5 % en moyenne et de réduire les émissions de CO₂ de 15 %.

La gestion de l'énergie thermique fournie par la réaction électrochimique. Cette question sera abordée en détails dans le paragraphe relatif aux conditions de rendement exogène.

9.3. Conditions de rendement exogène

Comme on peut le constater, le rendement énergétique global du système dépend tant de la technique que des conditions d'utilisation de la pile elle-même. Les conditions extérieures influencent peu le fonctionnement d'une pile à combustible ou son rendement électrique. C'est également le cas en ce qui concerne le réformage du gaz naturel en hydrogène. Par contre, la possibilité d'utiliser l'énergie thermique dégagée par la pile dans le cadre d'une utilisation résidentielle dépend fortement des conditions extérieures. En effet, hormis pour les piles à carbonates fondus et celles à oxydes solides, l'énergie thermique est disponible à un niveau de température tel que l'on ne peut s'en servir qu'à des fins de chauffage ou de production de froid. Il s'ensuit que le rendement final d'un système utilisant une pile à combustible pour la production simultanée d'électricité et de calories / frigories dépendra en grande partie des besoins résidentiels en chaleur ou en refroidissement.

Les besoins en chaleur (ou en froid) et en électricité d'une résidence ou d'un ensemble résidentiel varient au cours du temps et ne rencontrent que rarement la répartition fournie par la pile à combustible. Une partie de la chaleur produite peut donc être perdue, et le rendement global de l'installation décroître en conséquence.

A ce niveau, les piles à carbonates fondus et les piles à oxydes solides possèdent un avantage : elles permettent de moduler le rapport de production énergie électrique / énergie thermique. En effet, la chaleur qu'elles produisent est disponible à un tel niveau de température qu'elle peut être convertie en vapeur sous pression, utilisée pour alimenter des turbines couplées à des générateurs électriques. Cette pratique permet d'augmenter et de moduler le rapport entre la production des énergies électrique et thermique . En outre, la quantité d'électricité qu'il est possible de produire avec une quantité donnée de gaz naturel augmente, et les émissions de CO₂ par kW.h_{él.} sont réduites. Malgré le coût supplémentaire lié à l'installation de cette turbine, le coût du kW.h_{él.} produit devrait être réduit, grâce à l'augmentation du rendement électrique (celui-ci devrait atteindre, voire dépasser 70 %).

9.4. Evolution future

Le monopole d'ONSI en ce qui concerne la commercialisation des piles à combustible destinées au secteur résidentiel devrait cesser d'ici 2001 au plus tôt, 2003 au plus tard. Des piles à membrane polymère, à carbonates fondus, et à oxydes solides devraient faire leur apparition sur le marché à ce moment. Dans un premier temps, le choix se posera alors entre des techniques relativement simples et peu coûteuses à mettre en œuvre (les piles à acide phosphorique et les piles à membrane polymère) et des piles plus sophistiquées permettant d'obtenir de meilleurs rendements (les piles à carbonates fondus et à oxydes solides). Le tableau fourni en annexe 2 permet de visualiser les capacités et les coûts d'installations liés aux différentes technologies qui seront disponibles à ce moment.

Dans un futur plus éloigné, le prix d'installation des divers types de piles devrait diminuer de manière importante, rendant cette technique extrêmement compétitive vis-à-vis des systèmes thermiques de génération d'électricité. Cependant, il est difficile à l'heure actuelle de tirer des conclusions définitives des chiffres fournis par les constructeurs et de déterminer si un type particulier de pile s'imposera dans l'avenir. En effet, les chiffres disponibles représentent des estimations de coûts d'installation et de rendement électrique et thermique, mais ne renseignent pas sur la durée de vie effective des piles, les frais de maintenance et d'entretien associés, etc. Il est probable que, dans un premier temps au moins, plusieurs types de piles à combustible coexisteront et posséderont des avantages spécifiques en fonction de l'application envisagée (piles basse température pour les habitations individuelles, haute température pour les communautés, les industries et les bâtiments publics, par exemple).

Les recherches concernant les piles à oxydes solides sont parmi les plus prometteuses. Il semble possible d'obtenir un rendement électrique supérieur à 70 %, un rendement global de l'ordre de 90 % et de diminuer le coût d'installation jusqu'à 1000 € / kW_{él.} installé. Certaines études sont même en cours pour abaisser ce prix à 600 € / kW_{él.} installé. Cependant, la durée de vie estimée de ces piles, actuellement, ne dépasse pas 5 ans.

9.5. Conditions de rentabilité économique

Dans le contexte des évolutions récentes de la dérégulation de l'industrie électrique, les piles à combustible présentent un intérêt particulier pour les compagnies d'électricité. Elles offrent la solution la plus prometteuse pour satisfaire la demande de production d'électricité par des systèmes décentralisés, de taille modeste, à rendement élevé et non polluants. Pour les compagnies électrique cela signifie un moindre besoin de construction de nouvelles lignes, une réduction des pertes de transmission et l'amélioration de la fiabilité d'approvisionnement. Certains grands consommateurs désireux de produire eux même l'électricité et de profiter de l'efficacité de la cogénération, s'intéressent de plus en plus aux piles à combustible.

Les piles à combustibles fournissent également aux compagnies gazières une nouvelle voie permettant d'accroître les ventes de gaz naturel.

Il est généralement reconnu que pour pouvoir pénétrer avec succès le marché, les coûts d'investissement ne doivent pas être supérieurs à 1500 € / kW_{él.}. Une première approche du marché peut être effectuée avec des prix supérieurs mais le succès à long terme dépend de la possibilité de fournir une énergie caractérisée par un capital d'investissement aussi faible que possible.

On estime qu'à l'aube du nouveau millénaire, la puissance électrique annuellement installée devrait être d'environ 75 000 MW. Le marché des piles à combustible pourrait quant à lui représenter un peu plus de 5% de ces 75 000 MW. Basé sur un coût d'investissement de 1500 € / kW_{él.}, cela représenterait un marché annuel de 6 milliards d'euros .

Il est manifeste qu'à moyen et long terme, au vu de la diversité des applications potentielles, le marché des piles à combustible est promis à un taux de croissance très élevé. Celui-ci dépend toutefois de certains paramètres difficilement quantifiables, qui rendent difficile, voire impossible une estimation du taux de pénétration à l'horizon 2010.

Parmi ces paramètres, on peut citer l'acceptation de cette nouvelle technologie par le public mais aussi certains choix politiques pris à un échelon national ou international. Pour des techniques radicales, coûteuses et risquées, les firmes seules ne suffisent pas. Elles ont besoin de s'appuyer sur un partenariat fort entre secteurs privés et publics qui guide les premiers pas vers le seuil commercial. Sans réseaux innovateurs, changements réglementaires et gestion stratégique de niches de marché, le développement de telles techniques ne peut être que lent et incertain. Dans ce cadre, l'intervention des pouvoirs publics, tant à travers les incitations financières que les réglementations environnementales, constituera un catalyseur essentiel.

9.6. Conditions de rentabilité économique

La technologie des piles à combustible permet de limiter les dépenses énergétiques, ainsi que celles liées à la maintenance des unités de production d'électricité. Dans cette optique, les piles à combustible fonctionnant à partir de gaz naturel réformé peuvent dès à présent constituer des alternatives rentables aux systèmes classiques de production d'électricité.

Leur rentabilité dépend d'un certain nombre de facteurs.

- Plus le rapport entre le coût de l'électricité et celui du gaz sera élevé, plus vite les piles à combustible seront rentables.
- Pour un investissement donné, plus le taux de récupération de la chaleur dégagée par la pile sera élevé, et plus la pile sera rentable. Les piles à oxydes solides et à carbonates fondus, qui permettent de convertir en électricité une part importante de l'énergie thermique libérée, présentent à cet égard un avantage certain. Remarquons toutefois que l'ajout à la pile elle-même des systèmes permettant de récupérer et d'utiliser cette chaleur résiduelle peut augmenter considérablement le prix de l'installation, et qu'un compromis devra être trouvé entre récupération de chaleur et coût d'investissement.
- Plus le taux d'utilisation de la pile sera élevé, plus celle-ci sera rentable. Ceci ne provient pas d'une éventuelle baisse de rendement à charge partielle, mais d'un moins bon amortissement des coûts d'investissement.

Lorsque la chaleur générée par la pile est correctement employée, les utilisateurs de piles à combustible estiment à environ 6 ans le retour sur investissement.

9.6.1. Coûts d'investissement

La pile ONSI PC25 est vendue au prix de 600 000 \$. Le tableau fourni en annexe 2 permet de comparer les coûts d'installation actuels et prévus pour les différents types de technologies de piles à combustible. Cependant, comme expliqué précédemment, il n'existe pas à l'heure actuelle d'information disponible sur la durée de vie des piles à combustibles, en dehors de celles fabriquées par ONSI qui possède, seul, une certaine expérience en la matière.

9.6.2. Coûts d'entretien et de maintenance

Les coûts d'entretien et de maintenance sont encore difficiles à estimer, étant donné la relative jeunesse de la technologie. En 1995, ces coûts étaient estimés par ONSI à 0,6 BEF / kW.h_{él.}. Depuis cette date, cependant, ONSI dit avoir multiplié par deux la durée moyenne entre deux arrêts forcés de ses systèmes PC25, ce qui doit se traduire par une réduction significative des coûts de maintenance.

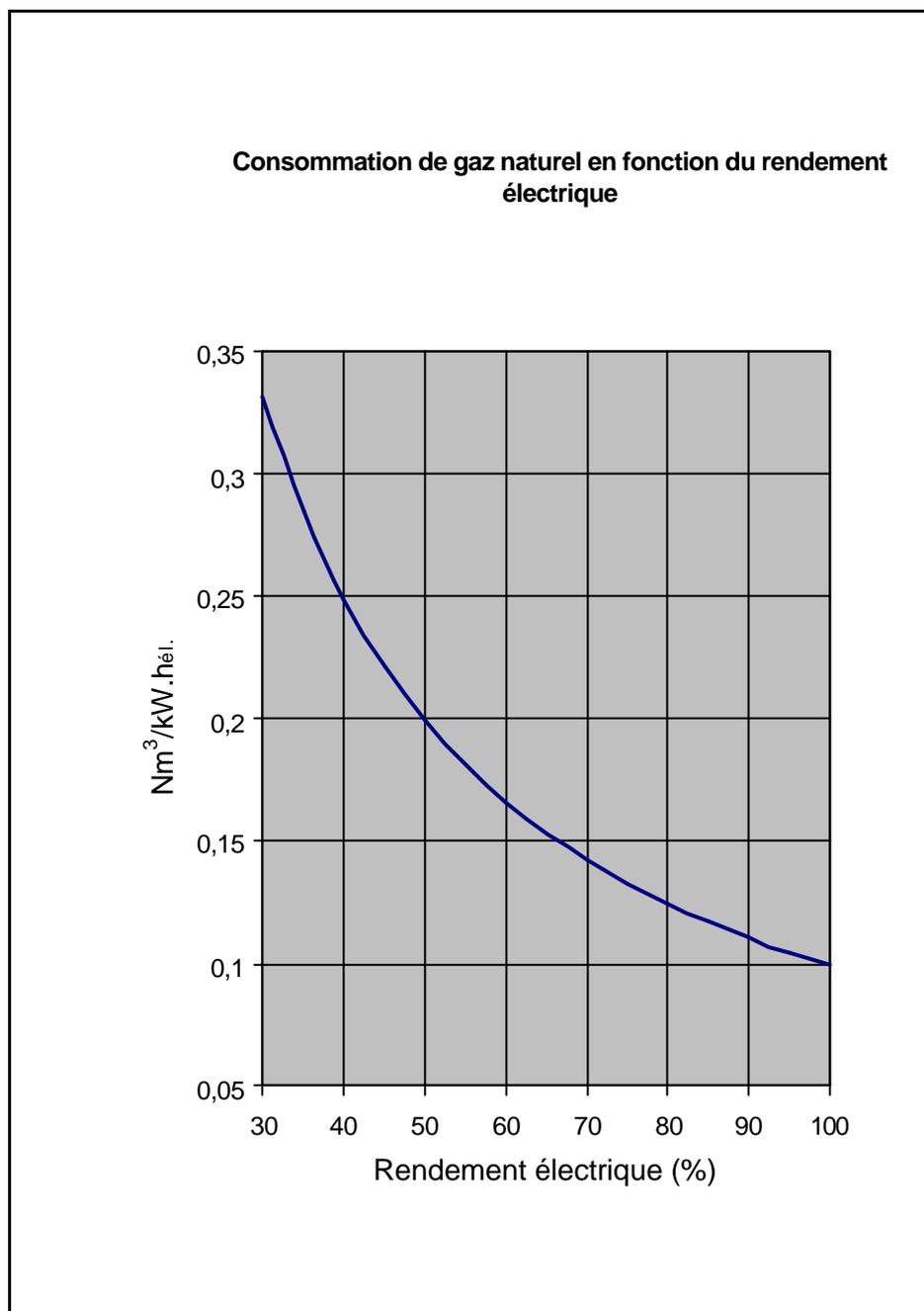


Figure 42 : Consommations de gaz naturel en fonction du rendement électrique

9.7. Economies d'énergie primaire

La quantité d'énergie que les piles à combustible sont capables d'économiser est difficile à quantifier, par manque de références absolues. De plus, la possibilité d'utiliser directement l'énergie thermique disponible permet des économies d'énergie appréciables, mais qui dépendent en tout état de cause de ce qu'elles remplacent. EDF-GDF estime que la consommation en gaz naturel de la pile installée à Chelles devrait être de moitié inférieure à celle d'une unité de production d'électricité de même puissance utilisant le même carburant, c'est à dire du gaz naturel.

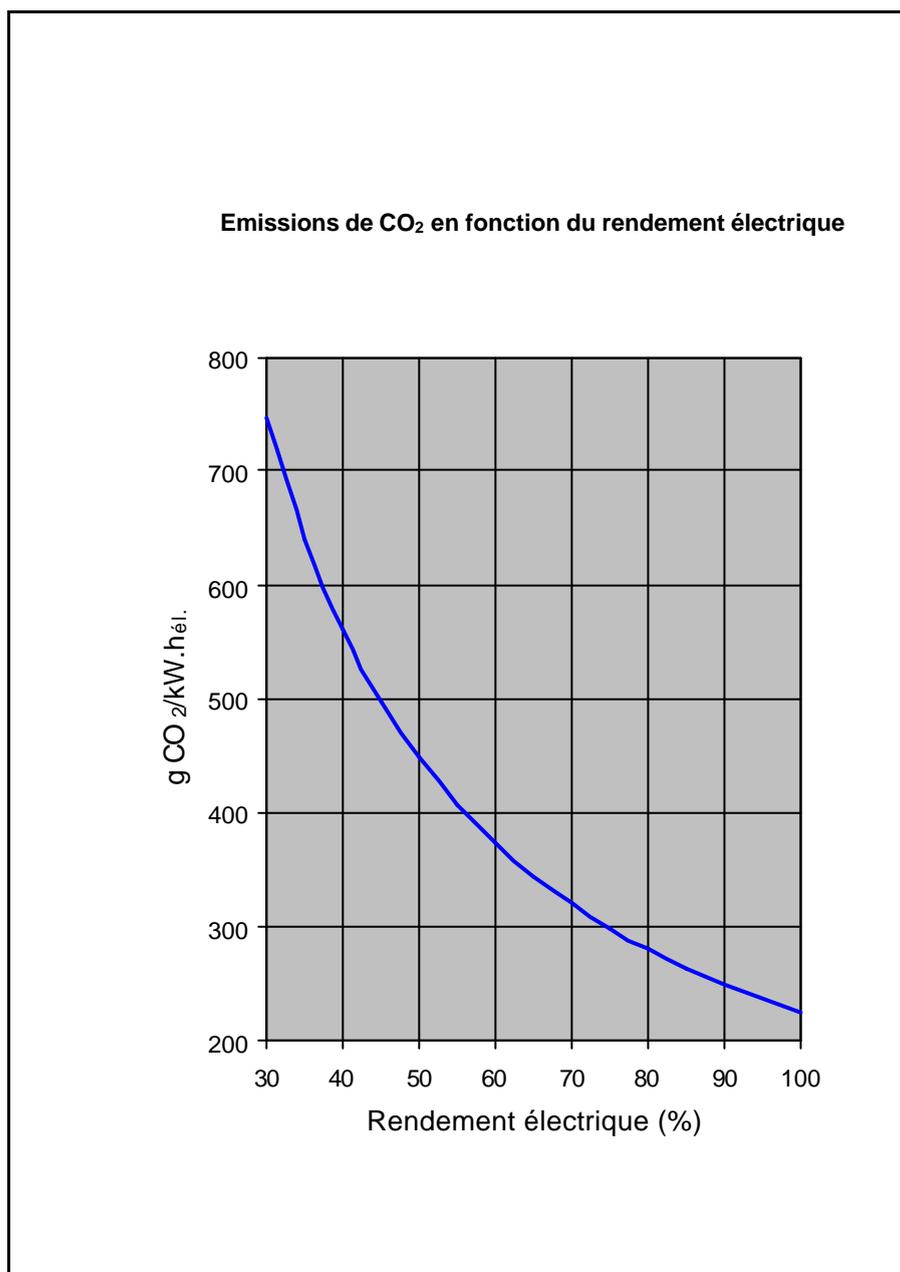


Figure 43 : Emissions de CO₂ en fonction du rendement électrique

Les Figure 42 et Figure 43 montrent respectivement l'évolution des consommations de gaz naturel et des émissions subséquentes de CO₂. Il a été réalisé en se basant sur les caractéristiques du gaz naturel de la mer du Nord (PCI : 36200 kJ / Nm³, composition Ekofisk).

Il est par ailleurs important de rappeler que l'énergie du combustible non transformée en énergie électrique se retrouve sous forme de chaleur qu'il est souvent possible de récupérer dans des unités de cogénération.

Si lors de la mise en œuvre d'opérations de cogénération, un bilan énergétique global (portant sur la production d'électricité et de chaleur) est effectué, il est manifeste que l'on se retrouve dans une situation très favorable :

- la consommation de gaz naturel/kW.h_(él.+therm.) sera très faible ;
- les émissions de CO₂/kW.h_(él.+therm.), liées à la consommation de ce gaz naturel seront également faibles.

9.8. Problèmes environnementaux liés à la technologie

L'utilisation de piles à combustible, au lieu de générateurs nécessitant une combustion, présente peu d'impact sur l'environnement. En fait, les émissions de polluants par une pile à combustible sont très faibles. Bien qu'une certaine variabilité soit observée entre les différentes sources d'informations, les niveaux d'émission mentionnés dans la littérature sont très bas. Ces émissions sont en dessous des seuils les plus sévères, qu'ils s'agisse des valeurs limites européennes ou californiennes. Dans les états américains soumis aux strictes règles californiennes en matière de qualité de l'air, les piles à combustible bénéficient d'une exemption totale de tout permis en matière de qualité de l'air.

Source	EDF-GDF ³²	FTA ³³	P. Biedermann ³⁴	M. Prigent ³⁵	E. Sender-Dumoulin [7]
Unités	ppmv ⁽¹⁾	ppmv ⁽¹⁾	mg/Nm ³ _{sec} ⁽²⁾	ppmv ⁽¹⁾	mg/Nm ³
Polluant					
SOx	*	*			
VOC	*	0,03	7.6		
NOx	< 1 ppmv	0,045	2.7	2-5	2
CO	< 5 ppmv	1,40	6.7	12	6
Matières partic.	NA	*			

NA chiffre non disponible
 * indétectable ou négligeable
 (1) 15% O₂, sec
 (2) 5% O₂, sec

Tableau 17 : Emissions atmosphériques relatives à la pile PC25 d'ONSI/IFC. :

Les piles à combustible n'engendrent pas non plus de problème particulier en ce qui concerne les autres aspects environnementaux. Ainsi, elles produisent pas de rejet aqueux contaminé.

9.9. Barrières

9.9.1. Barrières à l'emploi des piles à combustible

Les barrières à l'introduction des piles à combustible pour la génération combinée de chaleur et d'électricité dans le secteur résidentiel sont de deux ordres, financières et psychologiques.

L'investissement demandé pour une pile à combustible est à l'heure actuelle, deux à trois fois supérieur à celui nécessaire pour installer une unité de production électrique conventionnelle de même puissance. Si les frais d'utilisation, d'entretien et de maintenance sont significativement moins élevés, le temps de retour sur investissement est long. Pour réaliser une estimation de ceux-ci, qui ne sont actuellement pas encore disponibles, il convient de faire certaines hypothèses. Celles que nous avons retenues se basent sur des chiffres moyens tirés de la littérature :

- Prix de la pile à combustible : prix actuellement pratiqués par ONSI (650 000 € pour une PC25 installée et équipée d'un système de récupération thermique).
- Prix moyen de 1200 €/ kW_{ét.} installé pour des systèmes conventionnels.
- Réduction globale du coût de fonctionnement de 25 % lorsque l'on passe d'un système conventionnel à une pile à combustible (on suppose que ceci porte sur la totalité des coûts de fonctionnement : consommation de gaz, maintenance, entretien).
- Les économies réalisées grâce à l'utilisation de la chaleur récupérée sont estimées d'après les résultats publiés par certains utilisateurs de piles à combustible (hôpitaux, bases militaires, aéroport).

Sur base de ces données, on peut estimer que le temps de retour sur investissement vaut 5 à 10 ans selon l'utilisation faite de l'énergie thermique dégagée par la pile. Si l'on n'utilise pas la chaleur dégagée par la pile, le temps de retour sur investissement devient rédhibitoire : plus de 15 ans.

D'après ONSI, une augmentation de la cadence de production de ses piles (de 40 actuellement à 200 par an) devrait permettre de ramener le prix de 3000 à 2000 €/kW_{ét.} installé. Les recherches en cours devraient encore faire baisser ce prix jusqu'à 1500 €/kW_{ét.} installé.

Les barrières psychologiques sont celles qui sont liées à toute technologie nouvelle. Qui va prendre les premiers risques, et investir des sommes importantes dans une technique qui n'a encore réellement été utilisée que dans quelques cas bien particuliers, qui n'appartient pas au domaine du connu et du reconnu ? L'utilisation de la pile à combustible pour des habitations particulières doit également s'accompagner d'un changement dans les habitudes du consommateur. En effet, la gestion d'une pile à combustible n'est pas nécessairement semblable à celle d'un chauffage central et d'un compteur d'électricité. Il suffit pour s'en convaincre de constater que tout qui possédera une pile sera à même, le cas échéant, de revendre de l'électricité au distributeur local ... qui devra lui-même s'adapter à la situation.

9.9.2. Solutions alternatives

Les compétiteurs possibles des piles à combustible recouvrent essentiellement des systèmes de production d'électricité utilisant des moteurs fonctionnant au gaz, ainsi que les microturbines à gaz. Ces technologies possèdent par rapport aux piles à combustible un avantage de coût d'installation, mais leur rendement global reste inférieur à celui des piles à combustible, surtout lorsque ces systèmes fonctionnent

sous charge partielle. De plus, les petites turbines à gaz ne sont intéressantes qu'au-delà d'un certain seuil de puissance électrique (25 kW).

9.9.3. Mesures incitatives

Dans certains états des USA, à certains endroits, les pouvoirs publics incitent à la mise en place de piles à combustible, en finançant leur installation jusqu'à hauteur de 1000 \$/kW_{él.} installé, ce qui réduit de 30 % le coût d'installation d'une pile ONSI. De tels incitants seront peut-être nécessaires en vue de lancer la commercialisation des piles à combustible, jusqu'à ce que les prix commencent à baisser et que l'utilisation de cette technologie passe dans les mœurs.

Afin de limiter la méfiance qui accompagne toujours l'introduction d'une technologie nouvelle, une campagne d'information serait bien évidemment nécessaire. Une autre mesure, qui permettrait au public de se familiariser avec les piles à combustible, consisterait à en installer à des endroits judicieusement choisis, tels que par exemple des lieux publics ou des groupements de logements sociaux.

9.10. Fiche technique

Technology	Pile à combustible à acide phosphorique (PC25 – ONSI)
P _{inf} (kW)	Puissance électrique de l'unité commercialisée = 200 kW
P _{sup} (kW)	
Description	Unité alimentée au gaz naturel, constitué d'un réformeur (conversion gaz nat. → H ₂), d'une pile à combustible, d'un convertisseur DC/AC et d'un système de contrôle. La chaleur résiduelle peut généralement être récupérée (cogénération).
Max efficiency laboratory equipment	45% (rendement électrique)
Typical efficiency commercial equipment	40% (rendement électrique)
life time (year)	10 à 20 ans
Investment Cost (Euro)	3000 €/kW _{él.} actuellement (objectif : 1500 €/kW _{él.})
Interest rate (%)	
O&M (Euro)	4.1 €/GJ _{él.}
Fuel cost (Euro/GJ)	8.18 €/GJ _{gaz naturel} (gaz naturel à usage domestique)
Generation cost (Euro/GJ)	32.5 €/GJ _{él.} ⁽¹⁾
CO2 avoided (ton CO2/GJ produced)	157.10 ⁻³ tonne /GJ _{élect.}
External costs (Euro/GJ)	
Barriers	
Transaction costs	
Year data	1995 à 1999
Data source	Sources multiples
Country	USA

- (1) • Investissement étalé sur la durée de vie
 L'estimation a été effectuée en tenant compte des paramètres repris ci-dessous (amortissement linéaire sur 15 ans hors charge financière) :
- unité de 200 kW_{él.} ;
 - fonctionnement pendant 15 ans ;
 - facteur de capacité = 80 % .
 - Investissement = 600 000 €
- **7.9 €/GJ_{él.}**
- Coûts d'entretien : **4.1 €/GJ_{él.}**
- Coûts liés à la consommation du combustible :
- Pour un rendement de 40 %, la consommation de gaz naturel va être de : 1/0.4 GJ_{gaz nat.}/GJ_{élect.} (1)
- Coût du gaz naturel = 8.18 €/GJ (2)
- (1) (2) => **20.5 €/GJ_{él.}**

TOTAL = 7.9 + 4.1 + 20.5 = **32.5 €/GJ_{él.}**

- (2) • Emissions de CO₂
 Cette évaluation a été réalisée en se basant sur les caractéristiques du gaz naturel de la mer du Nord (PCI : 36200 kJ / Nm³, composition Ekofisk).
- A un GJ de ce gaz correspond une émission de 62.29 kg de CO₂. Le rendement de l'unité étant de 40 %, les émissions de CO₂ seront de **157.10⁻³ tonne /GJ_{élect.}**

Annexe 1 : influence de la nature du réformage et du recyclage des gaz issus de la cathode sur les performances des piles à combustible haute température

Les chiffres présentés dans les tableaux ci-dessous sont le résultat de simulations mathématiques effectuées par P.E. Campbell & al. [1].

Technical and Environmental Results MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)

Fuel cell Type Reformer Type Fuel Feedstock Sulphur Removal Technology		MCFC External Natural Gas ZnO	MCFC Direct Internal Natural Gas ZnO	MCFC Indirect Internal Natural Gas ZnO
Thermal Input	(kW HHV)	427	385	404
	(kW LHV)	388	350	367
MCFC Power Output	(kWe dc)	220	212	212
MCFC Power Output	(kWe ac)	211	204	204
Auxiliary Power Usage	(kWe)	5	4	4
Net Electrical Output		206	200	200
Waste Heat Available (kWe)	(> 600°C)	17	22	18
	(> 500°C)	17	9	9
	(> 400°C)	16	0	0
	(> 350°C)	8	0	0
	(Low Grade)	47	70	70
Electrical Efficiency	(%HHV)	48.2	51.9	49.5
	(%LHV)	53.1	57.1	54.5
Overall Energy Eff	(%HHV)	72.8	78.2	73.5
CO ₂ Emissions	(g/kWh)	367	341	358

Error! Style not defined.
Rapport final – février 2000

Technical and Environmental Results SOFC (Solid oxide Fuel Cell)

Fuel Cell Type	SOFC External	SOFC Direct Internal	SOFC Indirect Internal	SOFC External	SOFC Direct Internal	SOFC Indirect Internal
Reformer Type	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
Fuel Feedstock	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
Sulphur Removal Technology	ZnO	ZnO	ZnO	ZnO	ZnO	ZnO
Anode Recycle	None	None	None	Yes	Yes	Yes
Operating Temperature (°C)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Temperature Gradient (°C)	100	100	100	100	100	100
Thermal Input (kW HHV)	499	461	498	423	405	414
(kW LHV)	454	419	453	385	368	377
SOFC Power Output (kWe.dc)	230	220	230	230	219	219
SOFC Power Output (kWe.ac)	221	211	221	221	211	211
Auxiliary Power Usage (kWe)	21	10	20	21	11	11
Net Electrical Output (kWe)	200	201	201	200	200	200
Waste Heat Available (> 750°C)	120	86	131	151	134	143
(kWe) (Low Grade)	125	115	121	0	3	4
Electrical Efficiency (%HHV)	40.1	43.6	40.4	47.3	49.4	48.3
(%LHV)	44.1	48.0	44.4	51.9	54.3	53.1
Overall Energy Eff (%HHV)	89.2	87.2	91.0	83.0	83.2	83.8
CO ₂ Emissions (g/kWh)	456	420	454	387	370	379

Error! Style not defined.
Rapport final – février 2000

Annexe 2 : comparaison des différents types de piles à combustible

Type de pile à combustible	Température de fonctionnement	Rendement électrique	Rendement global	Utilisation de la chaleur résiduelle	Date prévue de commercialisation (application résidentielle)	Coûts d'investissement €/ kW _{él.}	
						Actuels	Visés
<i>Pile à membrane polymère</i>	80-90 °C	35-45 %	~ 80 %	Chauffage - refroidissement	2001	5 000	800-1 000
<i>Pile alcaline à combustible</i>	80-90 °C	55-60 %		Chauffage - refroidissement	-	-	-
<i>Pile à acide phosphorique</i>	180-210 °C	35-45 %	~ 85 %	Chauffage - refroidissement	Déjà disponibles	3 000	1 500
<i>Pile à carbonates fondus</i>	600-700 °C	50-60 %	80-90 %	Chauffage – refroidissement, production électrique	2002	> 3 000	1 500
<i>Pile à oxydes solides</i>	± 1000 °C	50-60 %	80-90 %	Chauffage – refroidissement, production électrique	2002	10 000	1 000 (600 ?)

Annexe 3 : Quelques exemples représentatifs de sociétés développant des dispositifs de production d'électricité basés sur la technologie des piles à combustible.

- La société **Plug Power** (USA) met au point une pile à combustible à membrane polymère de 7 kW_{él.} permettant de fournir simultanément électricité et chaleur dans des habitations individuelles. La société escompte commercialiser son système en 2000 avec un coût d'investissement compris entre 500 et 1000 €/kW_{él.} après quelques années de commercialisation et un coût de production d'électricité compris entre 0.07 et 0.1 €/ kW.h_{él.}, dépendant du prix du combustible (gaz naturel, propane ou méthanol). L'efficacité électrique devrait être d'environ 40% et l'efficacité globale comprise entre 70 et 90%.
- Les sociétés **Alstom** (France) et **Ballard Generation Systems** (Canada) se sont engagées à investir conjointement 25 millions d'Euros pour créer une nouvelle société basée à Dresde, chargée de commercialiser et de distribuer, des piles à combustible à membrane polymère de 250 kW_{él.} (Alstom Ballard GmbH). Le rendement électrique devrait être d'environ 40% et le rendement global supérieur à 70%. Le production en série devrait débuter en 2002. En début de commercialisation, l'investissement devrait être supérieur à 1500 €/kW_{él.}. Cette société escompte réduire cet investissement à 700 €/kW_{él.} toutefois, à l'horizon 2010 et produire l'électricité à un prix compris entre 0.04 et 0.07 €/kW_{él.}, dépendant du prix du gaz naturel et du facteur de capacité. La société Ballard développe aussi des produits destinés au marché des faibles puissances, inférieures à 10 kW_{él.}.
- La société **M-C Power Corp.** (USA) développe des unités de 75, 250, 500 et 1000 kW_{él.} basées sur la technologie des piles à carbonates fondus. Une unité de démonstration de 250 kW_{él.} installée en Californie fournit un rendement électrique compris entre 45 et 55% et un rendement global de 80% (cogénération). A l'heure actuelle, le coût est d'environ 3000 €/kW_{él.} mais M-C Power a pour objectif de le réduire à un niveau compris entre 1200 et 1500 €/kW_{él.}. La production commerciale devrait débuter en 2002.
- La société **Energy Research Corp** (ERC, USA) développe également des piles à carbonates fondus, mais contrairement à la société M-C Power, le gaz naturel est réformé à l'intérieur de la pile (réformage interne directe, voir §1.2.4). Bien que cette société aie initialement développé des systèmes de puissance supérieure au MW, au vu des caractéristiques du marché européen, ERC s'est alliée à la société MTU (filiale du groupe Daimler Chrysler) pour développer une unité de 300 kW_{él.}, avec une efficacité électrique escomptée de 54 % et un prix d'environ 1500 €/kW_{él.}. Par ailleurs, cette société développe un système hybride pile à combustible – turbine à gaz dont le rendement électrique devrait être supérieur à 70%. La pile à combustible devrait produire 85% de l'énergie du système et la turbine à gaz les 15% restants.
- La société **Sulzer Hexis Ltd.** (Suisse) met au point une pile à combustible à oxydes solides (SOFC) destinée à effectuer de la cogénération à petite échelle (1 à 200 kW_{él.}). Ces systèmes alimentés au gaz naturel sont destinés à être connectés au réseau électrique. Les distributeurs régionaux d'électricité y voient en effet une chance d'acquérir une certaine indépendance d'approvisionnement face aux grands producteurs. Durant les périodes de forte consommation, le fonctionnement à pleine puissance de toutes les piles à combustible d'un secteur d'approvisionnement en vue d'alimenter le réseau électrique permettrait de réduire, voire de supprimer l'achat d'une coûteuse énergie de pointe. Cela implique toutefois la mise en œuvre de nombreuses piles à combustible à commande centralisée, ainsi que l'accord préalable de leur propriétaire.

Le constructeur annonce une efficacité électrique supérieure à 50 % (40 % pour les appareils de première génération) et une efficacité globale proche de 100 %. La première génération d'appareils devrait être mise sur le marché en 2001, le modèle devrait fournir 1 à 2 kW électriques avec un rendement d'environ 40%. Il devrait alors en résulter une production totale de chaleur pouvant atteindre 3 kW.

- La société **Siemens Westinghouse Power Corp.** (USA) étudie un système combiné SOFC (200 kW_{él.}) - turbine à gaz (50 kW_{él.}) dont l'efficacité de production électrique devrait avoisiner les 70%. La compagnie planifie la commercialisation pour 2002, avec un procédé de fabrication qui devrait permettre d'atteindre un coût au kW_{él.} installé de 1000 €

Annexe 4 : Coût des différentes techniques de substitution

Le coût global actualisé (*CGA*) du kWh produit par un équipement (éolienne, panneau solaire,...) d'une puissance P produisant une énergie moyenne annuelle E_a représente le prix de revient par unité d'énergie finale délivrée. Il inclut les dépenses d'investissement initial I et les dépenses annuelles d'exploitation et d'entretien-maintenance (D_{em}), ces dépenses étant actualisées à un taux t_a sur une durée d'amortissement de N années du projet considéré.

L'investissement I comprend le prix d'achat des équipements, les coûts d'infrastructures et d'aménagement du site, les coûts d'installation, de branchement et de mise en route, les coûts d'études et de gestion du projet (étude du choix du site et campagnes de mesures du gisement éolien, études d'ingénierie technique financière).

Les dépenses d'exploitation et d'entretien-maintenance annuelles comprennent les dépenses courantes d'exploitation et d'entretien, celles relatives à la maintenance préventive et exceptionnelle et enfin les assurances et taxes directement imputables au projet.

Ces dépenses sont souvent constantes et égales chaque année à un pourcentage K_{em} des dépenses d'investissement initial I . Ce pourcentage est par exemple de l'ordre de 2 à 3% pour les projets de type fermes éoliennes.

Le coût global actualisé *CGA* s'exprime comme suit :

$$CGA = \frac{I \cdot K_a + D_{em}}{E_a}$$

$$\text{où } K_a = \frac{t_a \cdot (1 + t_a)^N}{(1 + t_a)^N - 1}$$

Soit encore :

$$CGA = I_{up} \cdot \frac{(K_a + K_{em})}{8760 \cdot F_c}$$

Le coût global actualisé dépend donc

- Du taux d'actualisation
- Du coût d'investissement par unité de puissance installée I_{up}
- Du facteur de charge annuel F_c , c'est-à-dire de la fraction de l'année au cours de laquelle l'installation fonctionne à sa puissance nominale.

A cela, il faut éventuellement ajouter le coût du combustible (dans le cas de la biomasse).

Annexe 5 : Hydroélectricité

1 Introduction

L'énergie hydraulique résulte du mouvement de l'eau le long des pentes naturelles. La production d'énergie électrique au départ de l'eau consiste en la récupération de l'énergie cinétique de l'eau sous forme mécanique qui sera convertie en énergie électrique.

En 1996, l'hydroélectricité représentait en Belgique 0,5% de la production électrique totale soit 100 MW_e.

L'hydroélectricité n'est pas une nouvelle source d'énergie électrique et, à ce titre, on peut affirmer qu'elle est une des mieux maîtrisées actuellement. De plus, elle fait appel à des équipements fiables et robustes (durée de vie 50 ans) demandant peu d'entretien.

2 Technique et rendement intrinsèque

Les centrales hydroélectriques sont de deux types : les centrales au fil de l'eau et les centrales à réservoir.

La petite hydraulique est essentiellement constituée de centrales au fil de l'eau qui, comme leur nom l'indique, utilisent uniquement l'eau disponible à tout moment dans le cours d'eau. Une centrale de ce type fonctionne selon un schéma spécifique : l'eau est dirigée au moyen d'un barrage de dérivation vers une conduite forcée, un canal, un tunnel ou une entrée de la turbine. Elle passe ensuite dans la turbine qu'elle fait tourner avec une force suffisante pour produire de l'électricité dans un alternateur après quoi, elle retourne à la rivière par un canal de fuite. Ici, le facteur limitant est le débit du cours d'eau qui est fonction du cycle hydrologique. Il est donc clair que la puissance de ces centrales ne peut être garantie.

Les centrales à réservoir utilisent soit de l'eau stockée dans un réservoir de retenue soit un pompage et un recyclage de l'eau entre deux réservoirs (Cfr. Centrale de Coe). Elles permettent d'atteindre des puissances plus grandes mais présentent des coûts d'investissement et un impact sur l'environnement beaucoup plus importants. Ce type de centrale est donc limité aux grandes installations.

La puissance P produite par une centrale hydroélectrique recevant un débit d'eau Q sous une hauteur de chute H est fournie par la formule

$$P = h \cdot g \cdot Q \cdot H$$

P = puissance

h = rendement global moyen = 0,7 à 0,8

g = accélération de la pesanteur = 9.81 m/s²

Q = débit en m³/s

H = hauteur de chute en m

Ce qui donne, pour P exprimé en W

$$P \approx 7 \cdot Q \cdot H$$

Les rendements de turbines de petites centrales hydroélectriques, au débit nominal, se situent entre 80 et 90%.

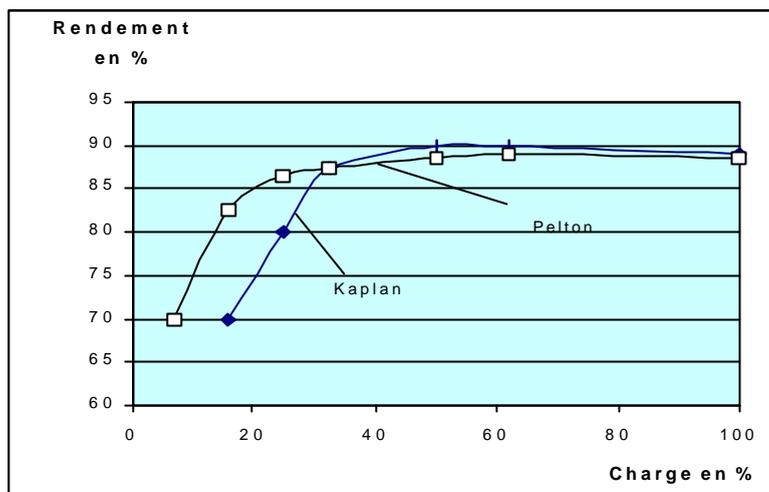


Figure 44 : Courbe de rendement de turbines (Kaplan et Pelton)

Dans le cas des centrales au fil de l'eau, on utilisera préférentiellement des turbines à réaction qui en plus de l'énergie cinétique exploitent la dépression générée à la sortie de la turbine. Généralement immergées, elles permettent d'exploiter de plus faibles hauteurs de chute et présentent de bons rendements dans de larges plages de débit.

Le rendement des génératrices peut varier entre 93 et 97% à puissance nominale. Il faut prendre en compte aussi les pertes de charge générées dans l'installation. Celles-ci sont de l'ordre de 5% pour la plupart des petites centrales. La partie de l'énergie utilisée pour faire fonctionner les équipements propres à la centrale est estimée à 1% environ.

3 Conditions de rendement exogènes

Une centrale hydraulique est caractérisée par des conditions de fonctionnement optimales correspondant à une puissance nominale directement proportionnelle au débit du cours d'eau et à sa hauteur de chute. Les conventions classent les installations en différents groupes sur base de leur puissance, à savoir:

Appellation	Puissance
Grande hydraulique	P > 10MW
Petite hydraulique	0.5 MW < P < 10 MW
Mini hydraulique	0.1 MW < P < 0.5 MW
Micro hydraulique	P < 0.1 MW

Tableau 18 : Types de centrales hydrauliques par puissances installées

Le tableau ci-dessous présente la situation belge en 1996 et montre pour chaque type de centrale, le nombre d'installations ainsi que les puissances actuellement disponibles.

	P > 10 MW	0,5 < P < 10 MW	0,1 < P < 0.5 MW	P < 0,1 MW	Total
Nombre d'installations	3	15	3	18	39
Puissance installée MW	42,9	56,5	0,6	1,8	101.8

Tableau 19 : Répartition des puissances installées et nombre d'installations existantes en Belgique (hors Coe)
Source IW³⁶

Dans le cas des centrales au fil de l'eau, les conditions permettant le fonctionnement à la puissance nominale sont loin d'être toujours remplies. En effet, les débits sont directement liés au cycle hydrologique et donc sujet à de grandes fluctuations (En Belgique plusieurs ordres de grandeur régime assimilé à un régime torrentiel). Or les turbines ne peuvent fonctionner en deçà d'un débit minimum situé entre 15 et 40% du débit nominal.

Pour un site donné, les conditions optimales de fonctionnement seront rencontrées pendant un laps de temps plus ou moins long. Pour que le site soit viable, on estime que le débit nominal d'équipement doit être rencontré au moins 100 jours par an.

La courbe des débits classés permet de situer les limites de fonctionnement spécifiques au site envisagé et d'estimer le nombre moyen de jours où les conditions optimales de fonctionnement seront rencontrées. La Figure 45 présente une courbe des débits classés sur un an. Le débit nominal d'équipement (ou débit maximum qui peut être utilisé par la turbine - ligne supérieure) doit correspondre à celui garanti 100 jours par an. Ne pourront être utilisés les débits réservés (trait gris épais) c-à-d ceux nécessaires à permettre la vie du cours d'eau et les débits déversés (débit supérieur au débit nominal d'équipement) c-à-d ceux correspondant aux crues.

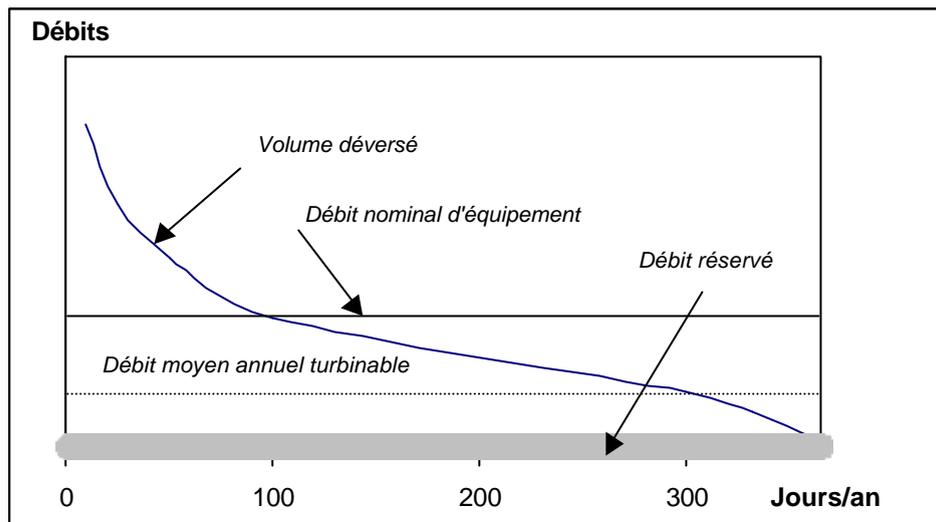


Figure 45 : Courbe de débits classés

On définit aussi un facteur de charge (%) des installations hydroélectriques comme étant le rapport entre l'énergie annuelle produite et celle que pourrait produire la même installation si elle fonctionnait à sa puissance nominale ce pour une durée d'utilisation égale. La valeur moyenne annuelle pour la Belgique est par exemple de 23% en 1996³⁶.

4 Potentiel et taux de pénétration

Le Tableau 20 présente, pour les différentes catégories de centrales hydrauliques, les durées d'utilisation et les puissances moyennes installées en Belgique ainsi que le calcul du facteur de capacité typique des différents sites correspondant évalués sur base des années 1991 à 1996.

	P > 10 MW	0,5 < P < 10 MW	0,1 < P < 0.5 MW	P < 0,1 MW
Puissance moyenne installée	14,3	3,8	0,2	0,1
Durée d'utilisation moyenne (heures)	3200	2300	2500	26000
Facteur de capacité moyen en % (moyenne calculée sur plusieurs années)	37	35	31	28

Tableau 20 : Répartition des durées moyennes d'utilisation, des puissances moyennes et du facteur de capacité par type de centrales en Belgique
Source IW

En Belgique, les sites les plus rentables en matières de production d'hydroélectricité sont déjà exploités. Il est clair que les contraintes écologiques et d'occupation des terres et de relief ne permettent pas d'envisager la construction de nouveaux barrages. Par contre, des améliorations pourraient être obtenues en termes d'énergie produite en mettant en œuvre différentes mesures, à savoir :

- la mise en service de nouvelles turbines et alternateurs mieux adaptés sur les sites déjà exploités;
- la mise en place de turbines supplémentaires sur les barrages existants ;

- et enfin, mais dans une moindre mesure, la rénovation des mini et micro centrales au fil de l'eau sur les sites les plus favorables ;

Le potentiel hydraulique technique belge a été évalué sur base d'une étude de l'Apere pour la Wallonie et d'ODE pour la Flandre. Le Tableau 21 détaille ce potentiel et montre qu'il se situe entre 44 et 49 MWe. Ce potentiel se découpe entre une grosse installation, celle du barrage de Maaseik, de plus petites sur les cours d'eau navigables situées aux barrages et écluses et des installations micro-hydrauliques à restaurer sur des sites de moulins.

Localisation	Estimation du nombre d'installations				Potentiel théorique MWe
	P > 10 MW	0,5 < P < 10 MW	0,1 < P < 0,5 MW	P < 0,1 MW	
Région wallonne					
▪ cours d'eau non navigables	-	-	15	110	8,3
▪ cours d'eau navigables (barrages et écluses)	-	9	-	-	9 - 14
Région Flamande					
▪ cours d'eau non navigables	-	-	-	129	4
▪ barrages et écluses	-	9	23	6	12,5
▪ barrage de Maaseik	1	-	-	-	10
NOMBRE TOTAL	1	18	38	245	
Estimation du potentiel par type de centrale (MW_e)	10,0	16,3 – 21,3	7,6	9,9	43,8 – 48,8

Tableau 21 : Evaluation du potentiel hydroélectrique non réalisé par Région
Source: APERE, ODE et estimation IW

A partir de ces données de potentiel et de sa répartition par type de centrale, nous avons évalué l'énergie qui pourrait être produite annuellement. Les facteurs de capacité ont été estimés sur base de durées d'utilisation moyennes sur plusieurs années (1992 à 1996) des centrales en fonctionnement en Belgique.

Sur base de ces estimations, on voit que la plus grande part de l'énergie (68,5%) pourrait être techniquement produite au départ de centrales placées au niveau des écluses et des barrages sur les cours d'eau navigables soit par de petites centrales hydraulique (45,8%) (turbines d'une puissance inférieure à 10 MW) soit de centrales de plus grande puissance (23%) (turbine d'une puissance supérieur à 10 MW).

	Puissance développable (MW)	Durée d'utilisation (h)	Facteur de capacité (%)	Energie annuelle (GWh)	Energie annuelle (%)
Grande hydraulique (P > 10 MW)	10,0	3243	37	32,4	22,7
Petite hydraulique (0,5 < P < 10 MW)	16,3 – 21,3	3067	35	50 – 65,3	45,8
Mini hydraulique (0,1 > P < 0,5 MW)	7,6	2700	31	20,6	14,5
Micro hydraulique (P < 0,1 MW)	9,9	2411	28	24,3	17
Total	43,8 – 48,8			127,3 – 142,6	100

Tableau 22 : Estimation du potentiel d'énergie hydraulique belge

5 Conditions de rentabilité économique

Les critères d'implantation d'une centrale sont fonction de la situation et de l'utilisation de l'électricité produite. Ici on envisagera uniquement le cas de la revente de l'électricité produite au réseau. La viabilité d'une centrale est directement liée à sa puissance (fonction de la hauteur de chute et du débit spécifique et de son évolution dans le temps), à l'énergie qu'elle produit et au prix de vente de cette énergie.

Les paramètres essentiels à la viabilité d'une centrale sont :

- la hauteur de chute
- le débit spécifique;
- le type de courbe des débits classés;
- le rapport du débit nominal au débit moyen;
- le facteur d'utilisation et de correction du taux d'absorption d'énergie.

5.1 Coûts d'investissement

L'investissement I d'une petite centrale hydroélectrique comprend les coûts relatifs à

- l'étude de faisabilité c-à-d l'inspection du site, l'évaluation de son potentiel, l'évaluation environnementale, la conception préliminaire, l'estimation des coûts, la préparation du rapport, la gestion du projet, les voyages et déplacements ;
- le développement qui consiste en la négociation du contrat d'achat de l'électricité, l'approbation et le permis, l'arpentage et le financement du projet, les services comptable et juridique, la gestion du projet, les déplacements... ;
- l'ingénierie, à savoir : l'étude et le plan définitif du système de transport de l'énergie, l'intégration du projet dans le réseau électrique, la conception des bâtiments, la conception mécanique et électrique, le suivi des appels d'offre ;
- les équipements énergétiques : l'unité turbine - alternateur (la puissance de la centrale est soit montée sur site soit amenée d'un seul tenant), l'installations des équipements, le transport ;
- Les infrastructures connexes comprennent généralement le barrage, l'assèchement, les évacuateurs de crue, le canal, les conduites d'aménée, le tunnel, les conduites forcées, les échelles à poissons les chemins d'accès, les lignes de transport,... et sont très dépendants du type de centrale installée.

Comme l'indique la figure les coûts liés au génie civil représentent la part la plus importante des coûts d'investissement. Ceux-ci sont d'ailleurs très liés au type de centrale installée (fil de l'eau ou avec barrage) et au site lui-même. Les équipements énergétiques constituent aussi une part importante quoique plus limitée (23%) des coûts d'investissement.

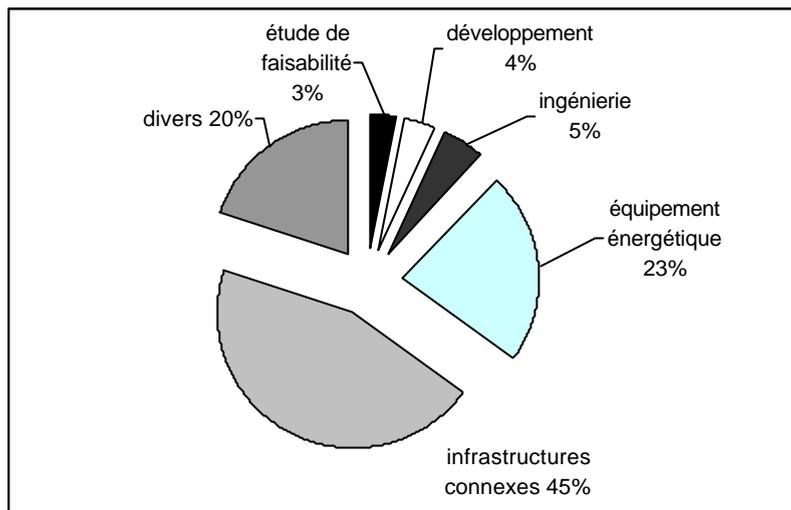


Figure 46 : Répartition des coûts d'investissement pour une petite centrale hydroélectrique
Source: Retscreen

5.2 Coûts d'entretien et de maintenance

Les charges d'exploitation d'une petite centrale hydroélectrique comportent des frais annuels distribués en frais d'entretien et de maintenance, en frais de mains d'œuvre, et enfin en frais de location de terrain, diverses taxes, primes d'assurance.

On considère généralement ces charges d'exploitation D_{em} comme constantes et égales à un pourcentage K_{em} des coûts initiaux d'investissement. Dans le cas d'une petite centrale hydroélectrique, ce pourcentage est de l'ordre de 4%.

	Type de centrale	I_{up} BEF/KW	O&M (%)
1995	Grande hydraulique (P > 10 MW)	50.000 – 90.000	6%
	Petite hydraulique (0,5 < P < 10 MW)	60.000 – 140.000	4%
	Mini hydraulique (0,1 < P < 0.5 MW)	80.000 – 200.000	4%
	Micro hydraulique (P < 0,1 MW)	100.000 – 200.000	4%
2010	Grande hydraulique (P > 10 MW)	40.000 – 75.000	6%
	Petite hydraulique (0,5 < P < 10 MW)	50.000 – 116.000	4%
	Mini hydraulique (0,1 < P < 0.5 MW)	66.000 – 166.000	4%
	Micro hydraulique (P < 0,1 MW)	83.000 – 166.000	4%

Tableau 23 : Estimation des coûts d'investissement et des charges d'exploitation pour les différents types de centrales électriques

Sur base de ces valeurs, ont été évalués les coûts globaux actualisés pour les potentiels estimés plus haut. Nous avons choisi un taux d'actualisation de 6 ans et un taux d'amortissement équivalent à la durée de vie des installations soit 50 ans.

	Puissance développable (MW)	Facteur de capacité (%)	Energie annuelle (GWh)	Energie annuelle (%)	CGA (BEF/kWh) 1995	CGA (BEF/kWh) 2010
Grande hydraulique (P > 10 MW)	10	37	32,4	22,7	1,82 – 3,42	1,52 – 2,85
Petite hydraulique (0,5 > P < 10 MW)	16,3 – 21,3	35	50 – 65,3	45,8	2,02 – 4,54	1,68 – 3,9
Mini hydraulique (0,1 > P < 0.5 MW)	7,6	31	20,6	14,5	3,03 – 7,59	2,50 – 6,3
Micro hydraulique (P < 0,1 MW)	9,9	28	24,3	17	4,20 – 8,40	3,49 – 6,97
Total	43,8 – 48,8		127,3 – 142,6	100		

Tableau 24 : Répartition des coûts globaux actualisés par type d'installation

Ces résultats permettent d'établir une courbe de coût de l'énergie hydroélectrique en fonction du pourcentage de potentiel technique valorisé. La Figure 47 présente de telles courbes selon les estimations de coûts élevés ou faibles indiqués au Tableau 24 et pour 1995 et l'horizon 2010.

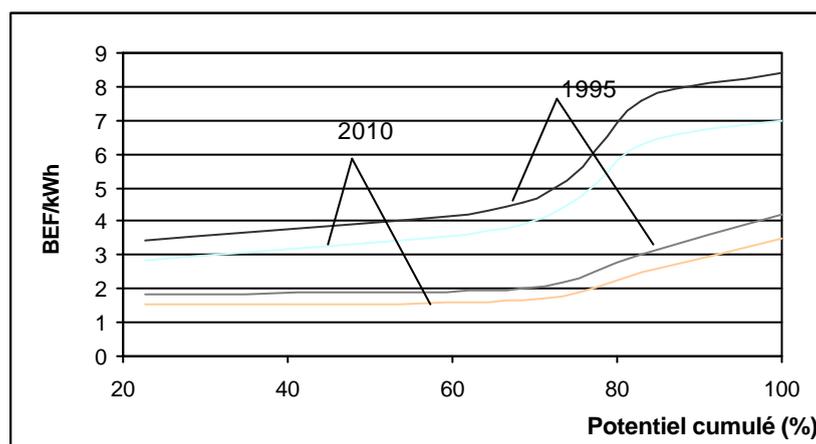


Figure 47 : Courbe de coûts de production pour l'énergie hydroélectrique en fonction du potentiel de production d'électricité (en % du potentiel technique total)

Actuellement, le prix de rachat de l'électricité d'origine hydroélectrique est de l'ordre de 3 BEF/kWh (y compris la prime extratarifaire de l'ordre de 2 BEF dans le cas de l'hydroélectricité). Pour les coûts minimum calculés près de 85% du potentiel est économiquement rentable en 1995 soit de l'ordre de 115 GWh/an. Il monte à 122 GWh en 2010. Dans le cas des évaluations maximum, en 2010, 30% du potentiel sera économiquement rentable soit de l'ordre de 41 GWh/an.

Annexe 6 : Energie éolienne

1 Introduction

Le principe d'une turbine éolienne est de récupérer, sous forme mécanique, l'énergie cinétique du vent puis de la convertir en énergie électrique.

Le recours à l'énergie éolienne en Belgique représentait moins de 9000 MWh en 1995 soit 0.01% de la production électrique totale. De manière générale cependant, les conditions de rentabilité s'améliorant, on assiste pour l'instant à un regain d'intérêt vis-à-vis de cette énergie renouvelable tant en Belgique que sur l'ensemble de l'Union Européenne.

En Belgique, il faut relever les deux nouvelles éoliennes, l'une installée par Interelectra à Hasselt et l'autre à St Vith, par Energie 2030. Dans les prochaines années, d'autres projets de grande envergure verront le jour : un parc d'éoliennes est prévu par Electrabel à Bütchenbach pour une puissance de l'ordre de 5 MW. Un autre, au nord d'Anvers consistera en un parc d'une puissance de 16 MW.

2 Techniques et rendement intrinsèque

Les éoliennes peuvent présenter un axe vertical ou horizontal. Le plus souvent, elles se présentent sous la seconde forme. Parmi celles-ci, on distingue les éoliennes multipales, à rotation lente servant exclusivement au pompage et les aérogénérateurs bi- ou tripales à rotation rapide qui sont affectés essentiellement à la production d'électricité. Ce sont ces derniers types qui nous intéressent plus particulièrement.

L'énergie cinétique du vent est récupérée sous forme mécanique grâce au rotor, puis en électricité grâce à un multiplicateur (boîte de vitesse) reliant le rotor à un générateur électrique. Celui-ci peut-être relié au réseau de distribution d'électricité.

Le mât au sommet duquel le rotor est fixé et la fondation sur laquelle repose celui-ci sont évidemment deux autres éléments essentiels d'une éolienne.

Enfin, la production d'énergie éolienne peut se concevoir à partir d'une éolienne isolée raccordée ou non au réseau électrique ou à partir d'un parc de plusieurs éoliennes (ferme éolienne) dans ce cas raccordées au réseau.

La puissance P_w correspondant à l'énergie cinétique transportée par le vent au travers d'une surface S est égale à :

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3,$$

ρ étant la densité de l'air (1.293 kg/m³ aux conditions normales de pression et température).

Seule une partie de cette énergie peut être transférée à une turbine balayant la surface S . La limite théorique est donnée par le théorème de Betz et correspond à 59 % de la puissance du vent.

Cette limite théorique ne peut toutefois être atteinte en raison des caractéristiques mécaniques du rotor (taux d'absorption de l'énergie éolienne, pertes par effet de sillage dans le cas de fermes éoliennes, pertes par encrassement des pales, pertes dues au verglas,...), et des performances de conversion électrique. Le rendement réel est actuellement de l'ordre de 90% de ce rendement théorique.

Enfin, une éolienne est caractérisée par des conditions de fonctionnement correspondant à une puissance nominale directement proportionnelle à la surface balayée par son rotor :

En général, les éoliennes actuelles sont pourvues d'un anémomètre mesurant la vitesse du vent en permanence. Ce n'est qu'au-delà d'une certaine vitesse que la friction du rotor peut être compensée. Cette vitesse dite de démarrage v_d est en moyenne de l'ordre de 4 m/s. A partir de cette vitesse, la puissance produite augmente rapidement avec la vitesse. Enfin, lorsque la vitesse atteint le niveau maximum admissible (vitesse nominale v_n) pour l'éolienne installée, les mécanismes de commande assurent la régulation à la puissance nominale. La vitesse nominale correspondante est en général de l'ordre de 15 m/s. La puissance nominale est donc fournie par :

$$P_n = 0.59 \cdot h \cdot \frac{1}{2} \cdot r \cdot S \cdot v_n^3$$

où h représente le rendement mécanique de la turbine.

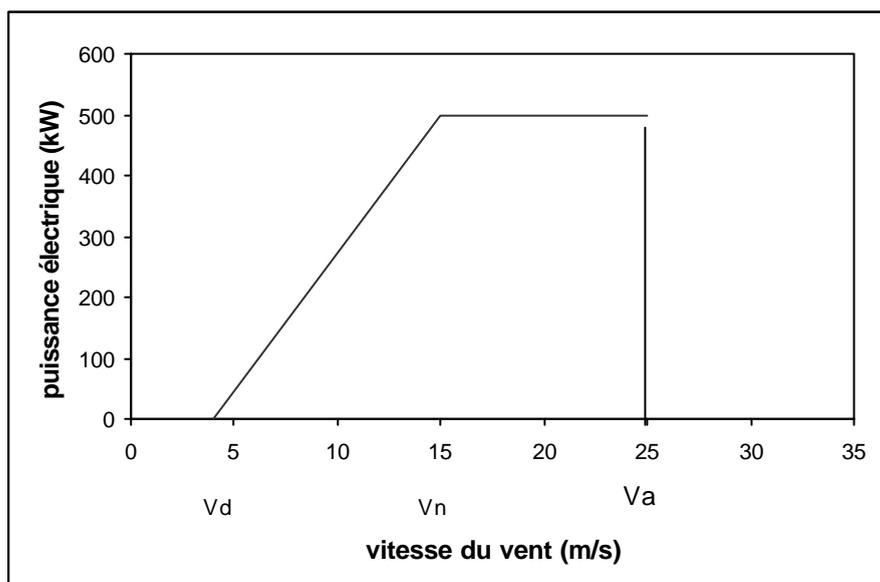


Figure 48 : Courbe schématique de puissance électrique d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent (V_d : vitesse de démarrage, V_n : vitesse nominale, V_a : vitesse d'arrêt)

Enfin, le système de commande arrête le rotor à partir d'une vitesse d'arrêt (v_a) de l'ordre de 25 m/s pour éviter des dommages

On peut établir le classement suivant en fonction des puissances caractéristiques des éoliennes (Tableau 25). Dans le cadre de cette étude, nous ne retiendrons que les éoliennes de grande taille actuellement le plus souvent installées : au cours des dix dernières années, la puissance par éolienne est passée de 100 kW à 600 kW. A titre d'exemple, les deux dernières éoliennes installées en Belgique à Hasselt et à St Vith ont une puissance nominale respective de 600 et 500 kW et un diamètre de l'ordre de 40 m chacune et d'une hauteur de 50 m.

En outre, des turbines de puissance supérieures au MW sont déjà installées actuellement et c'est aussi dans ces gammes de puissances que l'on attend les progrès les plus importants.

Taille	Puissance nominale (kW)	Diamètre du rotor (m)	Surface balayée (m ²)	Hauteur du mât (m)
Petite	De 1.5 à 20	De 3 à 10	De 7 à 80	De 10 à 36
Moyenne	De 20 à 200	De 10 à 25	De 80 à 500	De 20 à 50
Grande	De 200 à 1500	Plus de 25	Plus de 500	De 40 à 80

Tableau 25 : Classification des différents types d'éoliennes en fonction de leur puissance nominale, de leur diamètre et de la hauteur du mât
Source : RETscreen

3 Conditions de rendement exogènes

Pour une distribution des vitesses de vent $f(v)$ sur un site donné, la puissance théorique utilisable par une éolienne est obtenue par la formule suivante³⁷ :

$$P_u = 0.59 \cdot \frac{1}{2} \cdot r \cdot \left[\int_{v_d}^{v_n} f(v) v^3 dv + v_n^3 \int_{v_n}^{v_a} f(v) dv \right]$$

Selon la vitesse moyenne sur un site et la distribution de probabilité des vitesses, les conditions optimales de fonctionnement d'une éolienne seront rencontrées pendant un nombre d'heures plus ou moins élevé. On définit le taux de disponibilité (%) comme étant le rapport entre la durée de fonctionnement sur l'année divisée par la période pendant laquelle les conditions de vent correspondent aux gammes de fonctionnement de la turbine. Il est de plus de 90% en moyenne en Europe du Nord. Le nombre d'heures équivalentes (kWh/kW) est la quantité d'énergie produite annuellement divisé par la puissance nominale.

L'énergie annuelle par unité de surface de rotor produite théoriquement par une éolienne sous une vitesse v peut donc être représentée par la formule :

$$E = 3.3 \cdot v_n^3$$

Le rendement réel est cependant inférieur au rendement théorique et se situe autour de 90% de celui-ci. L'énergie produite annuellement par les turbines installées en Europe du Nord se situe donc dans des valeurs de 1000 à 1500 kWh/m².

Le facteur de charge (F_c) (%) est le rapport entre l'énergie produite annuellement (E_a) et la quantité que la turbine pourrait produire sous une puissance égale à la puissance nominale. Sa valeur annuelle est de l'ordre de 20 à 25% en Europe du Nord (le facteur de capacité est d'environ 35% à Zeebrugge).

On déduit que ce facteur dépend des conditions de vent sur le site et trois vitesses caractéristiques de la turbine (v_d , v_n , et v_a) : Plus l'intervalle compris entre la vitesse nominale et la vitesse de démarrage est important plus le facteur de capacité sera important. L'un des objectifs des recherches menées actuellement est précisément d'élargir cet intervalle.

Il faut également noter que sur un site donné, la vitesse moyenne du vent augmente avec l'altitude selon un profil (profil de cisaillement) qui dépend des caractéristiques de rugosité du sol - végétation, dénivelé,.... Ainsi si l'on passe d'une altitude de 25 m à 40 m, la facteur de charge peut augmenter d'environ 5%.

D'une manière générale, la vitesse du vent v augmente avec l'altitude h selon la relation :

$$v = v_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0} \right)^n$$

où l'indice 0 correspond à l'altitude de référence pour laquelle la vitesse est mesurée (souvent 10 m). L'exposant n dépend de la nature du sol (végétation, relief). Il est relié au coefficient de cisaillement qui peut varier de 0.10 (sol peu rugueux et peu accidenté) à 0.25 (sol rugueux et accidenté). Malet³⁷ recommande cependant l'exposant 0.14. Cette valeur est en effet assez représentative des sites choisis pour installer une éolienne puisque elle correspond à un terrain de type prairie (voir Tableau 26).

Nature du sol	Valeur de n
1. plat : lac, mer, marécage, herbe rase	0.08 à 0.12
2. léger relief : champs, cultures, pâtures	0.13 à 0.16
3. fort relief : boisement, zones peu habitées	0.20 à 0.23
4. très fort relief : villes	0.25 à 0.40

Tableau 26 : Valeurs du coefficient de cisaillement pour différents types de terrain
Source : Guide des Energies renouvelables, Région Wallonne

Il existe une bonne corrélation entre le facteur de capacité et la vitesse moyenne du vent (Figure 49)

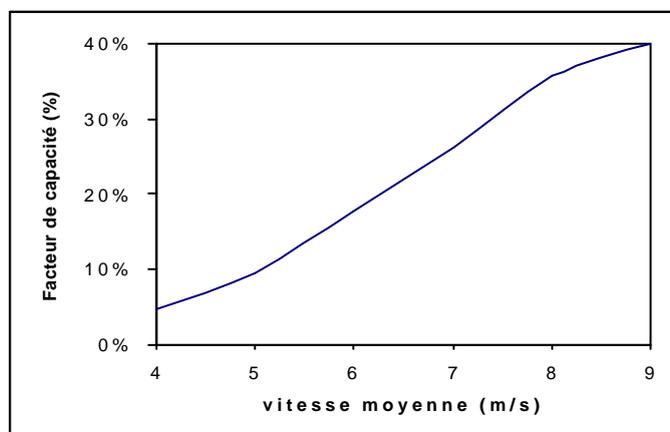


Figure 49 : Facteur de capacité en fonction de la vitesse moyenne du vent
Source : ETSU³⁸

On peut dès lors établir une courbe schématique représentant, pour site donné la variation du facteur de charge avec l'altitude. Celle-ci est représentée à la Figure 50.

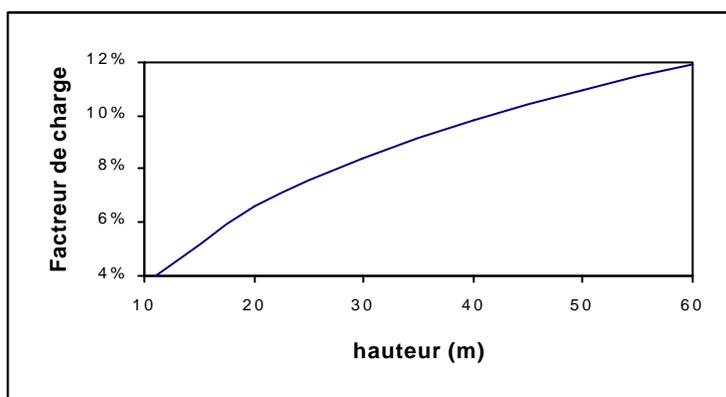


Figure 50 : Variation du facteur de charge avec l'altitude

4 Evolution future

Les recherches menées visent à améliorer le taux de disponibilité (par une capacité de fonctionnement à des vitesses de vent plus faibles), une diminution des coûts (allégement du mât) et une diminution du bruit.

Les données d'évolution de coût pour les années passées montrent qu'en moyenne le coût tend à se stabiliser. Cependant, les experts estiment que pour les puissances les plus installées à l'heure actuelle, des améliorations pourront encore apparaître.³⁹

5 Potentiel et taux de pénétration

Il n'est pas possible, dans le cadre de cette étude, de réaliser une évaluation détaillée du potentiel d'énergie éolienne pour la Belgique. Cela impliquerait un recensement des sites potentiels et la réalisation au cas par cas de la mesure des fréquences et des vitesses de vent.

Sur base de données de répartition géographiques par tranches de vitesses moyennes du vent, une carte des vents a été réalisée pour l'Europe dans le cadre de l'étude TERES. Les données sont reprises dans le Tableau 27.

Vitesse (m/s)	Surface (km2)
<4	~0
4-5	19000
5-6	9000
6-7	2000
>7	0

Tableau 27 : Vitesses moyennes de vent en Belgique à une hauteur de 25 m
Source : TERES I

A partir des résultats décrits précédemment, nous pouvons réévaluer les vitesses correspondantes à celles qui seraient mesurées à l'altitude du mât (40 à 50 m) et évaluer le facteur de capacité moyen. La puissance développable peut être évaluée en tenant compte des possibilités d'implantation de parcs d'une puissance de l'ordre de 300 kW et en intégrant également les possibilités d'installation d'éoliennes isolées.

Pour les parcs d'éoliennes, il y a lieu de tenir compte des pertes par effet de sillage, c'est-à-dire des pertes résultant du fait que les éoliennes masquées sont moins exposées au vent. Ces pertes peuvent représenter 0% à 20% selon la configuration du parc et selon le terrain. Elles devraient demeurer inférieures à 5% dans un parc bien conçu. De telles conditions impliquent de respecter une distance minimale entre deux éoliennes correspondant à une distance de 5 à 10 diamètres.

Dans ce premier cas, on considère en outre qu'en moyenne les parcs sont distants de 20 km. Cette hypothèse a été suivie par la VUB.

Pour la seconde série d'installations (le long de canaux, sur des sites agricoles ou sur des surfaces inoccupées), on considère que 0.5% du territoire peut être disponible à raison de 4 MW/km², de manière à assurer un éloignement suffisant du voisinage (une distance équivalente à 10 fois le rayon du rotor). C'est également la valeur retenue dans une étude menée pour la Commission Européenne⁴⁰.

A ces surfaces intérieures s'ajoutent les possibilités d'implantation off shore où les vents sont favorables. Le potentiel éolien au large des côtes de la Mer du Nord sera à moyen terme valorisé au moins partiellement puisque le gouvernement devrait dans les mois à venir, lancer un appel d'offre pour l'installation d'un parc de 100 MW.

hauteur du mât (m)	vitesse moyenne à la hauteur du mât (m/s)	surface totale (km ²)	Nombre d'éoliennes par site	puissance développable (MW)	Facteur de capacité F _c (%)	Energie annuelle (GWh)	Energie annuelle (%)
50	5,0	19000	17	76	11%	71	4
40	5,9	9000	17	143	17%	235	4.4%
40	6,5	2000	17	32	22%	62	14.6%
25	7,5		40	200	30%	518	32.1%
<i>Sous-total</i>		<i>30000</i>	<i>17</i>	<i>451</i>		<i>886</i>	<i>54.9%</i>
50	5,0	19000	1	380	11%	354	21.9%
40	5,9	9000	1	180	17%	296	18.3%
40	6,5	2000	1	40	22%	78	4.8%
<i>Sous-total</i>		<i>30000</i>		<i>600</i>		<i>728</i>	<i>45.1%</i>
Total				1051		1614	100,0%

Tableau 28 : Estimation du potentiel d'énergie éolienne pour le Belgique en fonction de la vitesse moyenne du vent et pour des productions en parc ou pour des éoliennes isolées

Selon ces estimations, une grande part de l'énergie qui pourrait être techniquement produite le serait par les éoliennes isolées. Cependant, la majeure partie de celle-ci correspondrait à des valeurs faibles du facteur de capacité. Au total, un tiers de l'énergie proviendrait de régions de vents moyens de l'ordre de 6 m/s à une hauteur de 40 m. Un cinquième de l'énergie pourrait être obtenue sous des vitesses de 6.5 m/s. Enfin, la production off-shore à elle seule fournirait 32% du potentiel éolien.

6 Conditions de rentabilité économique

6.1 Coûts d'investissement

L'investissement *I* d'une éolienne ou d'un parc d'éoliennes comprend les coûts relatifs à

- L'étude de faisabilité : inspection du site, évaluation du potentiel, évaluation environnementale, conception préliminaire, estimation des coûts, préparation du rapport, gestion du projet, déplacements
- Le développement : négociation du contrat d'achat d'électricité, approbation et permis, arpentage, financement du projet, services comptables et juridiques, gestion du projet, déplacements
- L'ingénierie : localisation des éoliennes, conception mécanique, conception électrique, appels d'offres et contrats, surveillance des travaux
- Les équipements énergétiques : éolienne, pièces de rechange, transport
- Les infrastructures connexes : fondations, érection, chemins d'accès, lignes et postes de raccordement, transport

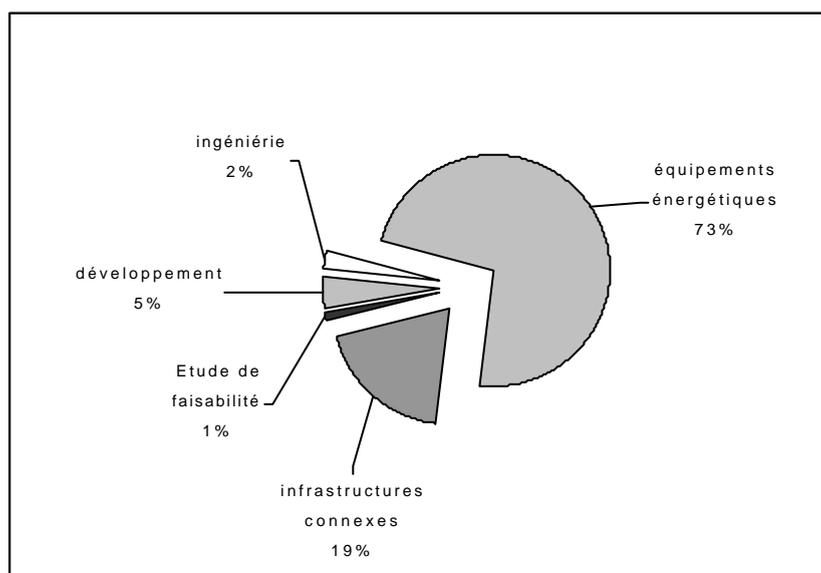


Figure 51 : Répartition des coûts d'investissement d'installation d'une éolienne

Source : Retscreen

Comme l'indique la Figure 51, le coût lié à l'éolienne (turbine, générateur, mât, commande de contrôle) représente la part la plus importante). Viennent ensuite les coûts relatifs aux équipements connexes et principalement les coûts de raccordement et les fondations.

Rapporté à la puissance installée, le ratio de coût unitaire d'investissement total $I_{up} : I/P$ est actuellement de l'ordre de 50000 à 55000 BEF/kW installé pour les éoliennes installées on-shore. Ce sont les ordre des grandeurs qui ont été rapportés suite à l'installation des deux éoliennes à St Vith et à Hasselt⁴¹.

Le coût de la turbine représente la part la plus importante de l'ensemble des coûts d'une éolienne. Il dépend fortement des conditions particulières. Il faut compter des coûts variant entre 40000 et 45000 BEF/kW pour des puissances de l'ordre de 500 kW.

Pour les éoliennes de plus d'un MW, on aurait pu croire à des baisses de prix au kWh produit, malheureusement, le peut de production actuel (ou la vigueur du marché) provoque une quasi pénurie et donc un niveau de prix très haut.⁴³

Les autres coûts liés à l'installation (infrastructures électriques, transport, génie civil, administration,...) varient entre 25 et 35% du prix de la turbine installée. Le coût de raccordement au réseau est de l'ordre de 6000 à 8000 BEF/kW pour un parc moyen de 10 MW : Les coûts de raccordement pour le futur site de 5 MW à Roderhohe (Bütchenbach) sont estimés à 40 millions BEF⁴².

Pour les éoliennes off-shore, le coût relatif aux fondations est nettement plus important et fait monter le coût d'investissement total à 75000 BEF/kW.

D'ici une dizaine d'années, les coûts d'investissement pourraient diminuer jusqu'à 40000 BEF/kW pour les éoliennes on-shore et environ 60000 BEF/kW pour les éoliennes off-shore. La rentabilité des éoliennes augmentera également grâce à une amélioration de rendement que nous estimons à 10% du rendement actuel.

6.2 Coûts d'entretien et de maintenance

Les dépenses d'exploitation et d'entretien-maintenance annuelles comprennent les dépenses courantes d'exploitation et d'entretien, celles relatives à la maintenance préventive et exceptionnelle et enfin les assurances et taxes directement imputables au projet.

On peut considérer que les dépenses moyennes d'exploitation et d'entretien-maintenance D_{em} sont constantes et égales chaque année à un pourcentage K_{em} des dépenses d'investissement initial I . Pour les projets de type ferme, les coûts de maintenance représentent de l'ordre de 1% du coût d'investissement par an. En plus il faut ajouter le prix des assurances (1%) et 1% correspondant au reconditionnement. Au total, on arrive à 3.0% du coût de l'investissement. Dans certains cas, on peut descendre jusque 2%.

En ce qui concerne les éoliennes isolées, l'expérience montre que les coûts de maintenance et d'entretien représentent de l'ordre de 1% de l'investissement initial. On considère généralement que le volume d'intervention pour l'entretien équivaut à 4 jours par année et par an⁴³.

année	type	I_{up} (BEF/kW)	O&M (%)
1995	éolienne isolée	52500	1%
	ferme	52500	2%
	parc off shore	75000	3%
2010	éolienne isolée	40000	1%
	ferme	40000	2%
	parc off shore	60000	3%

Tableau 29 : Valeurs typiques des coûts d'investissement et d'entretien-maintenance pour les différents types de sites en 1995 et en 2005

Sur base de ces valeurs, nous pouvons évaluer le coût global actualisé pour les potentiels repris au Tableau 28. En prenant un taux d'actualisation de 6% et une durée d'amortissement de 20 ans, nous obtenons les valeurs suivantes :

hauteur du mât (m)	vitesse moyenne à la hauteur du mât (m/s)	puissance développable (MW)	Facteur de capacité Fc en 1995 (%)	Energie annuelle en 1995 (GWh)	Energie annuelle (%)	CGA (BEF/kWh) - 1995	CGA (BEF/kWh) - 2010
50	5,0	76	11%	71	3%	6.3	4.2
40	5,9	143	17%	235	10%	3.9	2.6
40	6,5	32	22%	62	3%	3.0	2.0
25	7,5	200	30%	518	24%	3.4	2.4
<i>Sous-total</i>		<i>451</i>		<i>886</i>	<i>40%</i>		
50	5,0	380	11%	354	30%	5.5	3.6
40	5,9	180	17%	296	23%	3.4	2.2
40	6,5	40	22%	78	7%	2.6	1.7
<i>Sous-total</i>		<i>600</i>		<i>728</i>	<i>60%</i>		
Total		1051		1614	100%		

Tableau 30 : Coût global actualisé de l'énergie éolienne pour les différents types de site

Ces résultats nous permettent d'établir une courbe du coût de l'énergie éolienne en fonction du pourcentage de potentiel technique valorisé. Celle-ci est fournie à la Figure 52.

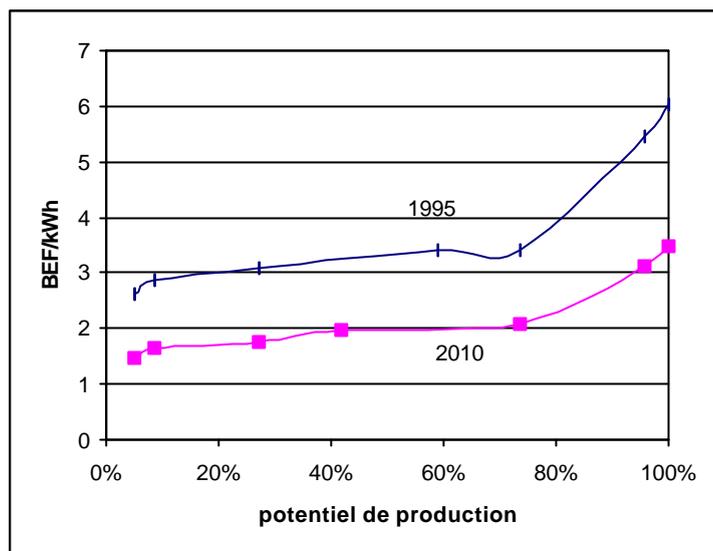


Figure 52 : Courbe de coût de production d'énergie éolienne en fonction du pourcentage du potentiel technique de production

Actuellement, le prix de rachat total de l'électricité d'origine éolienne est de l'ordre de 3 BEF/kWh. La courbe obtenue indique que 20% environ du potentiel calculé est économiquement rentable, soit de l'ordre de 320 GWh/an. A un horizon 2010, les estimations réalisées indiquent que plus de 90% de ce potentiel pourrait devenir rentable.

Bibliographie

¹ Bourdaire, J.M., *Biomass energy : key issues and priority needs*, in Biomass energy : key issues and priority needs, proceedings of the IEA-OECD conference held in Paris the 3-5 February 1997, pp. 23-33.

CTBA, *Le chauffage au bois*, Cahier du Centre Technique du Bois et de l'Ameublement, 9^{ème} édition – décembre 1981, tirage juin 1986, 46 p.

² Kröplin, P., *The importance of small biomass stoves for future energy supply from « the point of view of the builders of tiled stoves*, in Biomass for energy and industry, proceedings of the international conference, Würzburg, Germany, 8-11 June 1998, pp. 67-69.

³ DGXVII, *Livre blanc pour le développement des énergies renouvelables*, Commission européenne, Direction générale de l'énergie, 1996.

⁴ INS, *Recensement de la population et des logements*, Institut National de Statistique, 1991.

Institut Wallon, *Inventaires des énergies renouvelables en Belgique – 1995*, Etude réalisée pour le compte d'EUROSTAT, Septembre 1996, Institut Wallon, 20 p.

⁵ WOODSUSTAIN, *Contributions des filières bois-énergie au développement durable en Belgique*, rapports de coordination intermédiaires 1998 et 1999, Groupe Energie Biomasse, Université catholique de Louvain, 1999.

⁶ Strehler, A., Main problems with planning, construction and use of wood furnaces for dwellings – experience from consulting activities based on Bavarian research projects, in Biomass for energy and industry, proceedings of the international conference, Würzburg, Germany, 8-11 June 1998, pp. 1344-1347.

⁷ Dk-Teknik, *Wood chips for energy production : technology, environment & economy*, The Centre of Biomass Technology, Danish Technological Institute, 1993, 47 p.

⁸ Sjunnesson et al., *Biomass conversion technologies : achievements and prospects for heat and power generation*, European Commission, 1998, 178 p.

⁹ Aubert, C., *Poêles, inserts et autres chauffages au bois : les nouveaux matériels, performants et économes*, Terre vivante en collaboration avec l'AGEDEN, 1999, 101 p.

¹⁰ Gröbl et al., *Biomass tank : an innovative distribution system*, ZREU, 1998.

¹¹ Lasselberger, L., *Biomass furnaces for central heating systems*, in Biomass for energy and industry, proceedings of the international conference, Würzburg, Germany, 8-11 June 1998, pp. 220-223.

¹² Feeds, *Le bois-énergie en Europe : évaluation du potentiel mobilisable à l'horizon 2020, impacts sur l'environnement global et conditions socio-économiques de sa mobilisation*, in Les Cahiers du CLIP, numéro 8, Janvier 1998, Fuelwood in Europe for Environment and Development Strategies, pp. 112.

¹³ REMS, *Renewable Energy Multimedia System*, EUREC, <http://nmrc.ucc.ie/groups/solar/remshome>

¹⁴ Schmidl, J., *Bioenergy in the European low-temperature heat market*, Austrian Biomass Association, in Biomass for energy and industry, proceedings of the international conference, Würzburg, Germany, 8-11 June 1998, pp. 319-323.

-
- ¹⁵ Launhardt, T., *Formation of dioxins & PAH in domestic wood furnaces – contamination of flue gas, ashes & chimney soot*, in Biomass for energy and industry, proceedings of the international conference, Würzburg, Germany, 8-11 June 1998, pp. 249-252.
- ¹⁶ Hubin, I., Schenkel, Y., *Toutes les raisons pour lesquelles vous ne vous chauffez pas au bois*, CRA – station de génie rural, Journée énergie-bois du 17 octobre 1997, Bastogne, actes publiés par l'Institut Wallon.
- ¹⁷ Dubreucq, E., *Problématique spécifique des chaufferies bois de petite puissance*, 1998.
- ¹⁸ ZREU, 1995. *Solar collectors and their field of application*. European Commission DG XVII.
- ¹⁹ Institut Wallon, 1997. *Les systèmes solaires pour la production d'eau chaude sanitaire*. Actes du colloques "Les chauffe-eau solaires en Belgique : fiables ou abordables", juin 1997.
- ²⁰ Cabriol T., Roux D., 1984. *Chauffage de l'habitat et énergie solaire – 2. Chauffage solaire de l'habitat*. Edisud, France.
- ²¹ APERE, 1994. *Guide des énergies renouvelables*. Ministère de la Région wallonne, Namur.
- ²² Paul Cobut, Electrabel, Communication personnelle
- ²³ *Renewable energy technologies: status and expectations*, ECN, the Netherlands, 1997
- ²⁴ *Renewable energy technologies: status and expectations*, ECN, the Netherlands, 1997
- ²⁵ Commission Européenne – DGXII (Photovoltaics in 2010 - 1996
- ²⁶ *Energy policy in the greenhouse – renewable power*
- ²⁷ Institut Wallon - Generg, *La petite cogénération Pourquoi? Pour qui?*, guide réalisé pour le Ministère de la Région Wallonne et la DGXVII (Programme SAVE)
- ²⁸ *Small-scale cogeneration in non-residential buildings*, DGXVII - Commission Européenne, 1992
- ²⁹ Technologisch Instituut en VITO : *Mini-WKK Studiedag 7 december 1999*
- ³⁰ VITO, Institut Wallon, *Energetisch potentieel warmtekarakterkoppeling in België*, 1997, Etude réalisée pour le compte d'Electrabel
- ³¹ P.E. Campbell & al., « *Process Simulation of High Temperature Fuel Cells* », *Combustion and Emissions Control II*, Inst. Energy's Int. Conf. Combust. Emiss. Control, Proc. Inst., pp 353-363, 1995
- ³² E. Klemsdal (GPF) & P. Mathevon (EDF), « *1^{ère} opération de démonstration d'une pile à combustible PAFC en France* », JEPAC'99 – Résumé des journées d'études – Piles à combustible – Véhicules et traction électriques – Production d'énergie répartie, Société française de chimie et société française des thermiciens, Paris, 25 et 26 février 1999
- ³³ « *Federal Technology Alerts – Natural Gas Fuel Cells* », The U.S. Department of Energy, 1995.
- ³⁴ P. Biedermann & al., « *On the Environmental Impact of Energy Conversion Systems* », *Electrotechnical Engineering and Energy*, pp 1-23, Plenum Press, New York, 1995.
- ³⁵ Michel Prigent, « *Les piles à combustible, état du développement et des recherches en cours à l'aube 2000* », Institut Français du Pétrole, Rueil-Malmaison, France, 1997.
- ³⁶ Institut Wallon, *Inventaire des énergies renouvelables en Belgique*, 1997, Etude réalisée pour Eurostat

³⁷ Van Der Auwera, L., De Mayer F., Malet L.M., Wind Power Potential in Belgium, IRM, 1982

³⁸ ETSU, "An assessment of Renewable Energy for the UK", 1994

³⁹ Beurskens H.J.M., Sincke W.C., Renewable Energy Technologies : Satus and Expectations, ECN, 1997

⁴⁰ The European Renewable Study, DGXVII, Commission européenne, 1994

⁴¹ Energie 2030 pour St Vith et Interelectra pour Hasselt

⁴² Electrabel

⁴³ Communication de J.L. Chaumel - Association Canadienne d'Energie Eolienne