



Les
cahiers
du

CLIP

Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement

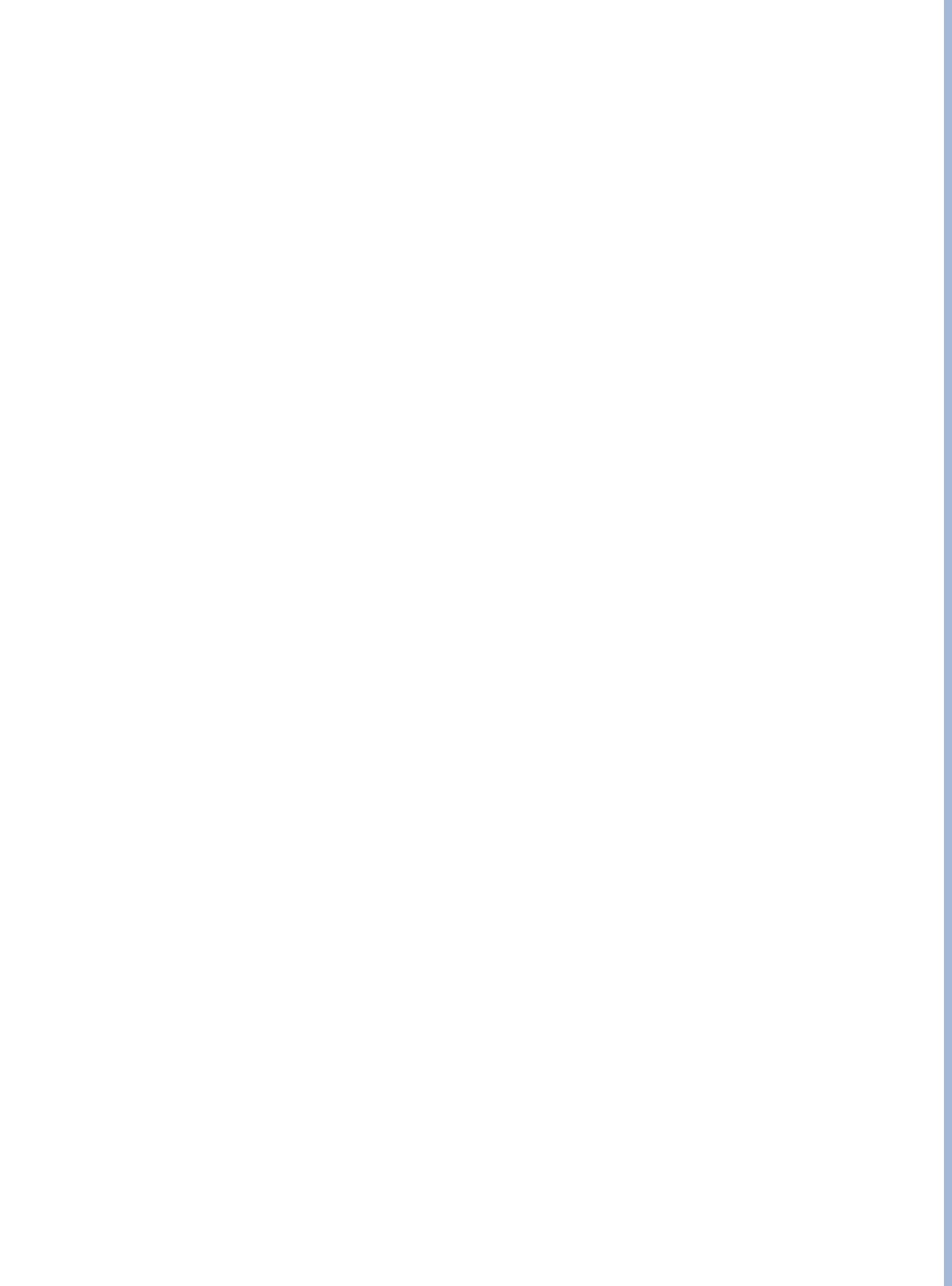
Cogénération et émissions de CO₂

IMPACT DE LA PÉNÉTRATION DE LA COGÉNÉRATION DÉCENTRALISÉE DE FAIBLE PUISSANCE SUR LES ÉMISSIONS DE CO₂ EN FRANCE

Numéro

15

Janvier 2004



CLIP
Club d'Ingénierie
Prospective Energie
et Environnement
6 rue du G^{al} Clergerie
75 016 Paris

Liste des membres

ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
BRGM : Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CIRAD : Centre de Coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement
CNRS : Centre National de la Recherche Scientifique
CSTB : Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
CITEPA : Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique
CEA : Commissariat à l'Energie Atomique
EDF : Electricité de France
GDF : Gaz de France
GIE R.E. PSA RENAULT
IFP : Institut Français du Pétrole
INERIS : Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques
INRA : Institut National de la Recherche Agronomique
INRETS : Institut National de la Recherche sur les Transports et leur Sécurité
ONF : Office National des Forêts
SNCF : Société Nationale des Chemins de Fer Français
SNET : Société Nationale d'Electricité et de Thermique

Des responsables des ministères chargés de l'Environnement, de l'Industrie, de la recherche et du Plan font partie du Comité de Coordination et d'Orientation Scientifique

Directeur de publication : Michel COLOMBIER
Rédaction : Carine BARBIER
Maquette : Ivan PHARABOD

Cogénération et émissions de CO₂

IMPACT DE LA PÉNÉTRATION DE LA COGÉNÉRATION DÉCENTRALISÉE DE FAIBLE PUISSANCE SUR LES ÉMISSIONS DE CO₂ EN FRANCE

Introduction

2

Définition du champ de l'étude

3

Les scénarios énergétiques de référence à l'horizon 2050

25

Besoins
Offre

Les hypothèses des scénarios

38

Le dimensionnement
Les taux de pénétration par secteur
Les substitutions de combustibles
Le calcul des émissions

Résultats

42

La production de chaleur et d'électricité issue de la petite cogénération à l'horizon 2050
Le bilan environnemental
Analyses de sensibilité concernant les piles à combustible

Conclusion

57

Notes

62

Annexes

63

Auteurs

Antoine Bonduelle (INESTENE)
Georgia Plouchart (IFP)
Carine Barbier (CNRS)
Pierre Radanne (MIES)

Cette étude a été financée par l'ADEME, le CNRS, EDF, GDF et l'IFP

Introduction

Après plusieurs décennies de développement en Europe d'outils de production d'électricité centralisés de taille toujours croissante (de 50 MW en 1950 à 1450 MW dans les années 90) associés à des réseaux de transport d'électricité à très haute tension, on assiste à l'émergence simultanée de technologies de production décentralisée associant chaleur et électricité de taille modeste (5 kW à quelques MW).

Parallèlement, le système électrique est confronté à une nouvelle organisation européenne du marché de l'électricité, à une prise de conscience de la vulnérabilité des réseaux aux catastrophes naturelles ou encore à l'aspiration à valoriser des ressources locales, tout cela conduit à analyser les perspectives de pénétration des technologies de cogénération de faible puissance dans les secteurs de l'habitat, du tertiaire et de la petite industrie. Pour accompagner cette évolution, il faut considérer les questions de pilotage du réseau (modalités d'appel de la production décentralisée en cogénération) ; les difficultés de la transition d'un réseau très centralisé vers un système où l'échange d'électricité se fait aussi de bas en haut (sécurité, transformation...).

Dans le cadre des engagements de l'Europe en matière de lutte contre l'effet de serre, différentes solutions de production décentralisée d'énergie sont envisagées, dont le développement des énergies renouvelables (tel que le prévoit la nouvelle directive européenne) et la pénétration de systèmes en cogénération. Nous nous intéresserons ici aux conséquences sur l'environnement de la pénétration significative des technologies de cogénération de faible puissance, les scénarios élaborés tenant compte par ailleurs d'un renforcement de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Parmi les nombreuses questions qui se posent dans ce domaine (problèmes économiques, organisation, sécurité et vulnérabilité d'un réseau en rhizome comportant de très nombreux points sources, etc...) se pose celles des conséquences d'une telle pénétration de nouvelles technologies de cogénération, à la fois sur la ponction de matières premières (énergies fossiles) et sur l'environnement (local et global).

Comme l'étude se projette à un horizon lointain -2050-, on fera l'hypothèse que les technologies en concurrence envisagées ont fait l'objet des recherches nécessaires pour les rendre concurrentielles sur le marché à l'horizon étudié, non seulement entre elles mais aussi par rapport aux technologies existantes. Cette hypothèse simplificatrice permet de se concentrer sur l'analyse des potentiels, et dans le cas d'un développement massif, l'objectif de l'étude est d'analyser sur une longue période les conséquences en termes de ponction de matières premières et d'émissions de CO₂ d'une telle pénétration de technologies diverses de cogénération chaleur électricité (microturbines à gaz, piles à combustible, moteurs divers, etc...) dans les secteurs de l'habitat, du tertiaire et de la petite industrie.

La grande cogénération industrielle constitue un mode de production électrique en base, donc presque constant sur l'année. La petite cogénération est elle pour l'essentiel associée à la production de chaleur des bâtiments du résidentiel et du tertiaire. Elle constitue alors un mode de production de semi-base, son dimensionnement ne pouvant être déterminé en fonction de besoins exceptionnels pour des raisons économiques. Dans certaines branches, cette petite cogénération est davantage présente en base (secteur hospitalier, branches industrielles). Le chapitre suivant précise ces conditions de production. Dans un premier temps, on reconstituera les consommations des trois secteurs étudiés et on identifiera les usages thermiques et électriques auxquels la cogénération peut répondre. Chacun des secteurs habitat, tertiaire et industrie est subdivisé par branches sectorielles dont les besoins thermiques et électriques ont une spécificité horo-saisonnière.

Dans un second temps, les scénarios établis dans l'étude mettent en scène, à côté d'un scénario de référence basé sur un des scénarios du rapport Charpin-Dessus-Pellat, des pénétrations significatives de technologies décentralisées de production simultanée d'électricité et de chaleur par cogénération dans une gamme de quelques kW à 1 MW électrique.

Le champ de l'étude

La définition du champ de l'étude

Les technologies de conversion

Un modèle simple a été développé afin de pouvoir évaluer l'impact de la pénétration des différentes technologies aux dates indiquées et selon les rythmes de renouvellement des équipements, sur :

- les consommations d'énergie primaire et les émissions de CO₂ nécessaires pour l'approvisionnement de chaleur et d'électricité chez le consommateur final : ces données dites ACV (Analyse de Cycle de Vie) prennent en compte toute la chaîne de production du kWh thermique et/ou kWh électrique de l'extraction de la matière première jusque sa consommation chez le client final ;
- les consommations brutes de combustibles (fioul, gaz, GPL, etc.) chez le client. Cet aspect permettra de refléter la densité du réseau de distribution des combustibles au niveau national.

Les performances techniques et les émissions de CO₂ des systèmes de conversion considérés dans cette étude sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

Les systèmes de cogénération

Le principe de base de la cogénération est la production simultanée de chaleur et d'électricité à partir d'un seul combustible. Elle utilise ainsi l'énergie thermique perdue dans les systèmes clas-

siques de production d'énergie mécanique. Cette récupération de chaleur permet d'obtenir un rendement global plus élevé, se situant en moyenne autour de 75 à 85 % contre 40 à 55% dans les filières classiques.

Dans le tableau 1, une comparaison des rendements est effectuée entre une production séparée et une cogénération avec moteur à gaz et dans les deux cas calés pour un besoin de chaleur de 100 et pour une production électrique identique (calculée à partir de celle fournie en cogénération). Si la production de chaleur séparée est à très haut rendement, la production électrique à partir d'un combustible fossile pénalise fortement cette hypothèse.

La tarification

En France, des dispositions réglementaires (arrêté ministériel du 3 Juillet 2001) imposent une économie d'énergie primaire de 5 % pour qu'un projet obtienne le statut de cogénération, avec notamment une valeur minimale du rapport « énergie thermique produite et effectivement utilisée sur énergie électrique produite » fixée à 0,5 (ratio entre la production de chaleur et d'électricité sur la consommation de gaz).

	Systèmes séparés		Cogénération	
	Production de chaleur	Production d'électricité centralisée	Part chaleur	Part électrique
Besoin	100	73	100	73
Rendement	80 %	40 % (1)	49 %	36 %
Consommation de combustible	125	182		204
	307			
Rendement global	56 %		85 %	

Tableau 1
Comparaison des rendements entre systèmes séparés et cogénération

Une tarification particulière, basée sur les « coûts évités », a été mise en place par EDF sur la période 1997-1999. Elle a ainsi favorisé principalement le développement d'unités de cogénération de puissance supérieure à 2 MW, comme les secteurs du grand tertiaire et de l'industrie. Ce procédé est par exemple utilisé dans les hôpitaux, les habitats communautaires, les papeteries dont les caractéristiques de process sont favorables à la cogénération.

Revu en 1999, le contrat d'achat subit une évolution qui avantage les petits projets dont le rendement est important, et désavantage les plus gros projets. Ainsi, l'intérêt de la petite cogénération grandit en France, même si son développement reste limité. Il reste cependant à normaliser la connexion de ces systèmes du point de vue électrique, afin de permettre l'industrialisation à l'échelle européenne des appareils.

Les technologies

Ces dernières années ont vu l'émergence d'une offre de technologies de cogénération destinées à des applications de petites puissances de l'ordre de quelques kW au MW. On compte parmi elles les technologies les plus matures, telles que les moteurs à combustion interne, d'autres, plus récentes, disponibles sur le marché depuis les 5 à 10 dernières années, telles que les mini/micro turbines et enfin celles qui nécessitent encore des investissements en recherche et développement, les Piles à Combustible (PACo) et les moteurs Stirling.

Quatre technologies ont été retenues dans cette étude : les moteurs, les turbines à gaz et les piles à combustible (PACo) à basse température (BT) et celles à haute température (HT).

Les moteurs à combustion interne

Les moteurs à gaz en cogénération couvrent couramment une plage de puissance de 20 kW à 3 MW. Conçus pour des utilisations continues, leur durée de vie est estimée à 40 000 heures ce qui correspond à un fonctionnement de 3600h/an sur une période de 12 ans. A titre indicatif les moteurs pour l'application véhicules s'élèvent à environ 5 000 heures.

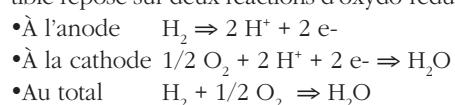
Les turbines à gaz

Parmi les différentes technologies de turbines à gaz on distingue :

- les microturbines dont la gamme de fonctionnement est de 20 à 200 kW. Leur rendement électrique faible à la base (17 %) peut être amélioré jusqu'à 30% par le montage d'échangeurs récupérateurs assurant le préchauffage de l'air de combustion.
- les turbines « Heavy duty » dans la gamme 1 à 10 MW.
- les turbines aérodérivatives fonctionnant pour des puissances de plusieurs dizaines de MW.

Les piles à combustible

Le principe de fonctionnement d'une pile à combustible repose sur deux réactions d'oxydo-réduction :



La production d'électrons à l'anode et leur consommation à la cathode assurent la différence de potentiel qui permet la circulation du courant lorsque la pile est alimentée en air (ou en oxygène) ainsi qu'en hydrogène et qu'elle est placée en générateur dans un circuit électrique.

	Electrolyte	Température de fonctionnement (°C)	Rendement Électrique (%)	Réformage	États de développement
PEMFC	Membrane polymère	70-80	32-40	Externe	Prototypes automobiles et industriels
AFC	Solutions de KOH	60-80	55-60	Externe	Application spéciale et automobile
PAFC	Acide phosphorique	200	36-40	Externe	Phase pré-commerciale
MCFC	Carbonate fondu	650	50-60	Externe/interne	Prototypes industriels
SOFC	Oxydes solides (céramique)	800-1000	50-60	Externe/interne	Tests industriels et en laboratoires
DMFC	Membrane polymère	70-80	34	Interne	Recherche

PEMFC Proton Exchange Membrane Fuel Cell

MCFC Molten Carbonate Fuel Cell

AFC Alkaline Fuel Cell

SOFC Solid Oxide Fuel Cell

PAFC Phosphoric Acid Fuel Cell

DMFC Direct Methanol Fuel Cell

Tableau 2

Principales caractéristiques de divers types de piles à combustible

Source : IFP et Financial Times

Energy : D. Hart et A. Bauen : « Fuel cells clean power, clean transport, clean future », 1998

		Rendements (%)		Emissions CO ₂ (g/kWh de combustible consommé)
Moteur gaz*	actuel ²	36	85	CO2 202
	futur	40	87	
PAC BT	actuel	38	80	202
	futur	42	87	
PAC HT	actuel	53	80	202
	futur	60	90	
Turbine*	actuel	30	85	202
	future	35	85	

* Résultats d'émissions sans catalyse

Il existe six grands types de piles à combustible dont les caractéristiques principales sont résumées dans le tableau 2.

Parmi cet ensemble, deux technologies sont actuellement privilégiées par les acteurs industriels. Il s'agit des deux piles utilisant un électrolyte solide : SOFC fonctionnant à Haute Température (HT) et les PEMFC fonctionnant à Basse Température (BT). Ce sont ces dispositifs qui seront donc étudiés dans la suite du document.

La PEMFC correspond à d'importants développements dans l'industrie automobile, et fait l'objet d'une attention soutenue. Les baisses spectaculaires annoncées sur son coût, ses caractéristiques modulaires et sa température modérée de fonctionnement en font une option de choix pour le développement de la micro-cogénération domestique.

A l'extrême inverse, la pile aux oxydes solides (SOFC) –qui pourrait même par la suite être combinée avec une micro-turbine- ouvre la voie à des rendements très importants, de l'ordre de 60%, le reste de l'énergie étant recyclé en chaleur. Cette pile fonctionne en effet à une telle température qu'elle peut être alimentée directement au gaz naturel.

Ce choix contrasté a l'avantage de conserver le caractère homogène du parc de micro-cogénération, et de donner une marge de sensibilité à l'exercice. Par contre, cette option mériterait dans un travail ultérieur d'être affiné car certaines techniques ne peuvent être adaptées à tous les usages (taille minimale, coûts d'investissement, performances). Les performances techniques et les émissions de CO₂ des technologies de cogénération considérées sont présentées dans le tableau 3.

Dans le cadre d'une analyse ACV, le rendement énergétique et les émissions associées à l'approvisionnement en gaz naturel des systèmes de conversion décentralisés sont respectivement de 92% et 17,8 gCO₂/kWh³.

Les systèmes de production d'électricité centralisés

Les rendements énergétiques et émissions de CO₂ liés à la production et distribution d'électricité centralisée sont présentés dans le tableau 4. Ces données comprennent tout le cycle de vie du kWh électrique : l'extraction, le traitement et le transport de la matière première vers la centrale électrique, la production et les pertes sur le réseau d'électricité.

Les chaudières

Les types de chaudière considérés sont différenciés par leur alimentation : fioul, gaz naturel et GPL. Les facteurs d'émissions de CO₂ de ces combustibles sont présentés dans le tableau 5. Les rendements énergétiques des chaudières sont estimés à 80%.

De même que pour les systèmes de cogénération, on appliquera à ces données les rendements énergétiques et les émissions associées à l'approvisionnement en combustibles (cf. tableau 6).

g / kWh élec.	Rendement	CO ₂
Nucléaire	33 %	26
Charbon	33 %	999
Charbon 2050	45 %	737
Fuel	26 %	938
Gaz	36 %	574
Gaz 2050	51 %	377
Hydraulique	75 %	9

Tableau 3

Performances technologiques et émissions de CO₂ des systèmes de cogénération considérés dans l'étude

Source : IFP, GDF-2002

g / kWh de combustible	CO ₂
Chaudière fioul	267
Chaudière gaz	202
Chaudière GPL	227

Tableau 4

Emissions moyennes de la production électrique « du puits au kWh consommé »

Source : IFP⁴, 2002

en g/kWh	Rendement	CO ₂
GN	92 %	17,8
GPL	93 %	23,9
Fioul	88 %	34,5

Tableau 6

Rendements énergétiques et émissions de CO₂ liés à l'approvisionnement en combustibles des systèmes de conversion décentralisés

Profils énergétiques des parcs de logements, du petit tertiaire, de la petite industrie et agriculture

Le présent chapitre vise à la fois à décrire les secteurs de développement de la micro-cogénération, et à délimiter le champ du potentiel de cogénération dans ces mêmes secteurs. Ainsi, pour chaque secteur identifié, les profils thermiques et les typologies seront analysés. La plupart des profils thermiques qui suivent sont issus de l'ouvrage « *La petite cogénération Pourquoi ? Pour qui ?* » réalisé pour la Commission Européenne⁶ (étude PCPQ). Cette analyse permet d'appréhender les profils des besoins de chaleur par journée type, par semaine et par an. L'objectif final est d'évaluer pour chacun des secteurs étudiés la monotone thermique permettant d'identifier le gisement de cogénération.

Toutes les courbes sont données en pourcentage de consommation thermique

- soit par heure de journée type (et heure de l'année pour les monotones),
- soit par jour de semaine,
- soit par mois de l'année.

Exploitées sous forme d'un tableau, elles permettent de calculer les besoins de chaleur que la cogénération peut valoriser ainsi que les appoiments de base et de pointe. Les graphiques qui suivent présentant des profils de consommation sont utiles pour la compréhension bien que les données ne sont pas utilisées dans les calculs.

Le facteur qui d'une part dimensionne une unité de cogénération et d'autre part conditionne son fonctionnement (dans des conditions économiques optimales) est le besoin de chaleur.

Les parcs de logements

Le résidentiel évolue dans le scénario selon les scénarios de base du travail. Il s'agit en particulier d'analyser les substitutions possibles de chaudières par des systèmes en cogénération. Le déterminant utilisé est le logement par mode de chauffage et combustible. Le profil des besoins de chaleur par journée type pour le secteur résidentiel est donné dans les figures 1, 2, 3 et 4 (sur une base moyenne issue de l'étude PCPQ) :

Dans la figure 4, l'aire délimitée en bleu représen-

te l'optimum de dimensionnement pour le secteur résidentiel. Une bonne valorisation économique de l'équipement implique un fonctionnement sur 2000 h, condition qui n'est réunie que pour 36,6% de la puissance maximale de chauffage appelée. Ces courbes sont des profils types établis à l'échelle européenne. Elles sont exploitées sous forme d'un tableur horo-saisonnier décrit plus loin, pour tenir compte du dimensionnement sur l'année et la semaine des systèmes, ainsi que pour comprendre l'influence de paramètres techniques tels que la modulation en puissance ou la présence de systèmes d'appoint.

Le détail des parcs de logements actuels peut être connu très précisément grâce au recensement de la population⁷. Ceci est illustré par la figure 5, qui présente l'état du parc de logements en France.

Le secteur résidentiel se décompose en deux principales catégories de logements : les maisons individuelles et les logements collectifs. Au total, ce sont 25,4 millions de logements recensés dans ces deux catégories dont 2,6 millions de résidences secondaires et 3,9 millions de logements HLM (17 % des résidences principales). Les résidences secondaires ne seront pas prises en compte dans l'étude, leur occupation se fait majoritairement de Pâques à la Toussaint, période pour laquelle les besoins de chauffage sont faibles. Or la cogénération ne peut pas être économiquement viable pour des utilisations ponctuelles des installations, inférieures à 1500 heures voire nettement moins en moyenne. Les résidences secondaires ont donc été retirées lors du traitement du parc décrit à partir de l'INSEE. Elles représentent 7% des habitations, une proportion qui est ensuite conservée durant le reste du scénario.

Le tertiaire

Chaque branche du tertiaire a une forme caractéristique de sa demande de chaleur, qui a servi à quantifier les potentiels récupérables en cogénération dans le futur. Ces profils sont présentés dans les paragraphes qui suivent, de même

Cogénération et émissions de CO₂

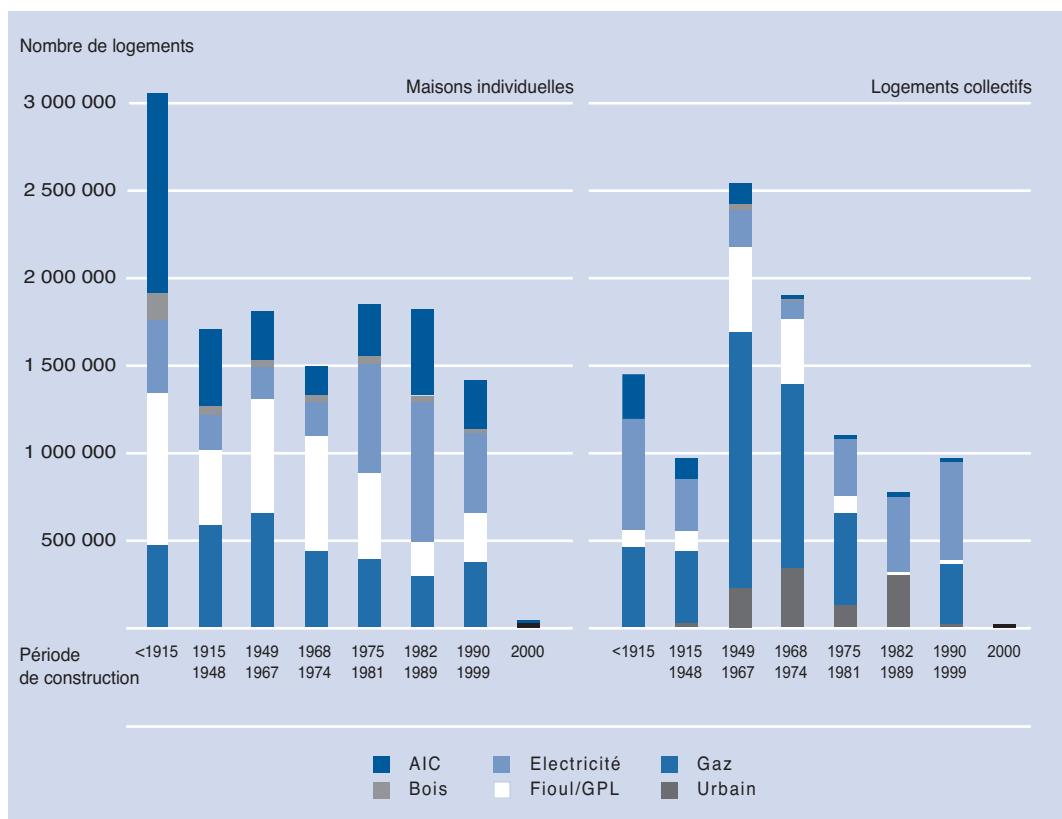
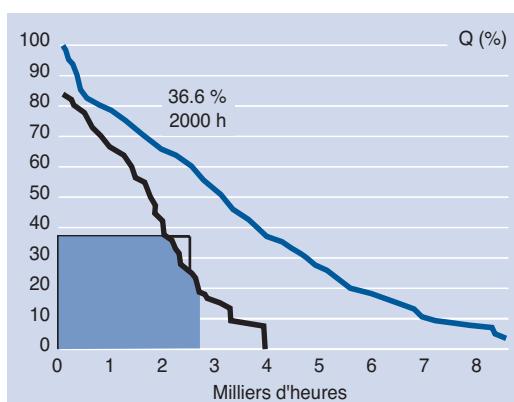
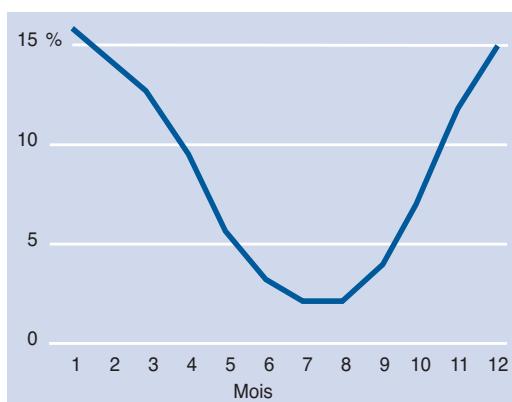
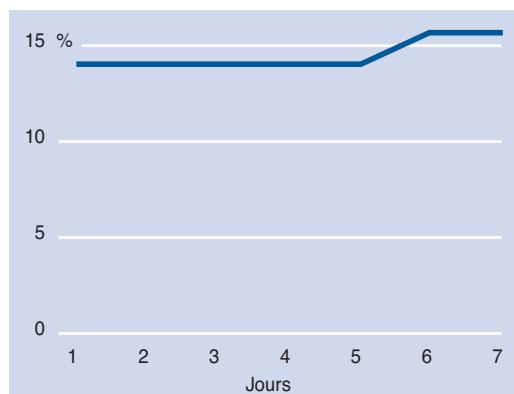
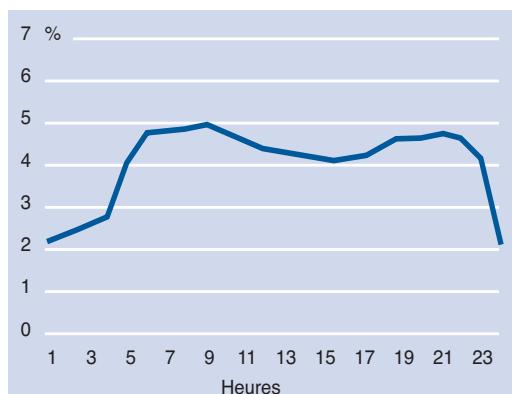


Figure 1
Résidentiel – profil type de courbe de charge thermique

Figure 2
Résidentiel – profil des besoins thermiques par semaine
Source : PCPQ

Figure 3
Résidentiel – profil annuel des besoins thermiques
Source : PCPQ

Figure 4
Monotone thermique du secteur résidentiel
Source PCPQ
Monotone thermique : La courbe supérieure correspond à la monotone thermique réelle de l'utilisateur, la courbe inférieure à la monotone thermique pendant les heures pleines (cf tarifs électriques).

Figure 5
Répartition en 2000 des résidences principales par énergie de chauffage et par âge de construction
Source : INSEE, traitement Instene, recensement 1999

qu'une discussion sur l'influence du déterminant qui préside à la croissance de la branche ainsi que sur des incertitudes possibles. Les secteurs du tertiaire identifiés propices à la petite cogénération sont les bureaux, les cafés, hôtels, restaurants, l'enseignement, les piscines, les commerces et les établissements de santé.

Les bureaux

Le déterminant utilisé pour les bureaux est l'employé. Pour représenter une série du passé, on s'est basé sur les effectifs et la surface dans des branches considérées comme représentatives des bureaux parmi les branches concernées. Parmi ces secteurs, les secteurs à prédominance d'emploi de bureaux sont rassemblés dans le tableau 7.

On a considéré comme base de départ les surfaces indiquées par l'Observatoire de l'Energie qui sont reportées dans le tableau 8.

Les Cafés-Hôtels et Restaurants

Pour le secteur CAHORE qui comporte les cafés, hôtels et restaurants, le déterminant retenu est le m² car il permet de quantifier l'évolution historique et future de l'ensemble de cette activité. La surface a atteint en 2000 52 millions de m² après plusieurs années de croissance erratique liée notamment aux surfaces d'hôtels franchisés. Par ailleurs, si l'on considère le secteur hôtelier uniquement, entre 1988 et 1998, ce secteur est caractérisé par une évolution du nombre total d'établissements qui diminue alors que le nombre de

chambres augmente, du fait d'une augmentation de la taille unitaire des hôtels. Les consommations unitaires peuvent être très variables en fonction de l'hôtel (chaîne ou indépendant), du café ou du type de restaurant. La part des consommations pour les services généraux d'un hôtel peut représenter jusqu'à 60% des consommations totales. Cette part des consommations se retrouve intégrée dans la consommation unitaire par chambre et par an. Les profils des besoins de chaleur sont donnés pour le secteur CAHORE à travers les figures 10, 11, 12 et 13 en pourcentage de besoins thermiques par journée type, par semaine type et par an.

Le profil utilisé constitue une moyenne. En réalité, en terme de courbe de charge par journée type, la forme de la demande thermique sera plus lissée pour les zones climatiques plus clémentes. Les pointes du matin et du soir peuvent également varier en fonction des typologies d'hôtels considérés. La forme hebdomadaire dépendra également de la classe d'hôtel prise en compte ainsi que du type de clientèle accueillie : les hôtels à forte clientèle professionnelle verront leur courbe hebdomadaire marquée par une baisse de la demande le week-end.

L'enseignement

L'évolution des effectifs de l'enseignement –utilisé comme déterminant du secteur- a peu varié entre 1990 et 1999 ; elle est donnée dans le tableau 9 pour chacun des niveaux d'enseignement.

Les profils des besoins de chaleur sont donnés pour le secteur de l'enseignement à travers les graphiques 14 à 17 en pourcentage de besoins thermiques par journée type, par semaine type et par an.

Le profil annuel des besoins thermiques varie en fonction du type d'enseignement pris en compte.

Tableau 7

Secteurs à prédominance d'emplois de Bureaux - Nombre d'employés (en milliers)

Branche NES	Nombre d'employés (en milliers)
Activités immobilières	285
Services aux entreprises	2539
Services aux particuliers	1423
Administrations	2776
Total nombre d'employés	7023

Tableau 8

Surfaces utilisées par les bureaux et commerces

Source : Observatoire de l'Energie, 5 années

	1991	1995	1996	1997	1998	1999
Bureaux	185000	151000	154000	157000	160000	165000
Commerces	169000	173000	175000	177000	179000	182000

Tableau 9

Evolution des effectifs de l'enseignement (en milliers)

	1990-1991	1995-1996	1997-1998	1998-1999
1er degré	6705	6507	6382	6337
2nd degré	5859	5986	5997	5980
Enseignement supérieur	1699	2141	2103	2090
Total effectifs	14262	14634	14482	14407

Cogénération et émissions de CO₂

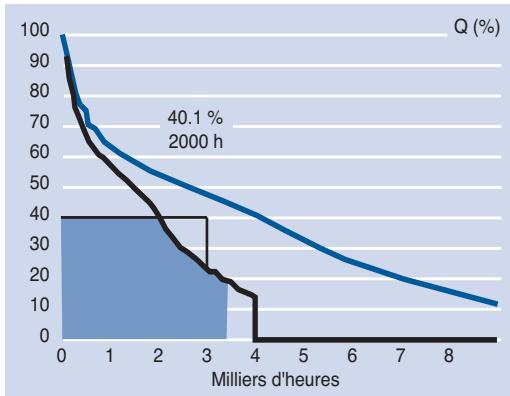
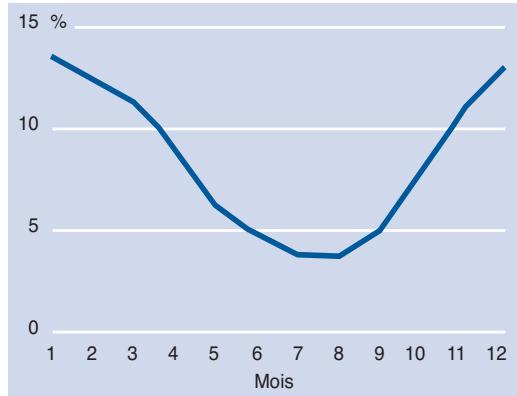
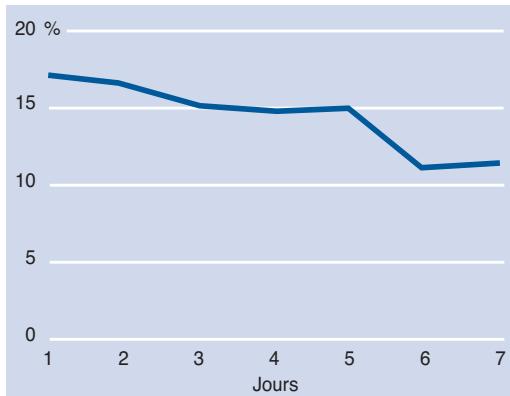
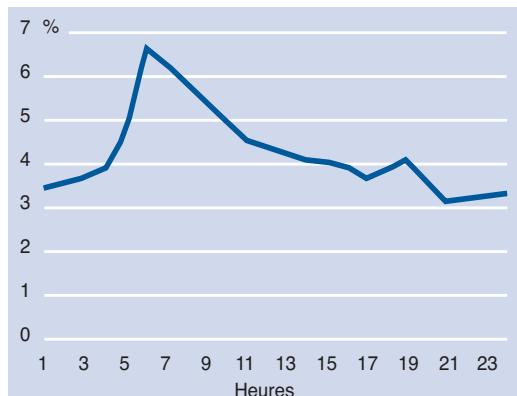
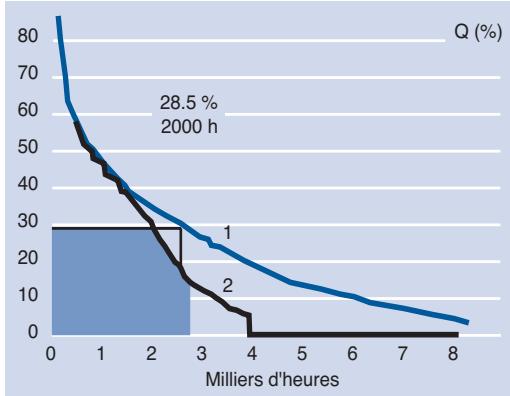
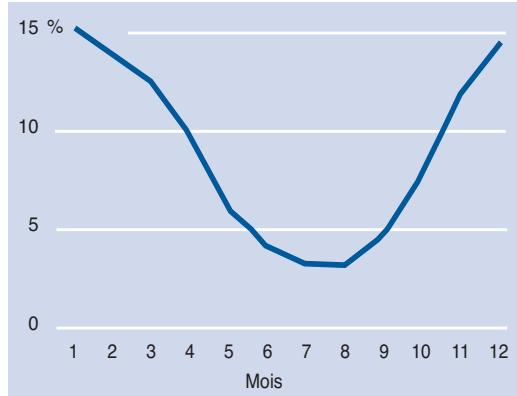
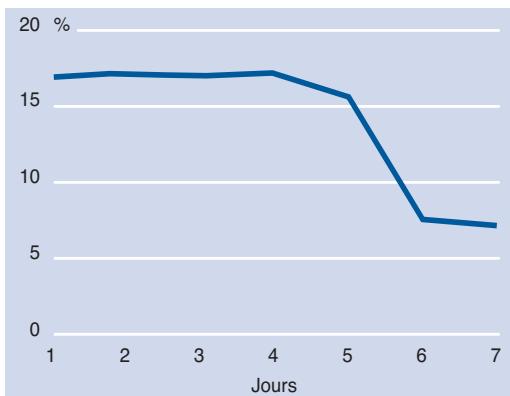


Figure 6
Bureaux – profil type de courbe de charge thermique

Figure 7
Bureaux – profil des besoins thermiques par semaine
Sources : PCPQ

Figure 8
Bureaux – profil annuel des besoins thermiques
Source : PCPQ

Figure 9
Monotone thermique du secteur
Source : PCPQ

Monotone thermique : La courbe supérieure n°1 correspond à la monotone thermique réelle de l'utilisateur, la courbe inférieure n°2 à la monotone thermique pendant les heures pleines (cf. tarifs électriques).

Figure 10
CAHORE – profil type de courbe de charge thermique

Figure 11
CAHORE – profil des besoins thermiques par semaine
Source : PCPQ

Figure 12
CAHORE – profil annuel des besoins thermiques
Source : PCPQ

Figure 13
Monotone thermique du secteur CAHORE

Figure 14

Enseignement – profil type de courbe de charge thermique



Figure 15

Enseignement – profil des besoins thermiques par semaine

Source : PCPQ

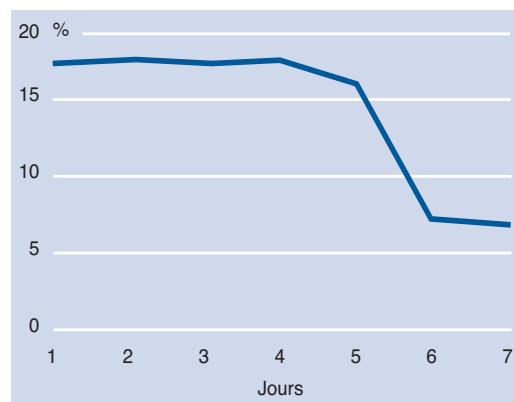


Figure 16

Enseignement – profil annuel moyen des besoins thermiques

Source : PCPQ

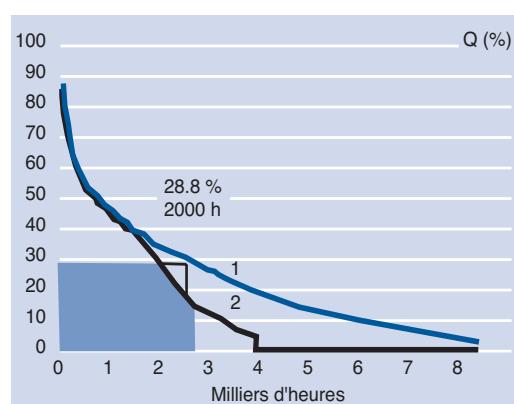
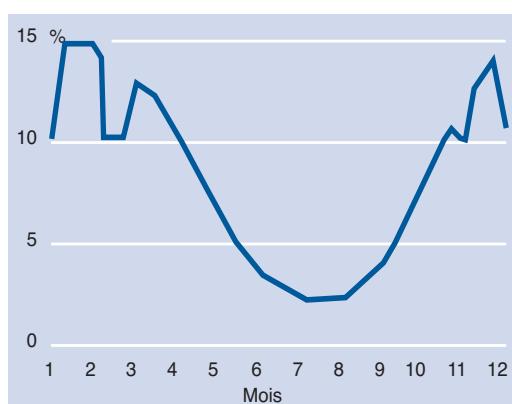


Figure 17

Monotone thermique du secteur de l'enseignement



On distingue deux cas : l'enseignement primaire et secondaire de début occupés de septembre à fin juin, et l'enseignement supérieur qui varie selon les universités et les écoles. Le profil annuel des besoins thermiques donné pour le secteur de l'enseignement dans l'étude « *La cogénération ? Pour qui ? Pourquoi ?* » s'inspire du profil du secteur des bureaux, en raison des similitudes d'occupation journalière. Cependant, le secteur de l'enseignement est caractérisé par des périodes de vacances qui varient en fonction du sous-secteur considéré : primaire, secondaire ou supérieur. En fonction de ces sous-secteurs,

les besoins thermiques vont fortement décroître pendant les vacances d'hiver : fin Décembre et Février. C'est également le cas pour les vacances de Pâques et de la Toussaint. Par contre, les besoins thermiques de la période estivale (Juillet Août) sont quasi - inexistantes car les bâtiments sont pour une large majorité inoccupés.

Les piscines

L'étude sur les besoins énergétiques des piscines a été faite en France par Primagaz dans le cadre du projet Prosmaco. Les sites retenus sont représentatifs des différents climats et types de centres

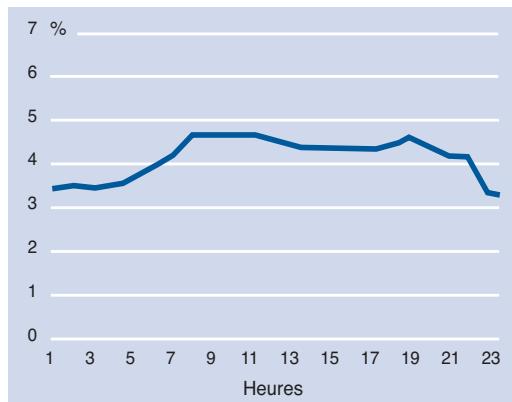


Figure 18

Centres sportifs – profil type de courbe de charge thermique

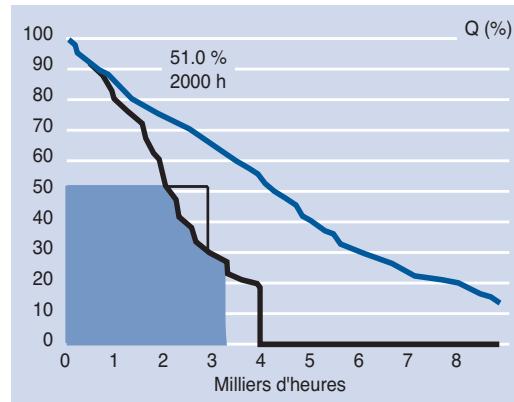


Figure 19

Monotone thermique du secteur des centres sportifs

de loisirs. Les résultats suivants reflètent les besoins énergétiques des piscines :

- Besoins thermiques moyens/an :

2543 kWh_{th}/m² de piscine

- Besoins électriques moyens/an :

793 kWh_{el}/m² de piscine

Les profils des besoins de chaleur sont donnés en pourcentage de besoins thermiques par journée type, par semaine type et par an pour le secteur des piscines par les figures 18 et 19 (issus des centres sportifs).

Ces profils types correspondent à des formes de centres sportifs. Etant donné l'inertie thermique des piscines, la courbe de charge par journée type serait plus lisse alors que la demande annuelle selon qu'il s'agit de piscines intérieures ou de plein air. D'un point de vue statistique permettant de modéliser quantitativement le secteur

des piscines, l'enquête de Primagaz a évalué à 1.500.000 m², l'ensemble des surfaces de piscine en France en 2000. Ce chiffre regroupe les piscines couvertes et non couvertes. Il a été considéré dans l'étude que ces deux types d'installations sont d'importance équivalente.

Les commerces

La répartition des hypermarchés et des supermarchés est décrite dans le tableau 10 à l'aide du déterminant usuel, le mètre carré, donné par l'INSEE.

Quant au profil de consommation, ce sont surtout les besoins de chaleur générés par les supermarchés et hypermarchés qui peuvent justifier de l'installation d'unités de cogénération. Une étude prospective sur la cogénération en Bretagne⁸ a mis en évidence des besoins énergétiques unitaires importants, de l'ordre de 200 kWh/m²/an. Par

	Nombre de magasins (en 2000)	Surface de vente en milliers de m ² (en 2000)
Hypermarchés	1151	6610
Supermarchés *	8000	8796
Total	9151	15406

* Estimations INSEE

Tableau 10

Hypermarchés et supermarchés

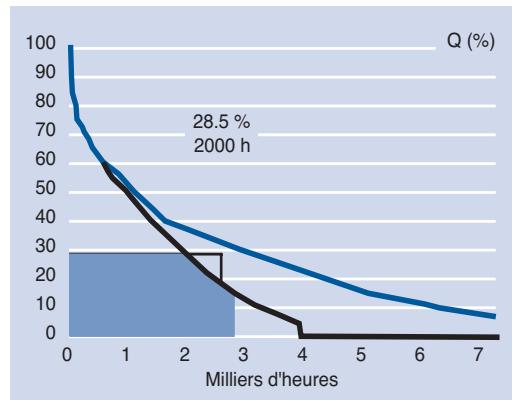
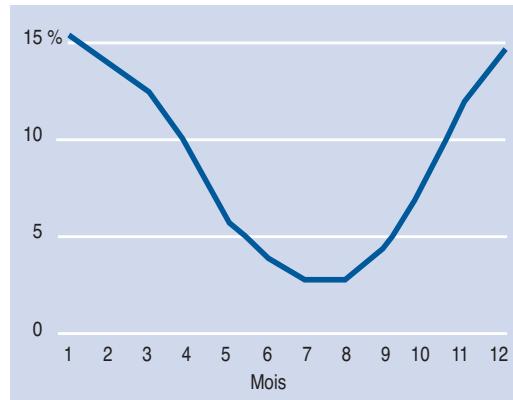
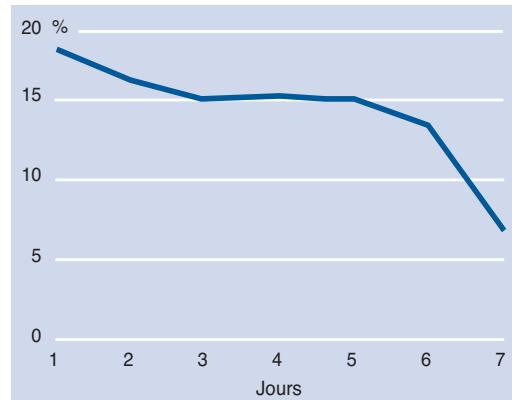
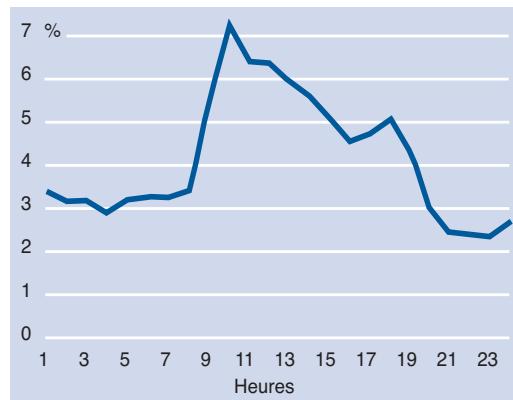


Figure 20

Commerces – profil type de courbe de charge thermique

Figure 21

Commerces – profil annuel des besoins thermiques par semaine
Source : PCPQ

Figure 22

Commerces – profil annuel des besoins thermiques
Source : PCPQ

Figure 23

Monotone thermique du secteur du commerce

ailleurs, les consommations électriques générées par la climatisation et la ventilation sont importante. En effet, la consommation liée à ces deux usages représente 138 kWh électrique/m²/an sur une consommation électrique totale annuelle 200 à 500 kWh/m²/an.

Les profils des besoins de chaleur sont donnés pour le secteur des commerces à travers les figures 20 à 23 en pourcentage de besoins thermiques par journée type, par semaine type et par an.

En fonction de la taille et des ouvertures des commerces considérés, la pointe de la courbe de charge type sera décalée plus tôt le matin et plus tard le soir. Pour les hypermarchés, on observe une pointe le samedi. La courbe de charge par journée type d'ouverture (semaine + samedi) est une courbe moyenne du secteur du commerce. Il en résulte que pour plusieurs sous-secteurs on pourra constater de fortes réductions la nuit (23h-7h) pendant lesquels les besoins thermiques deviennent très faibles et une relance vers 7 ou 8 heures.

Les établissements de santé

En 1999, les établissements de santé en France sont au nombre de 4202, dont 1058 dans le secteur public et 3144 dans le secteur privé. Le

déterminant le plus représentatif de l'évolution du secteur de la santé est le nombre de lits (tableau 11). La surface totale du secteur de la santé représente 84.155.000 m² (donnée 1998) avec une surface moyenne à affecter à un lit (tous espaces confondus) de 131,5 m². En se basant sur les consommations indicatives du « guide technique de l'audit énergétique », chaque lit consomme 17000 kWh/lit/an de chaleur et 28260 kWh d'électricité. Les profils des besoins de chaleur sont donnés pour le secteur de la santé à travers les figures 24 à 27 en pourcentage de besoins thermiques par journée type, par semaine type et par an.

Le profil hebdomadaire est le seul qui pourra fluctuer en fonction du secteur de la santé considéré : il serait pour plusieurs d'entre eux lissé pendant le week-end, notamment les maisons de retraites.

Les statistiques utilisées sur une base globale recouvrent cependant des secteurs distincts dont les profils pourraient être affinés. En particulier, les grands établissements hospitaliers, qui ont un profil très continu d'usage proche d'une grande usine, n'ont que peu à voir avec de plus petits centres plus proches des bureaux du tertiaire.

Pour évaluer le potentiel de petite cogénération, le secteur de la santé constitue un cas différent

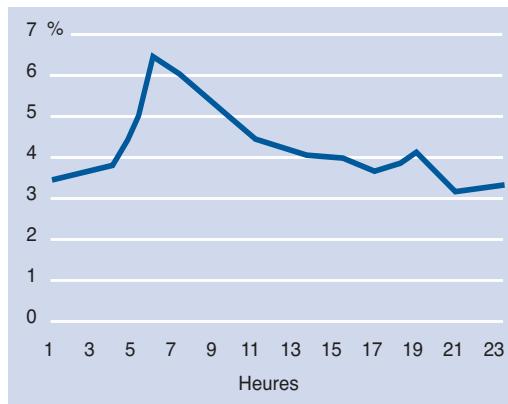


Figure 24
Santé – profil type de courbe de charge thermique

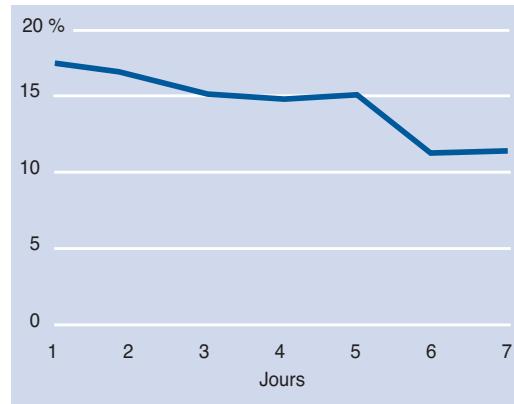


Figure 25
Santé – profil des besoins thermiques par semaine
Source : PCPQ



Figure 26
Santé – profil annuel des besoins thermiques
Source : PCPQ

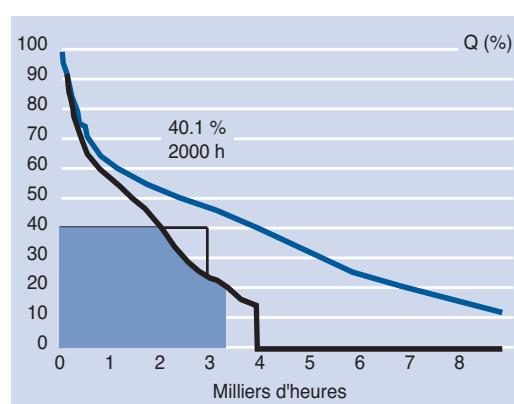


Figure 27
Monotone thermique du secteur de la santé

Cogénération et émissions de CO₂

	1987	1990	1998	1999
Secteur public	374002	363115	323098	318795
Secteur privé	199633	195578	175884	173247
Ensemble	573635	558693	498982	492042

des secteurs précédents, parce qu'il comprend de gros établissements que notre étude ne doit pas prendre en compte car plus intéressés par la grande cogénération que par la petite notamment du fait de l'obligation de production électrique de secours qu'ils doivent respecter. Il s'agit en effet de puissances supérieures au MW. Leur potentiel de grande cogénération a déjà été repris par les scénarios du Plan utilisés à l'horizon 2020.

Pour chiffrer cette cogénération, on se base sur une étude réalisée en 1996 par le CEREN et ERDYN⁹ et sur les travaux du CGP concernant le scénario S2 qui en sont inspirés. L'étude CEREN avait pour objectif d'évaluer les potentiels de la cogénération dans l'industrie et le tertiaire. Elle considérait déjà une puissance de 1600 MW pour le secteur des hôpitaux pour une production électrique de 2,6 TWh et 520 établissements considérés. Cela représentait 75% du gisement estimé dans cette étude pour le tertiaire.

Le résultat global de l'étude CEREN sur le court terme (à l'horizon 2010) correspondait à une partie importante de l'énergie électrique prévue en cogénération à moyen terme dans les exercices du Plan, soit jusqu'à 30 TWh pour 10 GW sur un scénario de rentabilité long terme dont, dans le tertiaire, 2180 MW de puissance et 3,4 TWh de production. Ceci représente (dans une estimation à relativement court terme) les trois quarts du potentiel utilisé par le Commissariat Général au Plan. En effet, le Scénario S2 prévoit sur la fin de la période 2000-2020 un potentiel total de l'industrie et tertiaire de 6 GW de puissance garantie et de production à 40 TWh. Ce calcul a été effectué pour les établissements de grande taille, sur la base d'une extrapolation d'un facteur 20 à partir d'un échantillon du CEREN représentant des établissements de plus de 500 tep/an. Les réseaux de chaleur étaient exclus de l'étude ce qui pose une autre incertitude puisque certains des

plus grands centres possèdent leur propre réseau ou sont reliés à celui des villes attenantes. Ainsi, nous disposons d'un potentiel réalisé sur 520 établissements du secteur, contre environ 10 000 au total en France¹⁰. Le secteur des grands hôpitaux est donc bien représenté dans l'étude CEREN et dans le scénario S2 du Plan. Une extrapolation en proportion représente une production de 4,5 TWh pour une chaleur valorisée de même quantité à l'horizon de 2020.

Si les établissements varient en taille, leur fonctionnement du point de vue des besoins thermiques ne sera pas modifié en terme de profil, si l'on exclut la médecine de ville ou les pharmacies. Par contre, dans l'avenir les besoins en électricité spécifique du secteur pourraient croître fortement, de la même façon que dans le tertiaire marchand. Si on considère que les courbes de besoin de chaleur sont homothétiques entre les grands et les petits établissements, le potentiel pour la micro-cogénération peut alors être obtenu simplement en retranchant les énergies valorisées dans le scénario S2, soit 4,5 TWh d'électricité et la même quantité de chaleur valorisée en cogénération, à quoi s'ajoute la chaleur des apponts soit au total 8,6 TWh retranchés de la base de consommation du secteur (calculée avec un taux d'appoint de 52% sur le secteur). Cette valeur est intégrée de façon linéaire entre 1996 (date de base de l'étude) et 2020. Ensuite le chiffre suit l'accroissement de l'activité de la branche santé. C'est ainsi que notre étude ne prend en compte dans les potentiels qu'une faible partie de la chaleur consommée par les hôpitaux. Ceci représente entre la moitié du potentiel vers 2010 et le tiers en 2050. Ici, les potentiels de chaleur sont donc amputés de celui de la grande cogénération tels que déduit de l'étude CEREN-ERDYN. Le tableau 12 résume les potentiels de la petite cogénération dans le secteur de la santé¹¹.

Tableau 11

Evolution du nombre de lits installés en hospitalisation complète

UNITE = TWh thermique	1990	1995	2000	2005	2010	2020	2050
Santé (scénario CLIP base H2)	13,6	12,7	12	12,3	12,6	13,1	14,4
*Santé/ Hopitaux. Grande Cogénération à déduire	-	-	1,7	3,4	5,2	8,6	9,5
Potentiel considéré	13,6	12,7	10,2	8,8	7,4	4,5	4,9

Tableau 12

Potentiels de la petite cogénération dans le secteur de la santé

Calage sur l'année 2000 des consommations unitaires du secteur tertiaire

L'étude des consommations du tertiaire et sa projection font l'objet de nombreuses discussions et difficultés. Les contradictions abondent, qu'il s'agisse des sources utilisées et de leur périmètre pris en considération, des projections, etc. Pour les besoins de la projection, les consommations par branches ont donc été calées à des fins d'homogénéisation sur les données issues de l'Observatoire de l'Energie du Ministère de l'Economie. Celles-ci ont l'avantage de détailler les consommations de chauffage par combustible, et partant, de permettre une projection cohérente.

Une présentation des consommations d'énergie en TWh thermiques et électriques, issue des travaux du CEREN, est donnée par l'Observatoire de l'Energie¹² (Cf. tableau 13).

L'imprécision des sources sur le tertiaire découle des variations de périmètres retenus dans les statistiques, le tertiaire reste un secteur assez flou dans ses classifications.

Le choix fait par la suite est de considérer que les usages tertiaires étudiés sont suffisamment représentatifs du tertiaire pour conserver les mêmes taux de croissance et de changement d'intensité énergétique que ce secteur dans les scénarios de référence. Les résultats des consommations unitaires recalées dans ces conditions sont affi-

chés dans le tableau 14. On a séparé les besoins d'électricité spécifique et ceux du chauffage, exprimés en kWh, afin de permettre leur projection par la suite. Il s'agit donc d'une recomposition de la consommation unitaire en partant de la consommation du secteur et du déterminant.

La petite industrie

La modélisation concerne les petites industries de moins de 20 salariés, car on considère que de plus grandes unités impliquent l'installation de grosses cogénérations. Les codes NAF60 et 700 sont utilisés pour la désagrégation des sous secteurs de la petite industrie. Les secteurs dont les besoins thermiques sont générés par les procédés de fabrication ou à prédominance de moins de 20 salariés sont présentés dans les chapitres qui suivent.

Les secteurs identifiés propices à la petite cogénération sont les brasseries de petite taille et les blanchisseries et laveries.

Les brasseries de petites tailles

Profils énergétiques

Le profil de fonctionnement d'une brasserie est celui d'un fonctionnement utilisant de la vapeur en continu. Les brasseries qui existent en France varient énormément en fonction de leur taille.

CEREN 1999 (GWh)	CAHORE	Habitat comm.	Santé	Enseignement	Sport, Loisirs, Culture	Bureaux	Commerce	Transport	TOTAL
Fuel	2876	3410	5721	7019	2172	7292	7434	1503	37427
Gaz	3987	2663	6006	9288	4289	12056	8601	1752	48642
Urbain	709	178	1429	1713	313	2478	467	197	7484
Autres Comb.	342	94	385	895	79	1050	525	192	3562
Electricité	1297	706	1126	1001	1317	5471	4085	354	15357
TOTAL	9211	7051	14667	19916	8170	28347	21112	3998	112472

Tableau 13

Energies consommées dans le tertiaire
Source : CEREN

Déterminant		Besoin thermique dont le chauffage électrique	Besoin électrique excluant le chauffage	Nombre de déterminants
Unité	Déterminant	kWh thermique / det / an	kWh électrique / det/ an	chiffres 1999 - 2000
Bureaux	Employé	3385	2781	7022000
CAHORE	m ²	148	362	52500000
Enseignement	Elève	1120	250	14400000
Piscines	m ²	2543	793	1500000
Commerces	m ²	1149	1273	15406000
Santé	Lit	18679	8550	640240

Tableau 14

Consommations unitaires dans le
secteur tertiaire en 2000

Etant donné le cadre de l'étude, seules les brasseries de petite taille sont prises en compte. En terme de consommations énergétiques, les besoins des brasseries varient peu, le process étant similaire d'un établissement à l'autre :

Besoin thermique : 27 à 37 kWh / hectolitre
 Besoin d'électricité : 6,5 à 15 kWh / hectolitre

Typologie

Une étude statistique a été réalisée pour le secteur de la brasserie de manière à modéliser ce secteur. Les brasseries prises en compte dans le cadre du projet sont celles dont la production est inférieure à 200 000 hectolitres par an, correspondant à des tailles de brasseries dans lesquelles la cogénération de faible puissance peut être introduite (figure 28). La moyenne nationale de production par employé étant de 3270 HL / employé, la taille des brasseries prises en compte variera de 0 à 40 employés.

Les blanchisseries et laveries

Profils énergétiques

Parmi les secteurs artisanaux, celui de la blanchisserie et des laveries représente le plus fort intérêt en matière de Cogénération. En effet, les besoins thermiques sont relativement constants sur toute l'année et la taille des entreprises est à 98% inférieure à 20 salariés. D'un point de vue

de la branche professionnelle, ces secteurs sont intégrés sous le code NAF 93.0A,B intitulé « blanchisseries-teintureries ». Cette branche représente près de 10 400 entreprises en France, dont une partie sont des sociétés de nettoyage à sec. Mais le nettoyage à sec comme les teintureries ne représentent pas d'intérêt par rapport à la petite cogénération car le procédé de nettoyage nécessite des températures atteignant les 380°C et fait appel à l'énergie électrique exclusivement. Il en résulte que les « pressing », sociétés de nettoyage à sec et teintureries seront exclus de cette analyse sectorielle.

Le choix du déterminant correspond à l'unité utilisée par le Centre Technique de la Teinturerie et du Nettoyage (CTTN), avec qui la modélisation des blanchisseries et laveries a été faite : la tonne de linge sec traitée.

La quantification des consommations unitaires est issue des études du CTTN réalisées depuis plusieurs années sur le traitement en blanchisserie :

- Besoins thermiques : 2500 kWh_{thermique} / tonne de linge sec
- Besoins électriques : 200 kWh_{électrique} / tonne de linge sec

Les profils des besoins de chaleur sont donnés pour le secteur des blanchisseries et laveries, à travers les figures 29 à 32 en pourcentage de besoins thermiques par journée type, par semaine type et par an.

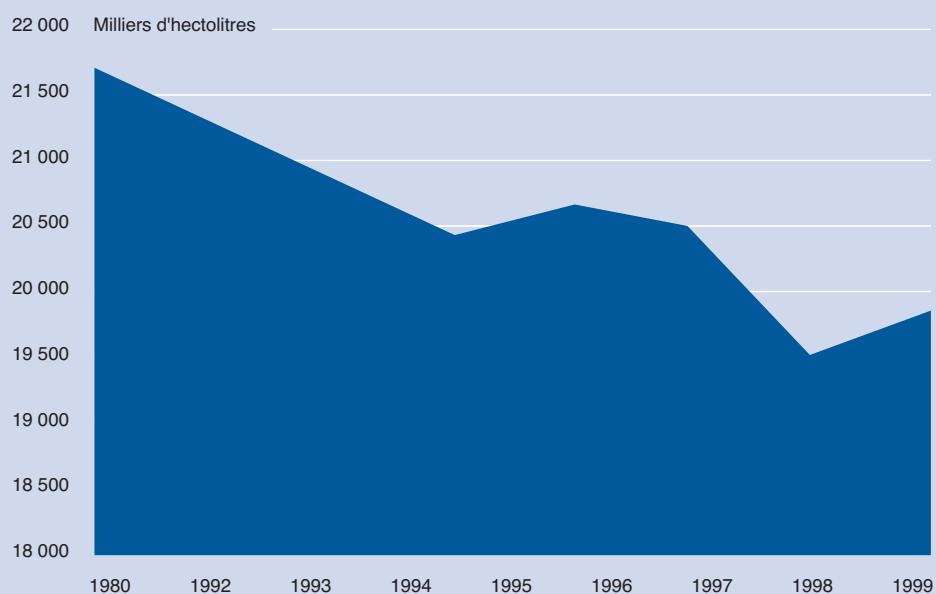


Figure 28
 Brasseries – évolution de la production en France (en milliers d'hectolitres)
 Source : CBMC

Pour les laveries automatiques (ou en libre service) la courbe de charge par journée type est marquée par des pointes en soirée. Le profil hebdomadaire est stable avec un accroissement le week-end.

Typologie

Parmi les différentes typologies de blanchisseries, on distingue les laveries automatiques (ou en libre service), les petites blanchisseries traitant moins de 2 tonnes / jour et les blanchisseries industrielles dont le tonnage quotidien peut dépasser 20 tonnes / jour. L'analyse quantitative ne distingue pas les tailles de blanchisseries car la plupart des sites auront moins de 20 salariés. Les données de tonnage de linge sec traité par les blanchisseries issues du CTTN indiquent une activité de 710.000 tonnes par an. S'y ajoutent 430.000 tonnes de linge sec traitées dans le secteur de la santé (privé et public). Les consommations énergétiques générées par ce traitement étant déjà comptabilisées dans ce secteur, elles ne seront pas prises en compte dans la branche sectorielle « blanchisseries-laveries ».

Figure 29

Blanchisseries – profil type de courbe de charge thermique



Figure 30

Blanchisseries – profil des besoins thermiques par semaine

Source : PCPQ

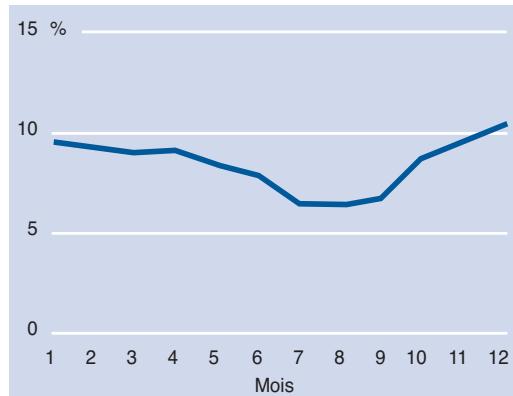


Figure 31

Blanchisseries – profil annuel des besoins thermiques

Source : PCPQ

Figure 32

Monotone thermique du secteur des blanchisseries

L'agriculture

Les typologies agricoles pour lesquelles la micro-cogénération pourrait pénétrer sont celles des codes NAF 700 présentées dans le tableau 15.

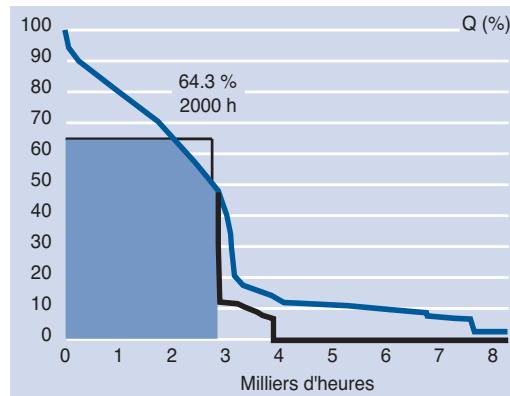
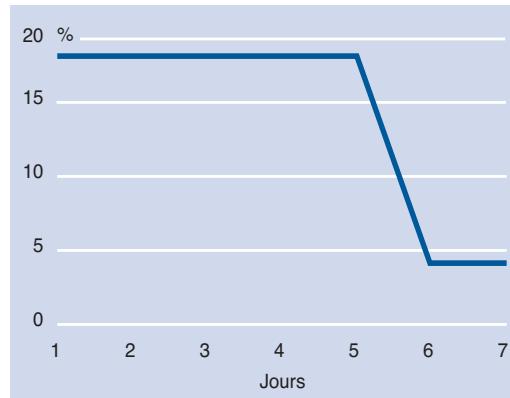
L'élevage porcin

Profils énergétiques

En France, on distingue 3 catégories d'élevages porcins :

- Les naisseurs / engrangeurs comprenant 4 types de bâtiments : gestation, maternité, post-sevrage, engrangement.
- Les engrangeurs avec post-sevrage
- Les engrangeurs.

La première catégorie est celle qui consomme le plus de chaleur et d'électricité et constitue la catégorie la plus importante sur l'ensemble des élevages porcins. En France, le nombre important de systèmes de chauffage électrique dans les bâtiments d'élevage porcin constitue un frein au développement de la cogénération dans cette filière. Il y a également quelques chauffages radiants au gaz, mais on dénombre peu de systèmes de chauffage à eau chaude, ce qui est indispensable pour utiliser la chaleur produite.



Code NAF	Sous secteurs	Déterminants
01.2E	Elevage de porcins	Tonne de porc
01.2G	Elevage de volailles	Nb de volailles de chairs & de pontes
01.1C	Culture de légumes - maraîchage	.m ² de serre
01.1D	Horticulture - pépinières	.m ² de serre

L'analyse suivante a été faite en France avec l'Institut Technique du Porc pour la décennie 90, les besoins étant exprimés par tonne de viande (facteur déterminant).

- Besoins thermiques moyen/an :
30 à 35 kWh_{th}/ porc
- Besoins électriques moyen/an :
8 à 12 kWh_{el}/ porc

Les besoins électriques correspondent aux consommations d'électricité spécifique, c'est à dire aux usages électriques non thermiques : ventilation, éclairage (hors radiants et infrarouges)... Les besoins thermiques peuvent être assurés soit par énergie électrique soit par eau chaude de chauffage qui pourra être produit par micro-cogénération.

Les courbes de charge des besoins électriques (essentiellement ventilation) et thermiques sont opposées au cours de l'année. Des profils des besoins mensuels thermiques et électriques issus de campagne de mesures en Bretagne sont exposés à travers les figures 33 et 34. Le maximum des besoins d'électricité se situe en été car il correspond à un usage de ventilation.

Les besoins moyens en énergie de la production porcine peuvent révéler des différences importantes entre les élevages, spécifiquement pour ceux qui produisent leur alimentation et utilisent donc davantage d'électricité pour les différents moteurs. Dans ce cas, les valeurs de consommations mensuelles seraient plus stables en cours d'année. Le profil journalier des besoins thermiques est fourni par la figure 35.

Le dimensionnement de la cogénération, sur cet exemple, conduit à une puissance nominale thermique de 23 kW pour une durée de fonctionnement de 4500h/an.

Même dans le cas d'un élevage de grande taille, nous sommes au bas de la gamme de puissance définie pour la petite cogénération. Deux types d'élevages seraient intéressants et permettraient de justifier une installation de cogénération :

- Ceux qui produisent les aliments à la ferme, ce qui augmente les besoins électriques,
- Ceux qui possèdent ou prévoient l'installation d'un digesteur pour la production de biogaz, qui nécessitent des besoins de chaleur plus élevés.

Tableau 15
Secteurs de l'agriculture identifiés propices à la petite cogénération

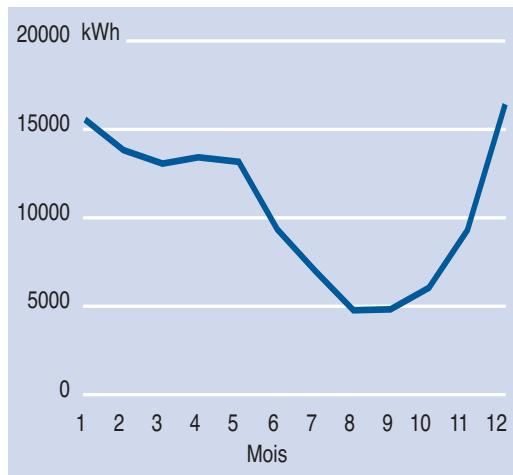


Figure 33
Consommations thermiques dans le secteur de l'élevage de porcins

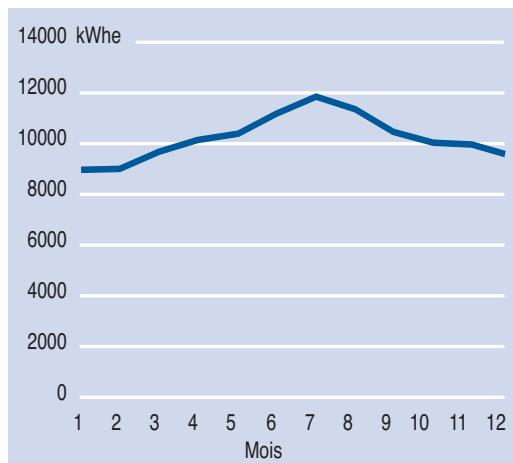


Figure 34
Consommations électriques dans le secteur de l'élevage de porcins

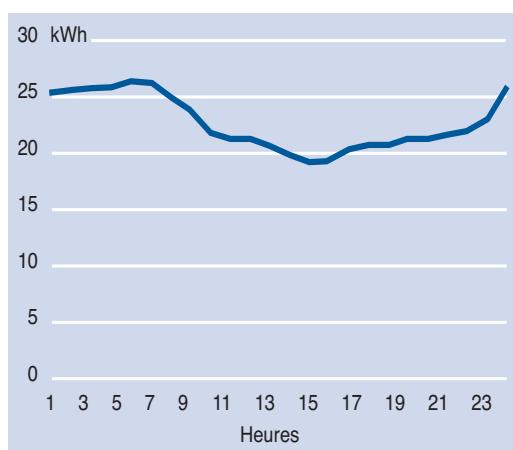


Figure 35
Puissance thermique utile dans le secteur de l'élevage de porcins

Typologie

Les statistiques issues du service de statistiques du ministère de l'agriculture donnent l'évolution de la production porcine depuis 1980 (tableau 16).

La volaille (chair et ponte)**Profils énergétiques**

Une enquête a été effectuée en 1998 auprès de la section volaille de chair des membres de l'Union des Groupements des Producteurs de Viande de Bretagne. Cette étude a permis d'élaborer les besoins thermiques nécessaires à la croissance d'une volaille. Ils correspondent à 43 g de gaz naturel par volaille soit (avec l'équivalence 1g de GN = 0,0128 kWh_{thermique}) un besoin de chaleur unitaire de 0,55 kWh_{thermique}. La consommation est considérée en continu durant la saison de chauffe, faute d'information supplémentaire sur les profils de consommation.

	1980	1990	1999
Porcins	11610	12520	15993
Volailles	228713	260525	315325
Source Agreste			

Tableau 16

Elevage de porcs et de volailles
(nombre de têtes en milliers)

Tableau 17

Besoins énergétiques des différents types de serre retenus

	Surface de serres chauffées (en ha = 10 000 m ²)	Besoin thermique en kWh/m ² serre/an	Besoin d'électricité en kWh/m ² serre/an
Tomate	1350	480	17
Concombre	391	600	19
Fleur	1840	420	126

Tableau 18

Consommations unitaires sectorielles considérées pour l'année 2000

Tertiaire, petites industries et agri-

culture

Source : INESTENE 2002

Typologie

Les statistiques issues du service de statistiques du ministère de l'agriculture donnent l'évolution de la production de volaille depuis 1980 (tableau 16).

Les serres**Profils énergétiques**

Des enquêtes ont été réalisées en France pour les trois secteurs principaux : la tomate, le concombre et la fleur. Deux types de serres ont été retenus pour les tomates, et les concombres sous forme de tunnels en arc de cercle recouverts de polyéthylène ou de chapelle en verre. Le facteur déterminant utilisé est le m² de serre. Les données statistiques sur les surfaces en serres chauffées pour l'année 2001 sont issues de l'Agreste et de la FNPH sont les suivantes et les besoins énergétiques de ces différentes catégories de serre sont donnés dans le tableau 17. Leur répartition dans l'année est donnée par la saison de chauffe (même degrés-jours que pour les logements).

En serre, la culture des concombres nécessite davantage d'énergie que celle des tomates. Rappelons que la production de concombre, par m² de

Unité	Déterminant	Besoin thermique dont le chauffage électrique	Besoin électrique excluant le chauffage	Valeurs des déterminants
		kWh thermique /det./an	kWh électrique /det./an	chiffres 1999 – 2000
Bureaux	Employé	3385	2781	7022000
CAHORE	m ²	148	362	52500000
Enseignement	Elève	1120	250	14400000
Piscines	m ²	2543	793	1500000
Commerces	m ²	1149	1273	15406000
Santé	Lit	18679	8550	640240
Brasseries	Hectolitre	37	15	363000
Blanchisseries	tonne linge sec	2500	200	710000
Porcin	Tête de porc	35	12	15993000
Volaille	Tête de volaille	0,55	0,055	313325000
Serres / tomates	m ²	480	17	13500000
Serres / concombre	m ²	600	19	3910000
Serres / fleur	m ²	420	126	18400000

serre, est supérieure à celle de tomate. De manière générale, les serres ont des besoins électriques faibles. Elles constituent un potentiel important d'installation de cogénération.

Synthèse des consommations unitaires fixées sur l'année 2000 pour les secteurs tertiaire, petite industrie et agriculture

Le tableau 18 récapitule toutes les consommations énergétiques unitaires considérées pour la suite de l'étude. Celles correspondant au tertiaire ont pu être recalées sur l'année 2000 à l'aide de données statistiques existantes (cf. page 14). Pour les autres secteurs de la petite industrie et l'agriculture identifiés, elles sont issues d'études approfondies et ponctuelles décrites dans les chapitres qui précèdent. La spécificité de ces secteurs n'a pas pu permettre l'actualisation des données sur l'année 2000, les données statistiques étant trop générales.

Potentiel et rentabilité de la cogénération selon les secteurs

Part de la demande de chaleur fournie par la cogénération sans modulation de charge possible

Les données de profil citées en référence pour les secteurs permettent de reconstituer la demande de chaleur sur des journées types de l'année. On

a pu comparer le profil de ces journées-types, soit 12 mois par 7 jours, avec le fonctionnement d'une machine de cogénération.

- Dans un premier cas il s'agit d'un fonctionnement sans modulation en « tout ou rien », qui suppose que le rendement n'est jamais dégradé par rapport à la puissance nominale. Lorsque la cogénération est en arrêt, c'est l'appoint qui est appelé comme l'illustre la figure 37. Dans ce cas donné en exemple, le fonctionnement correspond bien à l'hiver tarifaire puisque l'installation ne se met pas en fonctionnement que lorsque l'on chauffe.
- Dans un second cas, on a considéré que le fonctionnement est possible en mode dégradé par rapport à la puissance nominale. Plusieurs valeurs ont été testées pour la diminution relative de puissance, afin de tester la sensibilité.

Au travers des figures 36 et 37, le profil de demande de chaleur et la part valorisable en cogénération de cette chaleur ont été étudiés. L'échelle relative est basée sur la puissance maximale de chaleur appelée sur l'année, indiquée à 1. Les journées-types sont échelonnées entre janvier et mai (deux jours par semaine). Les calculs intégrés des surfaces sont basés, eux, sur un découpage de l'année en douze mois-type et sept jours par semaine, pondérés en fonction des heures réelles. L'appoint de production d'énergie en pointe et hors saison est représenté par la surface délimitée par la courbe supérieure de la figure 36 et par le

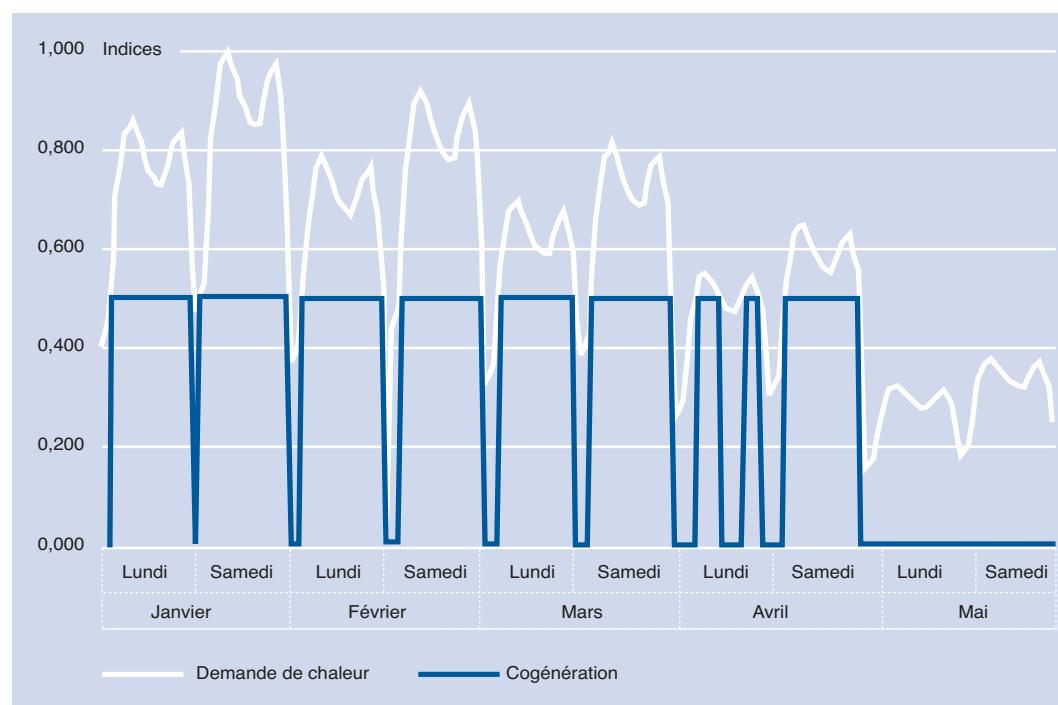
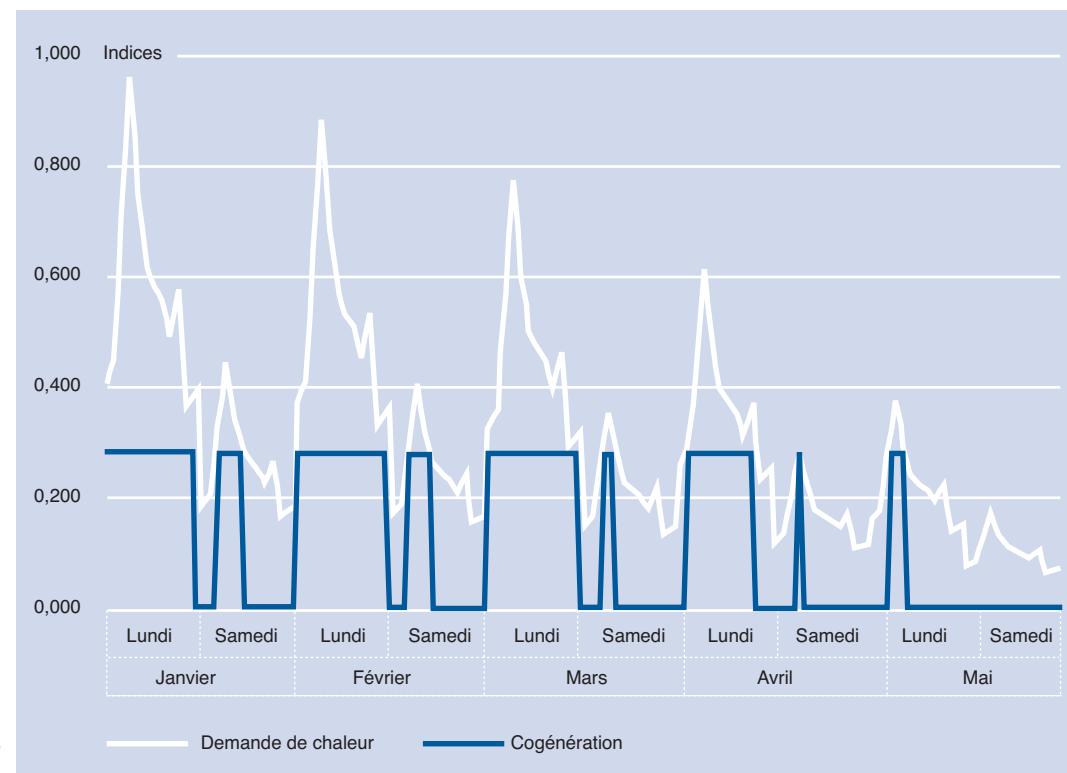


Figure 36

Potentiel de production de chaleur par la cogénération dans l'habitat – sans modulation de charge possible

**Figure 37**

Chaleur produite par la cogénération pour le secteur des bureaux sans modulation de charge possible

fonctionnement de la cogénération à sa valeur nominale. En pondérant par les journées réelles sur l'année, cette surface représente 47% de la demande de chaleur.

Le même raisonnement appliqué aux bureaux donne une plage de fonctionnement plus longue sur l'année mais évidemment centrée sur les heures d'ouverture. Le puissance de chaleur fournie par la cogénération dans ces conditions est alors inférieure à celle de l'habitat, de l'ordre de 29% du maximum appelé, comme illustré par la figure 37, qui représente la demande de chaleur pour des journées types (lundis et samedis) et la chaleur produite par l'équipement de cogénération en regard. La quantité de chaleur valorisée est proportionnellement plus faible que pour l'habitat, soit 41% par rapport aux besoins annuels de chaleur. Le profil de demande est donc bien un facteur essentiel pour déterminer les dimensionnements et les potentiels.

Le maximum de chaleur valorisée dans cette configuration sans modulation est obtenu pour 3510 heures de fonctionnement. A noter que les heures de fonctionnement ne coïncident pas nécessairement en saison avec l'hiver tarifaire de 3500 heures.

Chaleur fournie par la cogénération avec possibilités de modulation de charge

Le même raisonnement peut être fait pour le cas où une modulation est possible sans dégradation forte des performances. Par exemple, le rendement du moteur diesel est similaire, voire accru, pour un fonctionnement jusqu'à 30% moins élevé que la puissance nominale. Par rapport au cas précédent, la fourniture de chaleur qui peut être produite hors appoint est alors plus élevée.

On a représenté graphiquement les secteurs de l'habitat et des bureaux pour des journées types (un lundi et un samedi par mois) dans le cas où la modulation peut atteindre 20%. Pour l'habitat, l'énergie valorisée peut alors passer de 43% à 63% (figure 38). Ce chiffre dépend à la fois de la modulation, mais aussi du dimensionnement de la cogénération qui peut être optimisé pour maximiser cette valeur.

Un balayage plus systématique des valeurs est décrit plus loin pour l'habitat, secteur pour lequel l'adaptation des équipements aux besoins va être très sensible.

Le gain du point de vue de la production électrique dépend cependant de la filière technique choisie et de la dégradation des performances fonction du point de fonctionnement. Il pourrait

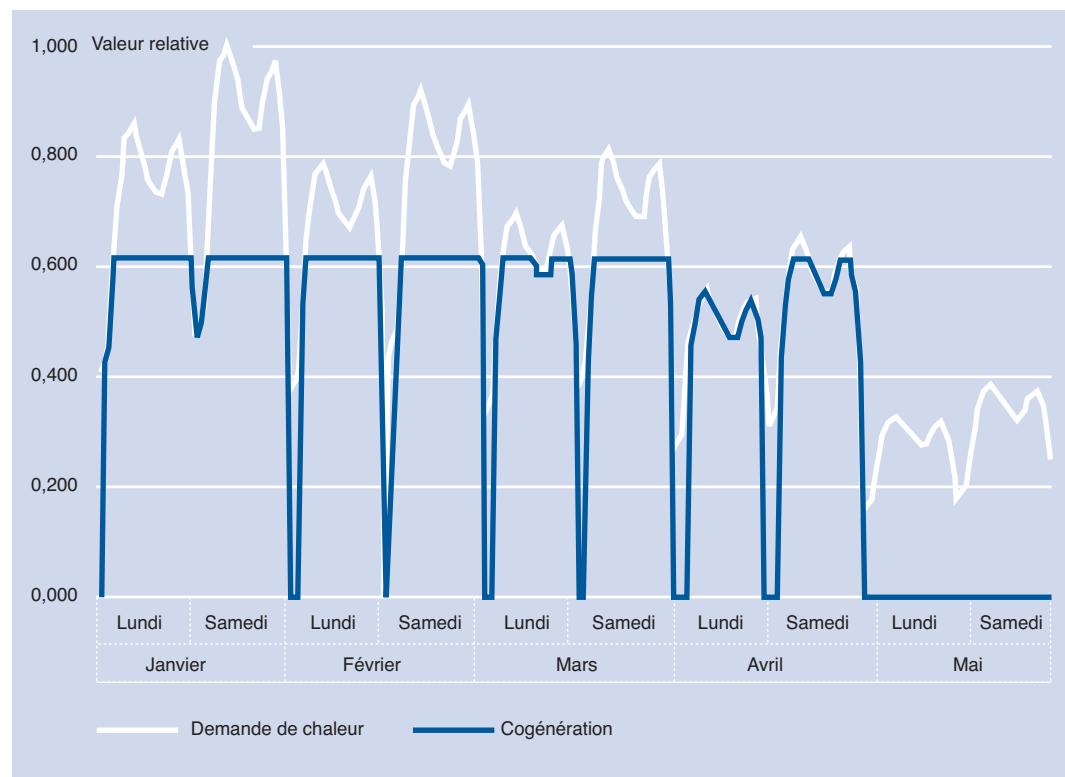


Figure 38

Part de la chaleur produite en cogénération pour l'habitat avec une modulation de charge de 20 % possible

ainsi être intéressant de tester une modulation plus forte pour les filières de piles à combustible puisque leurs performances sont très peu dégradées (voire encore améliorées) par un fonctionnement à faible charge.

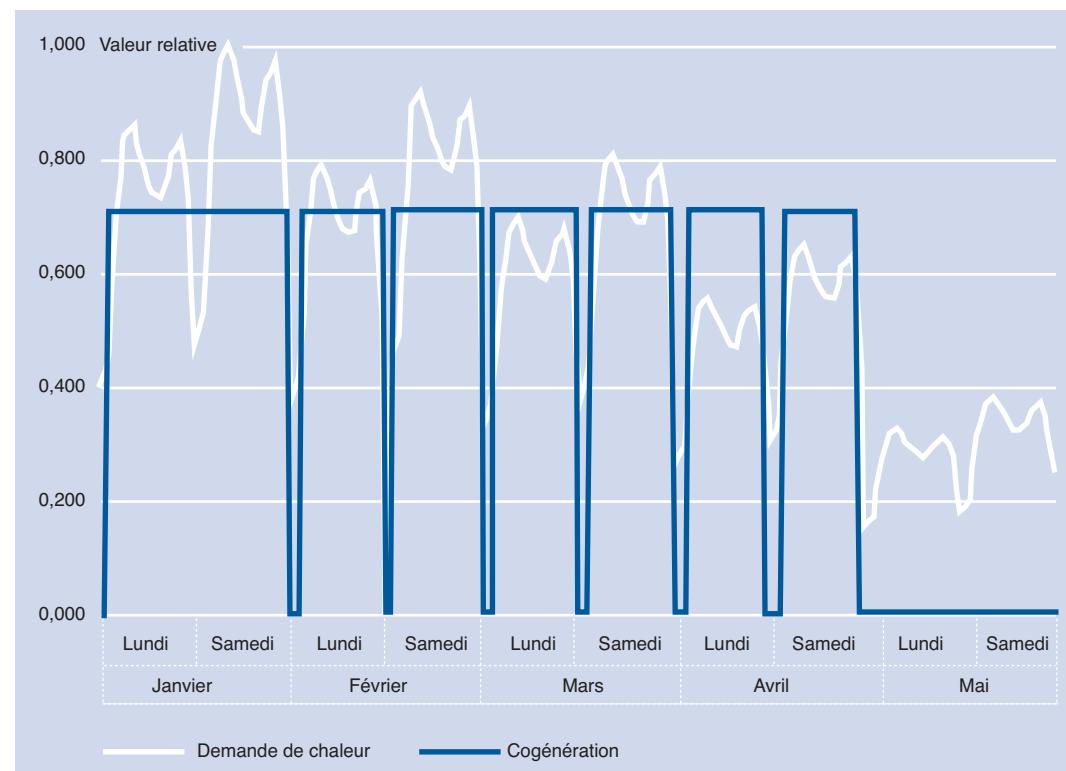
Le raisonnement sur la modulation donne aussi une piste de réflexion sur la possibilité de produire plus de courant électrique au détriment du rendement global. Si on considère que l'on peut tolérer qu'une partie de la chaleur produite en cogénération ne soit pas valorisée, alors on peut en déduire les productions supplémentaires maximales d'électricité correspondantes. Pour 10% de chaleur non valorisée, la production peut monter de 41% à 61% soit 50% d'augmentation dans le cas des bureaux. Pour l'habitat, le taux de valorisation monte de 47% à 67%. Cette variante est illustrée par la figure 39 pour l'habitat.

Ceci donne alors une idée du gain possible à mettre en regard d'une dégradation environnementale donnée. Il est en effet probable que l'hypothèse d'un modèle économique libéral se développe par la vente de courant sur le marché par un opérateur, indépendamment du besoin de chaleur chez le client. Cette souplesse de fonctionnement par rapport à une utilisation stricte de la chaleur demandée serait alors une forte incita-

tion à l'investissement des opérateurs dans de telles opérations en télégestion. Si un tel système se développe sans régulation, la pollution peut être fortement augmentée, mais on observe à l'inverse que l'opérateur a une souplesse de production de courant pour revente non négligeable même si des limites sont fixées à cette production non liée au besoin de chaleur.

Valorisation des secteurs par la cogénération avec possibilité de stockage journalier

Enfin, on peut aussi analyser l'influence sur le potentiel de la présence d'un stockage journalier, en particulier dans le cas de l'habitat. Ce stockage prend la forme d'une cuve d'eau chaude de quelques centaines de litres et existe déjà dans le cas de certaines chaudières à bois. Ce principe est pertinent en particulier dans le cas où le rendement et le niveau de pollution des brûleurs se dégradent fortement au ralenti. Un tel stockage vise à éviter l'appoint d'hiver et à permettre l'utilisation des équipements sans modulation d'amplitude. Le dimensionnement de la cogénération correspond alors au fonctionnement en continu durant la journée de plus forte demande, et de façon discontinue (modulation en séquence) pour les journées de moindre consommation. Sur le modèle des calculs

**Figure 39**

Production de l'électricité par la cogénération dans le secteur de l'habitat avec une survalorisation de la chaleur de 10 % possible

précédents de dimensionnement, la moyenne de demande pour les journées-type est considérée. Le maximum se produit lors des week-ends de janvier. L'intérêt de la modulation est de permettre une couverture complète des besoins de chaleur avec un équipement de moindre puissance thermique, fonctionnant de plus avec un meilleur rendement. Sur ce dernier point, il s'agira d'un compromis entre le rendement amélioré de l'équipement fonctionnant exclusivement à sa puissance nominale, avec les pertes inévitables lorsque de l'eau chaude ou un sel fondu est stocké. Ainsi, les pertes dues aux parois du ballon qui ne sont pas parfaitement calorifugées sont d'environ 6% pour 12 heures. C'est pourquoi les calculs de potentiel présentés dans le tableau se contentent de la valeur de modulation de 20% (sans stockage) qui évite ces écueils possibles. Le stockage n'est présenté qu'à titre indicatif. Dans un modèle économique libéral, ce système permet également de synchroniser le fonctionnement de l'équipement sur les périodes de plus forte demande électrique de la journée. Ceci assure une meilleure rentabilité pour le distributeur de gaz ou d'électricité qui installe les chaudières en cogénération chez le particulier.

Puisque le raisonnement est fait sur une année moyenne, le dimensionnement réel tiendra com-

te des demandes plus extrêmes. Comme pour les raisonnements précédents, il ne s'agit pas d'un dimensionnement valide sur un cas précis d'habitat, mais d'un raisonnement permettant d'évaluer la taille des équipements à l'échelle du parc thermique entier. Une première façon de considérer le calcul de modulation dans ce cas du stockage est de considérer que les équipements peuvent fonctionner toute l'année, y compris pour l'eau chaude sanitaire. La couverture est alors de 100% des besoins. Le stockage journalier fonctionne comme une modulation en séquence sans limite et l'appoint est nul.

Une seconde façon est de considérer une limite de modulation séquentielle, qui correspond au fait que le moteur ou la turbine doivent fonctionner au moins une ou deux heures par jour, pour pouvoir atteindre le rendement optimal, et aussi pour reconstituer le niveau de température du stockage. Ceci peut être calculé en observant le taux d'utilisation des équipements selon le dimensionnement décrit plus haut, dont on déduit le taux d'usage sur une journée-type. On peut alors décrire soit un arrêt sur la saison d'été, soit lorsque le taux d'usage de l'équipement ne dépasse pas 20% ou une autre valeur choisie. Pour ce dernier cas, la saison se termine en mai et re-

prend en septembre. La valorisation atteint alors 93% pour un arrêt d'été de 2002 heures, soit un appoint de 7% exclusivement durant la période de faible demande. Cet appoint passe à 11,6 pour un taux d'utilisation minimal quotidien de 30%. Le tableau 19 présente la synthèse des valorisations de chaleur pour l'habitat.

L'énergie valorisée en cogénération est exprimée en pourcentage de l'énergie consommée pour les besoins thermiques par la branche. Pour une situation donnée de modulation, cette énergie est maximisée en faisant varier la puissance thermique de l'équipement. On voit ainsi que pour l'exemple de l'habitat, la valorisation de la chaleur en cogénération peut passer de 47,5% de la demande à près de 100% selon les possibilités techniques de modulation.

La quantité de **chaleur modulée**, c'est-à-dire l'énergie produite alors que l'équipement fonctionne au dessous de sa puissance nominale, peut être importante pour estimer les surconsommations liées à cet état. Par exemple, pour un moteur, le rendement sera très dégradé pour un fonctionnement sous les 50% de la puissance, or cela représente 17% de la chaleur produite. Ceci explique que seule la variante à moins de 20% de modulation a été choisie, car elle représente à la fois une faible énergie sur l'année dans le cas de l'habitat (2% de l'énergie), et correspond également à une faible dégradation des performances, voire à une amélioration pour certains types de moteur. Par contre, une modulation nettement plus élevée a tout son sens pour des piles à combustibles dont les performances restent nominales jusqu'à une faible puissance, de l'ordre de 20% pour les piles à membranes.

Un autre concept utilisé dans le tableau est la **puissance thermique**. Celle-ci est calculée en fonction de la demande d'énergie annuelle de

la branche ou du secteur. La demande en énergie thermique annuelle est représentée par une forme sur l'année, dont le maximum est 1 (ou 100%), et le total de surface est donné par les courbes utilisées dans l'étude (par exemple 3725 pour l'habitat). Cela signifie dans cet exemple que la demande maximale annuelle en puissance thermique est de 1/3725. Cette grandeur est une puissance, relative à l'énergie totale consommée durant l'année. Elle est ici exprimée en MW/TWh, deux grandeurs utilisées pour les puissances et les énergies par ailleurs dans l'étude. Pour chacun des exemples de modulation, on a maximisé la valorisation de chaleur en cogénération en considérant un dimensionnement de la cogénération en proportion de cette grandeur. La puissance thermique indiquée est donc toujours inférieure à la demande maximale d'un secteur. Ceci pourrait être nuancé si l'on considère qu'un foisonnement des puissances sera nécessaire pour faire face aux variations annuelles de la demande de chauffage. Mais on contourne ce problème en ne considérant qu'un exemple de modulation limitée et d'équipements munis d'appoints.

Pour passer de cette puissance thermique à une **puissance électrique**, le rapport est le même que pour la production d'énergie, et s'exprime sous forme du ratio électricité/chaleur. Cette grandeur dépend de la filière technique employée.

Enfin, les **appoints d'été et d'hiver** correspondent pour l'un à l'arrêt du fonctionnement des équipements, et pour l'autre à des besoins non satisfaits par la cogénération. Pour un secteur comme l'habitat, il s'agit bien d'une forme saisonnière, tandis que pour d'autres secteurs il peut s'agir d'une simplification, certains jours d'hiver pouvant avoir une demande de chaleur inférieure aux caractéristiques de modulation de l'équipement. Il s'agit alors d'appoint « de pointe » et

	Sans stockage	Stockage	Modulation 20%	Modulation 50%	Modulation 80%
Puissance thermique unitaire (MWth/TWh)	142	226	153	201	204
Energie valorisée selon modulation (%)	47,6	93,0 à 100	57,8	75,9	92,8
Chaleur modulée (%)	0	0	2	17	36
Heures pleines équivalentes (h)	3347	4118	3777	3775	4549
Appoint d'hiver (%)	16	0	13	2	2
Appoint d'été (%)	36	0 à 7	30	22	5
Temps d'arrêt annuel (h)	5413	0 à 2002	4895	4200	1629
Temps de fonctionnement (h)	3347	6758 à 8760	3865	4560	7131

Tableau 19
Valorisations maximales de chaleur
à différents taux de modulation dans
l'habitat

d'appoint « de base ». L'intérêt de séparer ces deux termes est alors de donner une indication sur les appoiments possibles, comme une réchauffe aval sur un moteur de cogénération en période « hiver », ou un appoint solaire en « été ».

Le **temps d'arrêt annuel** correspond à la période d'appoint d'été, lorsque la demande de chaleur est inférieure aux caractéristiques de l'équipement. Le **temps de fonctionnement** est le complément sur l'année, dont une partie peut être modulée, ce qui explique que ce temps est inférieur au **fondctionnement équivalent** à pleine puissance, donné également dans le tableau 20.

d'autre part la production maximisant la récupération de chaleur en utilisant un stockage quotidien de chaleur et une modulation du fonctionnement n'atteint qu'environ un quart de supplément. Ceci est peu en regard des incertitudes en terme de taux de pénétration des techniques de cogénération et en terme de la projection de demande de chaleur. L'hypothèse prise est donc acceptable de ce point de vue.

Synthèse de résultats pour le tertiaire, les petites industries et l'agriculture

Le tableau 20 présente les valorisations de la chaleur maximales pour un niveau de modulation de 20% pour les secteurs étudiés, en utilisant la même méthode de reconstitution horo-saisonnière. Les puissances unitaires possibles pour une consommation de chaleur donnée sont ainsi déduites. On a également vérifié la cohérence du temps de fonctionnement sur l'année.

En conclusion sur la modulation du fonctionnement, l'écart entre d'une part la chaleur valorisée par la cogénération sans modulation d'amplitude et directement pilotée par le besoin de chaleur et

	Puissance thermique unitaire	Energie valorisée avec modulation	Energie modulée (maxi 20%)	Heures pleines équivalentes	Appoint d'hiver	Appoint en basse charge	Temps d'arrêt annuel	Temps de fonctionnement
	MWth / TWh	%	heures	%	%	heures	heures	heures
Bureaux	82	45,1	1,7	5465	41,7	13,2	3290	5469
Ca-Ho-Re	95	56,9	1,8	5970	27,6	15,5	2786	5973
Enseignement	109	49,6	1,7	4547	29,6	20,9	4188	4571
Piscines	140	72,5	6,4	5328	14,7	0	0	0
Commerce	189	45,2	4,4	2394	9,9	44,9	6256	2503
Santé	95	56,9	1,8	5970	27,6	15,5	2786	5973
Brasseries	194	62,6	4,2	3233	19,2	18,3		
Blanchisserie	223	57,5	3,6	2574	8,4	34,1	6089	2670
Porcini	194	62,6	4,2	3233	19,2	18,3	3400	5360
Volaille	194	62,6	4,2	3233	19,2	18,3	3400	5360
Serres / tomates	194	62,6	4,2	3233	19,2	18,3	3400	5360
Serres / concombre	194	62,6	4,2	3233	19,2	18,3	2538	6221
Serres / fleur	194	62,6	4,2	3233	19,2	18,3	2538	6221

Tableau 20

Valorisations maximales de chaleur à différents taux de modulation et avec stockage

Les scénarios

Les scénarios énergétiques de référence à l'horizon 2050

Les besoins

L'évolution de la consommation d'énergie à l'horizon 2050 – scénario de référence

C'est le scénario H2 du rapport Charpin-Dessus-Pellat¹³ commandité par le Commissariat du Plan qui a été retenu comme base de l'évolution à long terme pour construire les scénarios de développement de la micro-cogénération. Il n'existe en effet aucun autre scénario de long terme qui ait fait l'objet d'une validation officielle.

Il s'agit d'un scénario à croissance forte de la demande, donc n'incluant pas un effort continu et important d'amélioration de l'efficacité énergétique. Pour le prendre comme référence, il a cependant fallu parfois interpréter des données insuffisamment détaillées. On verra plus loin que ce scénario ne retient toutefois pas une croissance forte des besoins de chaleur. Comme c'est à partir d'eux que sont dimensionnés les potentiels de cogénération, ce scénario constitue moins une référence par excès que l'on pourrait croire. Par contre, il présente une croissance des consommations d'électricité spécifique particulièrement vive¹⁴.

Par ailleurs, l'évolution de la structure de cette consommation par secteur et sous-secteur est issue de l'évolution de leurs déterminants présentée précédemment.

Les hypothèses économiques et de croissance de la consommation d'énergie proviennent directement des travaux du Commissariat Général au Plan et des tableaux de ENERDATA utilisés par le rapport Charpin-Dessus-Pellat (CDP). Dans le domaine de la démographie, la population croîtra entre 2000 et 2020 de 59,4 à 63,5 (CGP) puis montera à 65,1 (H2-CPD). La population sera donc quasiment stable après 2020. Par contre, on peut noter que la population de seniors (plus de 60 ans) aura doublé en 2050, selon Eurostat. Les plus de 60 ans représentent 21% de la population selon le dernier recensement INSEE contre seulement 19% en 1990. Parmi eux, les plus de 75 ans constituent 7,7%. Toujours selon l'INSEE, la part de population de plus de 60 ans sera de 35% dont trois fois plus de personnes de plus de 75 ans qu'aujourd'hui¹⁵.

L'économie croît dans le scénario H2 de façon donnée dans le tableau 21. A droite du tableau sont recalculés les taux moyens de croissance annuelle (TCAM) pour la période du Plan (jusqu'à 2020) et pour son prolongement. Le taux de croissance négatif pour les intensités signifie que l'économie croît en valeur plus vite que la consommation d'énergie ou d'électricité.

Cogénération et émissions de CO₂

	Croissance économique globale			TCAM et évolutions en % par an		
	1999	2020	2050	2000-2020	2020-2050	2000-2050
Economie	100	164,9	265,5	2,4	1,6	1,9
Consommation d'énergie du scénario H2	100	133	154,4	1,4	0,5	0,9
Intensité électrique H2	100	80,6	58,2	-1	-1,1	-1,1
Consommation d'énergie du scénario B2	100	114,5	109,5	0,6	-0,1	0,2
Intensité électrique B2	100	69,4	41,3	-1,7	-1,7	-1,7

Tableau 21

Evolution de l'économie dans les scénarios H2 et B2
d'après CGP et rapport Charpin

Scénario de référence H2	1998	2020	2050	TCAM 98-2020	TCAM 2020-2050	TCAM 98-2050
	Bilan réalisé	CGP S2	H2			
	Mtep	Mtep	Mtep			
Résidentiel	62	70,3	100	0,6	1,2	0,9
dont chauffage	36	43,2	45	0,9	0,1	0,4
Secteurs productifs	96	106	140	1,7	0	0,7
dont chaleur basse et moyenne temp.	27		30			0,2
dont industrie (CGP)	59	70	85			
dont tertiaire (CGP)	33,9	34,5	55			
dont chauffage tertiaire (CGP)		13,8				
Transports	52	71,6	90	1,5	0,8	1,1
Déduction de la cogénération			5			
Total	210	279,9	325	1,4	0,5	0,9
	1998	2020	2050			
Scénario "bas" B2 avec le CGP S3	Bilan réalisé	CGP S3	B2	TCAM 98-20	TCAM 20-50	TCAM 98-50
	Mtep	Mtep	Mtep	%	%	%
Résidentiel-tertiaire	62	62,2	75	0	0,6	0,4
dont chauffage	36	38	35	0,3	-0,3	-0,1
Secteurs productifs	96	119	90	1	-0,9	-0,1
dont chaleur basse et moyenne temp.	27		20			-0,6
dont industrie (CGP)	98	79,9		-1		
dont tertiaire (CGP)	33,9	35,6		0,2		
dont chauffage tertiaire (CGP)		13,8				
Transports	52	59,3	65	0,6	0,3	0,4
Déduction de la cogénération			5			
Total	210	240,5	230	0,6	-0,1	0,2

Tableau 22

Evolution des besoins thermiques du scénario de référence H2

Cogénération et émissions de CO₂

Pour les besoins de l'étude, nous avons procédé à une répartition de la demande d'énergie des « secteurs productifs » (tableau 22, deux chiffres en gras). Cette décomposition a été effectuée en prolongement de la répartition prise en compte dans les travaux du Plan pour 2020. On peut constater que les besoins de chaleur augmentent peu alors que les croissances des besoins électriques sont significatives sans recours à des technologies performantes, comme indiqué dans le descriptif du scénario H2. Ceci est cohérent avec les publications utilisées en référence sur la consommation d'électricité et les taux de croissance

donnés dans le scénario. Le tableau 23 synthétise les données entre les deux scénarios, en provenance du Plan S2-S3 et du rapport Charpin-Pellat-Dessus concernant la demande d'électricité.

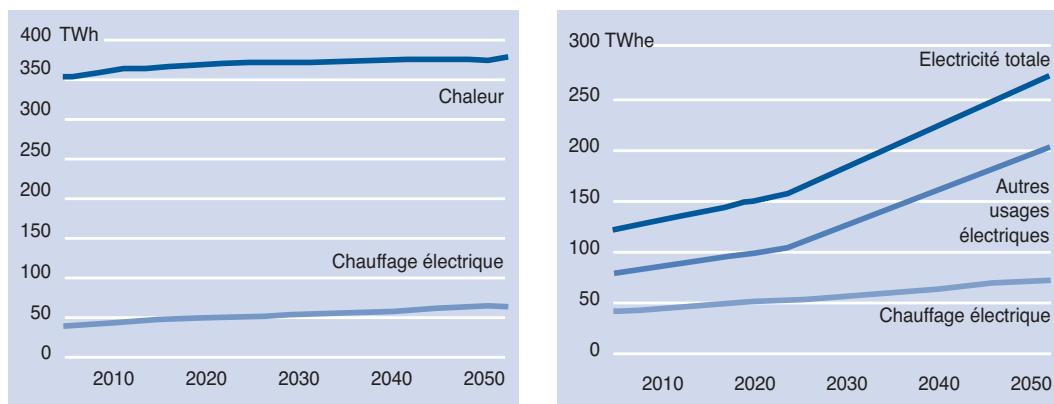
Ici encore, les données en gras correspondent à une hypothèse de répartition des consommations prises pour les besoins de l'étude, soit une augmentation sur toute la période de 40% pour l'industrie et de 150% sur le tertiaire.

L'habitat voit sa consommation électrique fortement augmenter, surtout si on y inclut les autres usages comme la cuisson, l'eau chaude sanitaire, etc. Ces derniers augmentent de 3% par an après

Electricité base H2	1997	2020	2050	TCAM 98-20	TCAM 20-50	TCAM 98-50
Electricité spécifique habitat (kWh/logement)	2460	3200	4300	1,3	1	1,1
Densité au mètre carré productif	100	87,5	75	-0,6	-0,5	-0,6
Intensité électrique tendancielle en production	100	83	65			
Consommations (en TWh)						
Production-tertiaire-agricole	228	302	400	1,3	0,9	1,1
Dont industrie	157	182	220			
Dont tertiaire	71	118	180			
Transport	10	20	40	3,4	2,3	2,8
Habitat	126	162	280	1,2	1,8	1,6
Dont usages spécifiques	59	76	135	1,2	1,9	1,6
Dont usage pour le chauffage	44	58	75	1,3	0,9	1,1
Dont autres	23	29	70	1,1	3	2,2
Total	364	484	720	1,4	1,3	1,3
Electricité base S3-B2	1997	2020	2050	TCAM 98-20	TCAM 20-50	TCAM 98-50
Electricité spécifique (kWh/logement)	2460	2300	3600	-0,3	1,5	0,7
Gains d'efficacité énergétique dans l'habitat	0	9 à 10%	20 à 15%			
Gains d'efficacité énergétiques dans l'industrie	0	0,09	0,2			
Intensité électrique de la production	100	77	55			
Densité au mètre carré	100	112,5	125	0,6	0,4	0,4
Consommations (TWh)						
Production-tertiaire-agricole	228	269	275	0,8	0,1	0,4
Dont industrie		171				
Dont tertiaire		95				
Transport	10	23	55	4	2,9	3,4
Habitat	126	142	205	0,6	1,2	1
Dont usages spécifiques	59	62	90	0,2	1,2	0,8
Dont usage pour le chauffage	44	52	55	0,8	0,2	0,4
Dont autres	23	28	60	0,9	2,6	1,9
Total	364	434	535	0,8	0,7	0,8

Tableau 23

Évolution de la demande d'électricité



2020 contre 1,9% sur les autres usages spécifiques. Cela représente 205 TWh hors chauffage électrique¹⁶.

Globalement, le scénario H2 prévoit un doublement de la consommation électrique tandis que le scénario B2 incluant des progrès d'économie d'énergie envisage une croissance de 47%.

L'habitat

Besoins thermiques de l'habitat

La figure 40 présente l'évolution de la demande de chaleur pour le chauffage (dont le chauffage électrique) dans l'habitat dans le champ retenu par l'étude et selon le scénario de référence H2. On constate une quasi stabilité des besoins d'énergie pour le chauffage du résidentiel. On peut noter un décalage de consommation entre le scénario de référence et celui du scénario H2 de 7%, stable sur la période, provenant de l'exclusion du parc des résidences secondaires dans notre étude.

Consommations électriques de l'habitat

La figure 41 résume les consommations électriques calées sur le scénario H2 (cf tableau I en annexe). Ces consommations sont celles des résidences principales.

La projection de référence utilisée correspond à une très forte augmentation des consommations spécifiques de l'habitat. Le scénario H2 précise que la consommation d'électricité pour des usages spécifiques des logements passe de 2460 kWh/an à 3200 kWh/an en 2020 puis à 4300 kWh/an en 2050.

La consommation des ménages passe de 126 TWh (dont 44 TWh pour le chauffage) à 162 TWh puis à 280 TWh en 2020 et en 2050, dont respectivement 58 TWh puis 75 TWh de chauffage élec-

trique. La consommation des usages hors chauffage (cuisson, etc.) augmente aussi fortement. Le taux de croissance annuel d'utilisation d'électricité spécifique par les ménages est alors de 1,2% avant 2020 puis de 1% jusqu'à 2050. Cependant, si l'on considère toute l'électricité hors chauffage, incluant cuisson et « divers », ces chiffres sont respectivement de 1% avant 2020 puis de 1,4% ce qui est considérable¹⁷. L'hypothèse est ainsi faite la croissance économique nouvelle va essentiellement se traduire par l'arrivée dans les maisons de nouveaux appareils électriques qui tireront à la hausse la consommation.

On peut mettre en regard ces chiffres avec les 700 kWh nécessaires à un ménage durant une année, selon le même rapport, pour rendre le même service à partir d'équipements existants déjà¹⁸. Pour conclure, les données prises en référence ne peuvent être expliquées sur une base de modélisation de parc telles que pratiquées sur les équipements dans les modèles dits « bottom-up » utilisés par le CEREN ou l'INESTENE. Par contre, l'intérêt de telles consommations est qu'elles sont très largement conservatrices et donc prudentes dans l'exercice.

Les consommations de combustibles

L'année 2000

La répartition des besoins thermiques issue des statistiques INSEE en 2000 est présentée dans la figure 42.

La catégorie AIC (appareils indépendants de chauffage) utilisée dans les synthèses INSEE regroupe les appareils indépendants au bois, les poêles fioul ou au gaz ou les systèmes de chauffage électrique ne disposant que d'une régulation non centralisée. Cette catégorie d'appareils indépendants est relati-

vement importante dans l'habitat individuel (23,6 % des maisons individuelles). Il est difficile d'estimer la part du chauffage électrique dans cette catégorie. Or, ces systèmes de chauffage électrique sont très peu performants du fait de leur régulation non maîtrisée d'autant plus s'ils sont souvent installés dans des maisons anciennes et mal isolées. Compte tenu de ces imprécisions, l'étude a retenu d'une part une stabilité des énergies fatales ou du bois, et d'autre part une pénétration de la micro-cogénération pour la moitié seulement du potentiel présenté par les logements chauffés à l'électricité.

Evolution à l'horizon 2050

La répartition par sources d'énergie des besoins

thermiques issues des travaux du CGP et d'Eurostat recalés selon le scénario de consommation de référence H découle des hypothèses prises, notamment afin de conserver en valeur absolue (exprimée en tep) les quantités de bois ou de chaleur fatale issue des réseaux de chaleur. Pour les autres énergies, ces parts sont explicitées en Tep dans les documents du Plan pour le scénario S2 à 2020, et peuvent être déduites du scénario H2 par le calcul. Leurs traductions en pourcentage et en valeurs absolues sont données dans le tableau 24.

L'hypothèse de répartition entre le fioul et le gaz à l'horizon 2050 est de 10,6 % contre 27 % actuellement (Plan 2020 extrapolé à 2050)¹⁹.

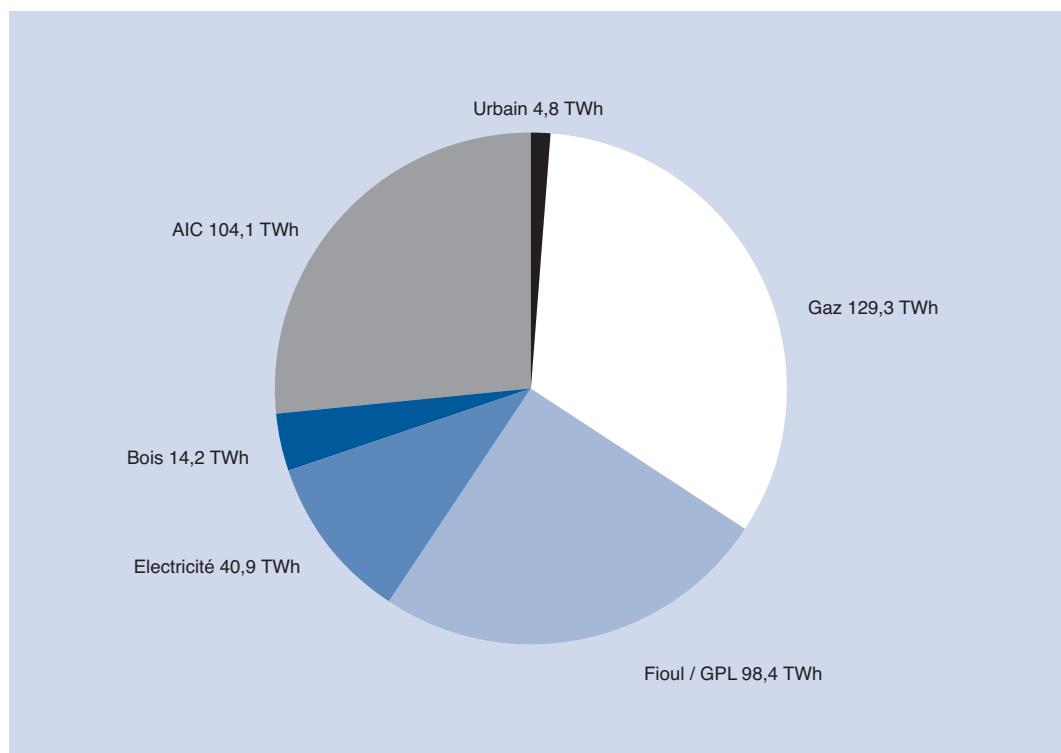


Figure 42
Répartition des besoins thermiques
du résidentiel par mode de chauffage
en 2000

	Consommation (TWh)			Part de marché (%)		
	2000	2020	2050	2000	2020	2050
Fioul	107	70,6	43	27,3	17,3	10,6
GPL	3,8	11,9	11,9	1	2,9	2,9
Gaz	133,6	168,1	174,4	34,1	41,1	43,1
Bois et géothermie	87,2	100	100	22,3	24,5	24,7
Charbon	18,7	0	0	4,8	0	0
Electricité	41	58	75	10,5	14,2	18,6
Total	391	408	404	100	100	100

Tableau 24
Consommation de chauffage dans
l'habitat (H2)

Evolution de la demande de chaleur et d'électricité pour le tertiaire et la petite industrie

L'évolution quantitative des déterminants par secteur et sous-secteur

Analyse rétrospective des déterminants

Pour chaque branche, on a reconstitué une croissance dans le passé à partir de son déterminant. Ceci permet de répartir les croissances du secteur dans chaque branche considérée : bureaux, commerces, etc. Les résultats de l'analyse rétrospective des déterminants sont présentés en annexe dans le tableau II.

Facteurs de dépendance des déterminants à l'horizon 2050

Afin d'affiner l'analyse prospective de l'évolution sectorielle des déterminants, différents facteurs de dépendance à la démographie et à l'économie ont été affectés à chaque secteur. Dans ce but, les éléments suivants ont été pris en considération : Les hôtels, les restaurants, l'activité commerciale, les services aux personnes et aux industries sont très dépendants de l'activité économique ; Le nombre d'employés dans les bureaux croît avec la croissance économique mais aussi avec la population en âge de travailler ; Le vieillissement de la population induit fortement

Secteurs	Déterminant	Economie	Population générale	Prise en compte de la population âgée
Bureaux	Employé	80	20	
CAHORE	m ²	80	20	
Enseignement	Elève	0	100	
Piscines	m ²	50	50	
Commerces	m ²	80	20	
Santé	Lit	20	20	60
Brasseries	Hectolitre	20	80	
Blanchisseries	tonne linge sec	80	20	
Porcin	Tête de porc	0	100	
Volaille	Tête de volaille	0	100	
Serres / tomates	m ²	0	100	
Serres / concombre	m ²	0	100	
Serres / fleur	m ²	80	20	

Tableau 25

Facteurs de dépendances des déterminants liés à l'économie et la démographie exprimés en %

Secteur	Déterminant (en million d'unités)	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Bureaux	Employé	7	8,62	10,2	11,8	13,4	15
CAHORE	m ²	52,5	64,4	76	88,3	100	112
Enseignement	Elève	14,4	15	15,5	15,6	15,8	15,9
Piscines	m ²	1,5	1,73	1,94	2,14	2,33	2,5
Commerces	m ²	15,4	18,9	22,3	25,9	29,4	32,8
Santé	Lit	0,6	0,74	0,83	0,91	0,99	1,07
Brasseries	Hectolitre	0	0,39	0,42	0,44	0,46	0,47
Blanchisseries	tonne linge	0,71	0,87	1,03	1,19	1,35	1,51
Elevage porcin	Tête	16	16,6	17,2	17,4	17,5	17,7
Elevage volaille	Tête	313	325	337	340	343	346
Serres / tomates	m ²	13,5	14	14,5	14,7	14,8	14,9
Serres / concombre	m ²	3,91	4,06	4,21	4,25	4,28	4,32
Serres / fleur	m ²	18,4	22,6	26,6	30,9	35,1	39,2

Tableau 26

Evolutions sectorielles des déterminants à l'horizon 2050

une demande de services de santé. Nous avons considéré dans la projection la relation aux plus de 60 ans. A l'inverse, pour l'activité d'enseignement, la population en âge scolaire devrait diminuer légèrement en conséquence. Toutefois, on a considéré à la fois que les crèches et maternelles sont généralisées, et aussi que l'enseignement continu prend une expansion significative. Pour rester prudent on s'est donc aligné sur l'évolution de la population générale et non sur celle des seuls jeunes. Dans le cas de la production de légumes, on considère que la consommation dépend de la population générale. Cette hypothèse est prudente par rapport à un scénario où d'autres variétés de légumes sont cultivées localement en primeurs sous serres. Par contre, la consommation de fleurs est directement considérée fonction de l'activité économique. Pour tenir compte de ces hypothèses, la projection a été réalisée en tenant compte de trois paramètres, résumés dans le tableau 25.

Résultats : évolution des déterminants à l'horizon 2050

L'évolution des déterminants par secteur a pu être estimée à partir des éléments suivants :

- l'analyse rétrospective de l'évolution des déterminants ;
- la détermination des facteurs de dépendance à l'économie et la démographie pour chaque secteur ;
- les hypothèses d'évolution de ces mêmes critères (économique et démographique) issue du scénario de référence de consommation H (présenté en début de chapitre).

Les résultats sont présentés dans le tableau 26 par pas de 10 ans.

Evolution des consommations unitaires par secteur et sous secteur

Cette étape a pour objectif de respecter les hypothèses macro-économiques issues de la consommation du scénario H de référence par secteur présentées en début de chapitre. On vérifie cependant la cohérence des évolutions imposées sur les branches. On a en particulier considéré que les consommations unitaires évoluent dans le même sens dans un même secteur donné.

Evolution des consommations unitaires thermiques

Grâce au calcul précédent, les consommations unitaires sont recalées pour tenir compte du bilan total qui nous est donné dans le scénario de référence H. Chaque déterminant possède ainsi une évolution de l'intensité. Les consommations unitaires thermiques et leurs facteurs de croissance issus de calcul sont donnés dans le tableau 27. Globalement, les consommations unitaires thermiques du tertiaire, de l'industrie et de l'agriculture baisse de 16% entre 2000 et 2020 et de 10% entre 2020 et 2050.

L'amélioration des consommations d'énergie de chauffage des bureaux ou des commerces se poursuit sur le long terme, ce qui peut être l'effet des normes de construction sur le bâti, dont les effets se font sentir progressivement. Cette répartition des énergies du scénario, qui privilégie plutôt la croissance de l'électricité, en particulier,

Déterminants		Originel 2000 (rappel)	2020	2050
Bureaux	Employé	3385	2861	2575
CAHORE	m ²	148	125	112
Enseignement	Elève	1120	947	852
Piscines	m ²	2543	2149	1934
Commerces	m ²	1149	971	874
Santé	Lit	18679	15783	14205
Brasseries	Hectolitre	37	31	28
Blanchisseries	tonne linge sec	2500	2100	1890
Porcin	Tête de porc	35	29	26
Volaille	Tête de volaille	1	0,5	0,4
Serres / tomates	m ²	480	403	363
Serres / concombre	m ²	600	504	454
Serres / fleur	m ²	420	353	318

Tableau 27
Evolution des consommations unitaires thermiques du tertiaire, de l'industrie et de l'agriculture en kWh (chaleur)
(incl. chauffage électrique)

dans le tertiaire la plupart des branches voient s'améliorer leur consommation spécifique chaleur et se dégrader la consommation électrique, comme le montre le point suivant.

Evolution des consommations unitaires électriques

Pour l'électricité, l'évolution suggérée dans le scénario H correspond à une très forte augmentation des consommations en valeur absolue comme en consommation spécifique. Ici encore, l'hypothèse prise pour le taux d'utilisation de l'électricité est conservatrice pour l'étude, puisque si on considère une moindre consommation électrique, alors c'est la consommation de chaleur (et donc le potentiel de cogénération) qui augmente. Pour les secteurs du tertiaire et de la petite industrie, l'évolution des consommations unitaires et de leur taux de croissance est présentée dans le tableau 28.

Besoins thermiques et électriques du tertiaire et des entreprises industrielles et agricoles

A l'aide des hypothèses d'évolution des déterminants et de leurs consommations unitaires, on peut en déduire les besoins thermiques et électriques spécifiques. Ce derniers sont donnés dans les figures 43 et 44 par pas de dix ans (cf Tableaux III et IV en annexe).

Les besoins de chaleur ont été choisis dans la fourchette basse des hypothèses possibles, ce qui renforce le côté conservateur du travail. Rappelons en particulier que le besoin de chaleur présenté dans la figure 44 inclut le chauffage électrique. Ces consommations thermiques correspondent à

des besoins de chauffage ou de process. L'évolution attendue des consommations thermiques par secteurs est représentée dans la figure 43 pour le scénario de référence calé sur le scénario H2.

Evolution des consommations de carburants du tertiaire et des petites entreprises industrielles et agricoles

Le secteur du tertiaire

Pour les chauffages thermiques et électriques, on se sert des parts de marché constatés à l'origine, et pour 2020 des combustibles utilisés dans le scénario S2 utilisé par le CGP²⁰. Le scénario H2 prévoit une disparition du charbon quasi-complète dès 2020 comme pour l'habitat, mais une croissance des autres sources telles que le bois ou les énergies fatales, pour 0,9 Mtep soit 4,05 TWh thermiques. Cette valeur est conservée sur le prolongement du scénario vers 2050. Les résultats issus de ces hypothèses sont présentés dans le tableau 29.

La répartition entre le gaz et le fioul à l'horizon 2020 est donnée par le scénario S2. A l'horizon 2050, nous l'estimons à 75% pour le gaz. Le tableau 30 affiche ces différentes répartitions sur la période 2000-2050.

A partir de toutes ces hypothèses, la répartition des combustibles consommés à l'horizon 2050 a pu être déduite. Les résultats sont présentés dans le tableau 31.

Le secteur des petites entreprises industrielles et agricoles

Pour les très petites industries considérées dans l'étude, il est beaucoup plus difficile de considé-

Déterminants		Originel 2000 (rappel) (kWhe)	2020 (kWhe)	2020 (%)	2050 (kWhe)	2050 (%)
Bureaux	Employé	2781	3183	14 %	3617	14 %
CAHORE	m ²	362	415	14 %	471	14 %
Enseignement	Elève	250	286	14 %	325	14 %
Piscines	m ²	793	908	14 %	1031	14 %
Commerces	m ²	1273	1457	14 %	1656	14 %
Santé	Lit	8550	9785	14 %	11118	14 %
Brasseries	Hectolitre	15	14	-6 %	15	6 %
Blanchisseries	tonne linge sec	200	151	-24 %	122	-19 %
Porcin	Tête de porc	12	13	5 %	15	16 %
Volaille	Tête de volaille	0	0	6 %	0	16 %
Serres / tomates	m ²	17	18	3 %	20	16 %
Serres / concombre	m ²	19	20	8 %	24	16 %
Serres / fleur	m ²	126	95	-24 %	77	-19 %

Tableau 28

Evolution des consommations unitaires électriques du tertiaire, de l'industrie et de l'agriculture

Cogénération et émissions de CO2

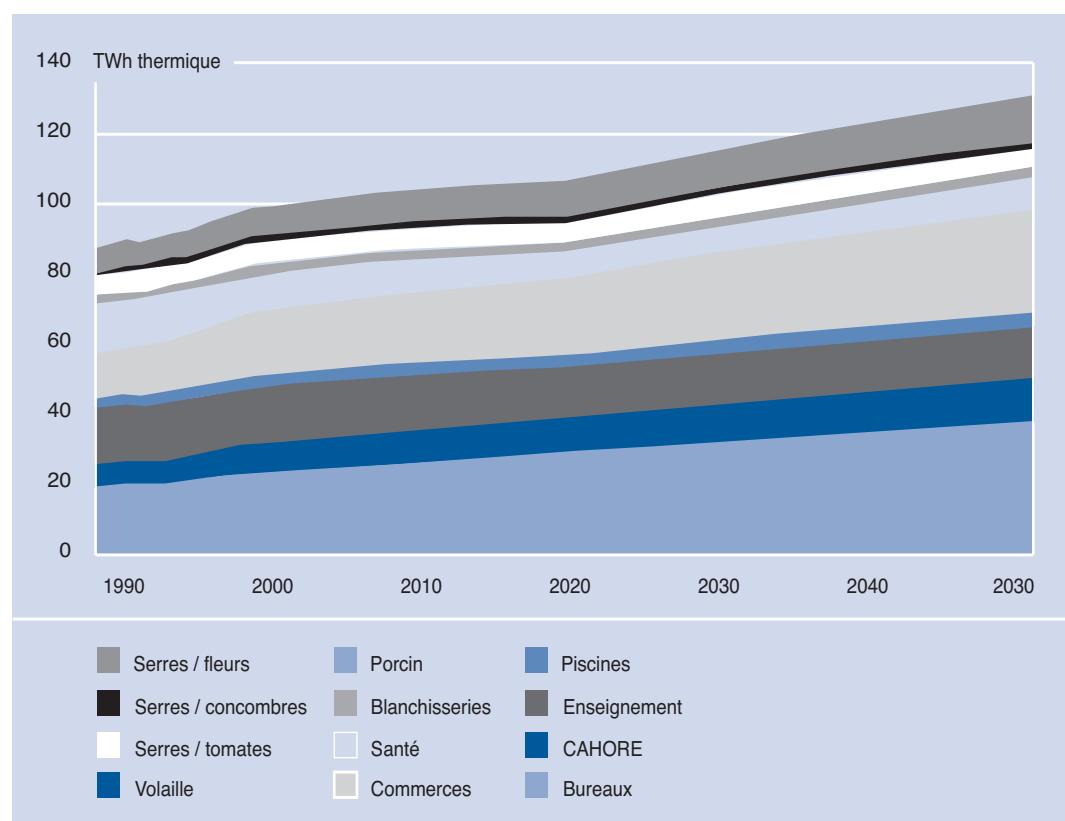


Figure 43

Besoins thermiques de ces secteurs à l'horizon 2050

Sources : CTTN, ITP, Samelec, EERAC, Agreste, Inestene

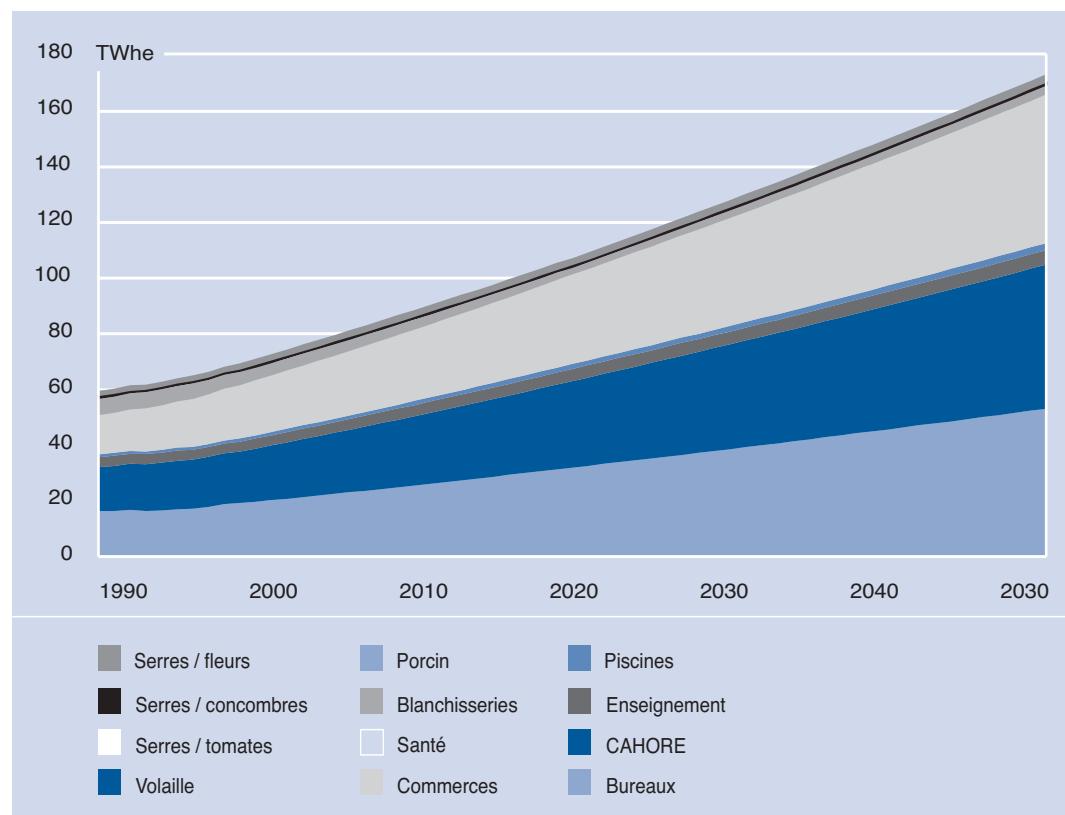


Figure 44

Besoins électriques (spécifiques) des secteurs du Tertiaire et des TPIA à l'horizon 2050

En TWh	2000	2020	2050
Combustibles	60	61	78
Urbain	5,6	5,6	5,6
Charbon & autres	2,6	4,1	4,1
Electricité	9,1	10	12
Total Chauffage	78	82	100

Tableau 29

Consommations des énergies dans le secteur tertiaire retenu

Tableau 30

Parts des combustibles fioul et gaz pour le tertiaire

Tableau 31

Parts des consommations d'énergie pour les besoins thermiques du tertiaire

	2000	2020	2050
Fioul	43 %	36 %	25 %
Gaz	57 %	64 %	75 %

(%)	2000	2020	2050
Fuel	32,8	26,8	19,5
Gaz	44,3	48,6	58,6
Urbain	7,2	6,9	5,6
Charbon & autres	3,4	5,0	4,1
Electricité	11,7	12,7	12,1

rer une évolution globale de l'industrie. En effet, la plus grande partie de l'énergie thermique consommée par ce secteur l'est sous forme de fioul dans des sites agricoles (serres). Il s'agit des sites qui ont le moins de chance d'être directement raccordés au réseau de gaz naturel dans le moyen terme. On peut cependant considérer qu'une partie du fioul est substituée par du gaz. La part de marché du gaz dans les combustibles passe à l'issue de la période à 50% tandis que les autres sources d'énergie sont supposées constantes (tableau 32). Le bois et les énergies fatales augmentent alors au même taux que la demande de chaleur.

Représentativité des secteurs étudiés

Afin de mettre en évidence la représentativité des secteurs destinés à la petite cogénération étudiés dans leur ensemble, les demandes de chaleur et d'électricité retenues de ces secteurs dans le périmètre de l'étude (mentionnées comme colonnes « CFP ») ont été juxtaposées avec celles totales du scénario de référence H2 dans les figures 45 et 46.

Ces histogrammes montrent que le tertiaire considéré dans l'étude est représentatif du secteur global pris en compte dans le scénario H2. Cette constatation permet donc de valider l'utilisation des facteurs de croissance du scénario H2 pour

	Consommation 2000	Parts initiales	Parts 2050
	TWh	%	%
Fuel	11	57,7	33,5
Gaz	1,7	9,2	33,5
Sous-total Combustibles	12,8	66,9	66,9
Chauffage urbain	0,1	0,7	0,7
Charbon et autres	0,1	0,5	0,5
Electricité	6,1	31,8	31,8
Total	19,1	100	100

Tableau 32

Hypothèses de répartition des énergies consommées pour les besoins thermiques des secteurs du TPIA

Cogénération et émissions de CO₂

établir l'évolution du secteur pris en considération dans le scénario CFP. La faible représentativité des secteurs industriels étudiés apparaît nettement dans ces figures, puisque ces

secteurs dits « TPIA » restent dans l'épaisseur du trait. Ceci correspond au fait que ces branches industrielles sont particulièrement peu consommatrices d'électricité, à l'image des serres agricoles.

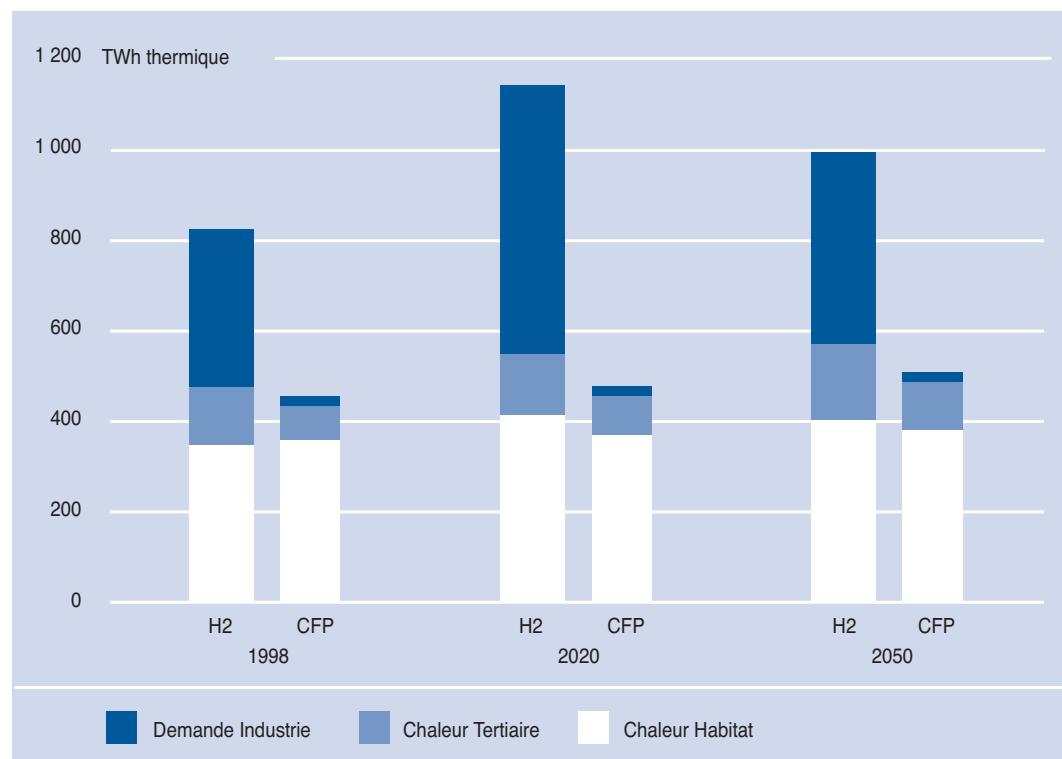


Figure 45

Part de la demande en chaleur considérée dans le champ de l'étude CFP

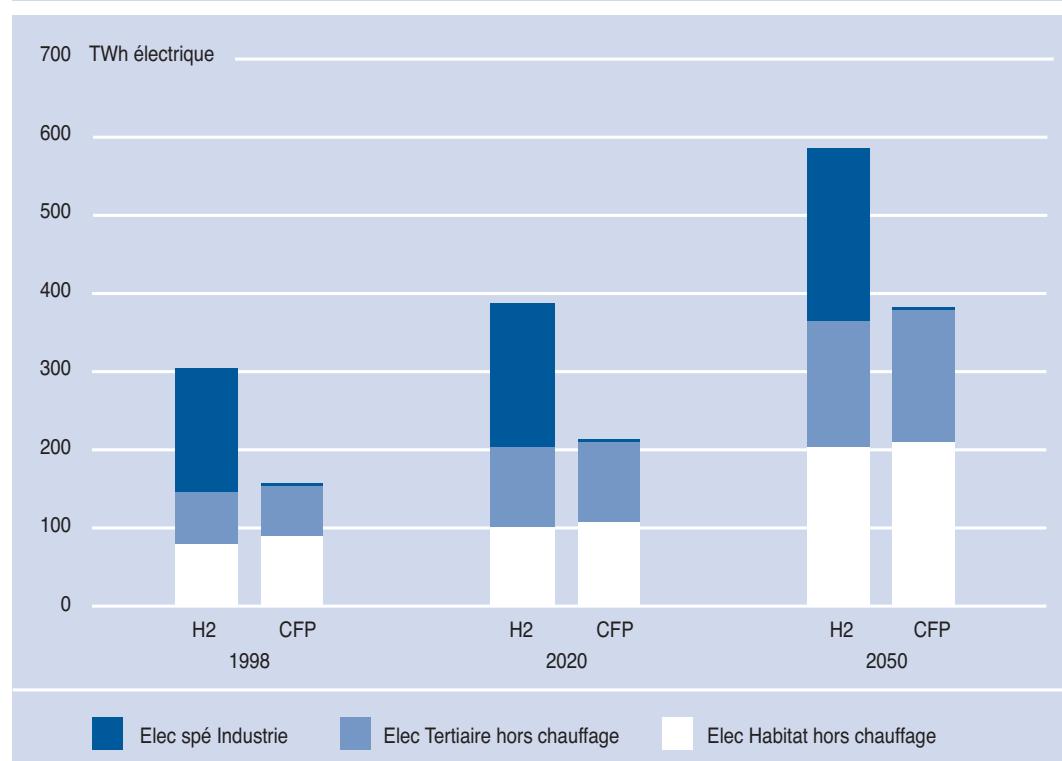


Figure 46

Part de l'électricité dans le champ de l'étude CFP

L'offre

Les structures du parc de production d'électricité centralisée

Le scénario «de référence» est un scénario dont le but est de représenter le prolongement du parc de production d'électricité actuel sans changements technologiques majeurs.

Tout comme pour l'évolution de la consommation, il se base sur le scénario H2 pour la demande d'électricité (le scénario H2 constitue un prolongement du scénario S2 (horizon 2020) considéré comme tendanciel du Commissariat Général du Plan et établi pour le Premier ministre dans le rapport intitulé «Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire» (MM. Charpin, Dessus et Pellat). Dans le scénario H2, la production d'électricité d'origine nucléaire est maintenue à un niveau très proche de celui qu'elle atteignait en 1995.

Deux éléments sont à considérer pour l'élaboration de ce scénario «de référence» liés à la part de cogénération et aux énergies renouvelables. La part de cogénération du scénario H2 n'est pas prise en compte car on suppose qu'elle est appliquée à des unités supérieures à 1 MW. Nous

avons jugé nécessaire de tenir compte de la pénétration des énergies renouvelables (ENR) selon les objectifs du gouvernement. Ces renouvelables remplaceront en partie dans le scénario H2 des turbines à cycle combiné. A l'horizon 2050, l'approvisionnement en électricité des ENR sera fixé de la façon suivante :

- Biomasse (potentiel prévisible défini à ce jour pour la période 2020-2030) : 11 TWh/an dont :
 - 6 TWh/an par biocentrales (1.5 TWh/an en 2000)
 - TWh/an par bioincinération (0.7 TWh/an en 2000)
 - 2.2 TWh/an par méthanisation (0 TWh/an en 2000)
- Petite hydroélectricité : 10.5 TWh/an (6.5 TWh en 2000), soit 50 % du potentiel techniquement exploitable, ce qui correspond à l'objectif défini pour 2010 dans le cadre de la directive européenne sur la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables (SER)
- Eolien : l'objectif défini pour 2010 dans le cadre de la directive SER se traduit par une puissance installée comprise entre 10000 MW et 14000 MW,

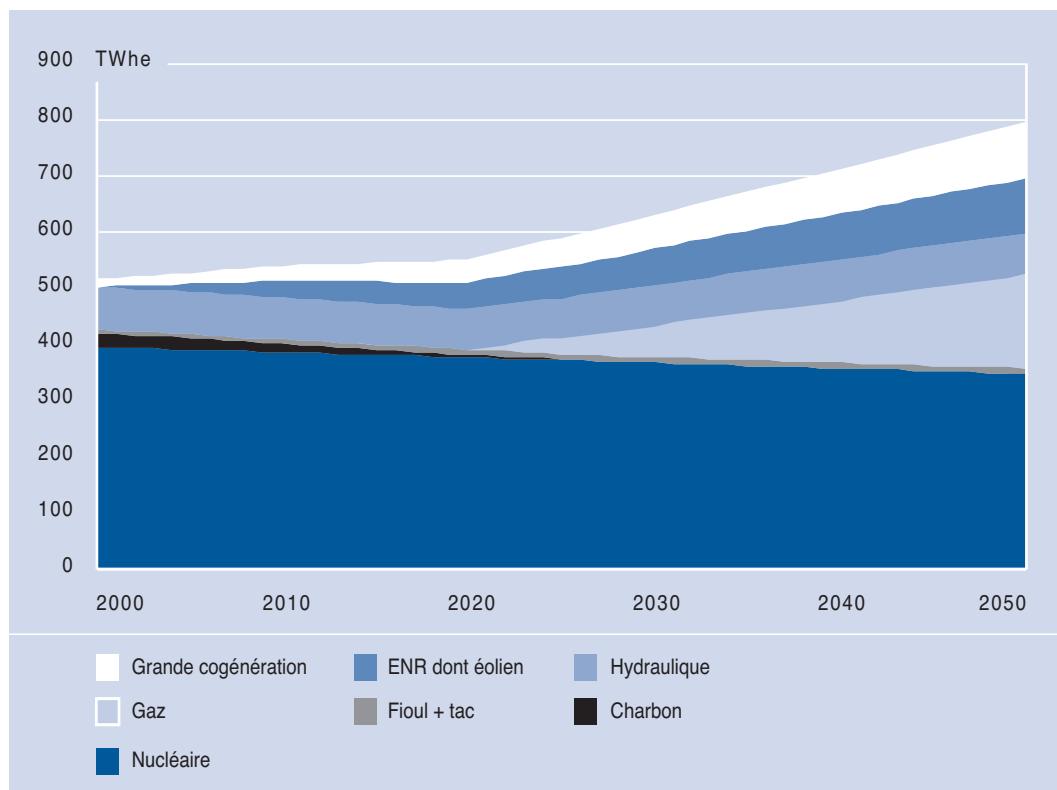


Figure 47

Production d'électricité (scénario de référence H2)

ce qui revient à une production en moyenne à 30 TWh/an. A l'horizon 2050 une politique publique volontariste pourrait amener la contribution de l'éolien à 70 TWh/an (dont 40 TWh on-shore et 30 TWh off-shore), le potentiel exploitable dépassant 150 TWh.

- Photovoltaïque intégré au bâtiment : 5 TWh/an (5 GWc sur 2.5 millions d'installations soit 10 % d'équivalents logements équipés de 2.5 kWc, soit deux fois plus que ce qui est prévu d'être réalisé en Allemagne ou au Japon d'ici 2010).

La contribution des nouvelles énergies renouvelables s'élève ainsi à 96,5 TWh à l'horizon 2050. On suppose qu'une partie de cette contribution est opérationnelle dès 2010 pour respecter la Directive européenne sur les énergies renouvelables, soit 30 TWh. A l'horizon 2030, ce total atteint 64 TWh soit les deux tiers du potentiel considéré.

Le potentiel de la grande cogénération, lui, est considéré à 100 TWh. Ce chiffre a été considéré

fixe sur l'ensemble des scénarios électriques, de façon à les rendre comparables. Les scénarios du rapport Charpin-Dessus-Pellat utilisent des valeurs différentes selon les variantes (50 TWh en H2 et 100 TWh en H1). La valeur conservatrice du point de vue de l'impact de la micro-cogénération sur les émissions de CO₂ est celle retenue. De même, une valeur supérieure des énergies renouvelables est également conservatrice du point de vue des émissions liées à la micro-cogénération.

De son côté, l'hydraulique est considérée stable en valeur absolue, de même que la production nucléaire. Enfin, le charbon disparaît de la production électrique après 2025.

Les résultats de la répartition de la production d'électricité du scénario de référence de l'étude établie à partir du scénario H2 du Rapport Charpin-Dessus-Pellat et des hypothèses de pénétration des ENR sont présentés dans la figure 47 (cf tableau V en annexe).

Les hypothèses

Les hypothèses pour l'élaboration des scénarios de pénétration de la micro-cogénération

L'objectif de l'étude est d'analyser sur une longue période (2000-2050) les conséquences en termes de ponction d'environnement de la pénétration de la micro-cogénération dans les secteurs identifiés. Dans ce but, les conditions technico-économiques d'un développement significatif de la cogénération décentralisée sont supposées assurées par hypothèse.

Afin de différencier les performances technologiques des différents systèmes de cogénération,

quatre scénarios ont été élaborés. Ils font pénétrer chacun une seule technologie de façon massive :

- le scénario « Moteur » fait pénétrer les moteurs à partir de 2005.
- le scénario « Turbine » fait pénétrer les micro-turbines à gaz à partir de 2005.
- le scénario « PACo BT » fait pénétrer les PACo à Basse Température à partir de 2010.
- le scénario « PACo HT » fait pénétrer les PACo à Haute Température à partir de 2010.

Le dimensionnement

Cette phase de dimensionnement technique constitue une étape essentielle avant la réalisation des scénarios. Pour chaque branche sectorielle, un potentiel de cogénération décentralisée en terme de puissance installée est calculé. La production thermique et électrique générée par ce parc sera déduite des besoins thermiques et électriques des secteurs concernés.

Le dimensionnement des systèmes de cogénération se base sur les hypothèses suivantes :

- la revente d'électricité sur le réseau est possible ;
- la méthodologie de dimensionnement reste celle d'un dimensionnement classique : elle est réalisée à partir de la monotone thermique. Pour chaque secteur, un profil thermique a pu être constitué à partir des données de profil citées en référence dans le chapitre I de ce rapport. Les résultats obtenus par cette méthode sont donnés

et commentés pages 19 et suivantes. Notons que, dans la pratique, ce dimensionnement n'est pas optimal pour un fonctionnement pendant l'hiver tarifaire d'EDF dans la mesure où un tel dimensionnement peut entraîner à la marge un fonctionnement en avril et en octobre.

- une possibilité de modulation de charge de 20% sans dégradation du rendement ou des émissions est considérée. On ne fait pas fonctionner la cogénération en dessous de 80% de charge ;
- aucun stockage journalier ou intra-hebdomadaire n'est considéré ;
- un appoint hors saison ainsi qu'une fourniture d'énergie en pointe sont assurés par une chaudière classique ;
- les temps d'arrêt liés à la maintenance et aux pannes ne sont pas pris en considération, la maintenance étant supposée effectuée hors période de chauffage.

Les taux de pénétration par secteur

La pénétration de la cogénération décentralisée doit se faire de façon progressive dans le temps. Dans ce but, des hypothèses de parts de marché et de durées de vie des systèmes ont été établies pour chaque branche sectorielle.

Les parts de marché ont été déterminées de telle sorte qu'elles prennent en compte de façon agrégée les critères suivants pour chaque branche sectorielle :

- l'évolution actuelle de la pénétration de la cogénération dans la branche considérée ;
- l'inertie du changement technologique ;
- la tendance générale de remplacement du fioul par le gaz.

Les durées de vie sont issues de données statistiques pour les chaudières et de nos propres estimations pour les cogénérations décentralisées. Le tableau 33 synthétise toutes ces hypothèses.

Dans le présent exercice les parts de marché sont les mêmes pour les différentes familles de techniques utilisées.

Pour l'habitat, les parts de marché sont relativement plus faibles que pour les secteurs du tertiaire. En effet, nous avons considéré que les systèmes de chauffage électrique garderaient une place importante dans ce secteur. Le même raisonnement est appliqué pour le bois-énergie qui est déjà très important dans ce secteur. Dans ces conditions, les parts des consommations pour l'électricité et pour le bois représentent respectivement 18% et 25 % en 2050. C'est donc environ le tiers de la consommation qui n'est pas concerné par la cogénération dans les hypothèses prises.

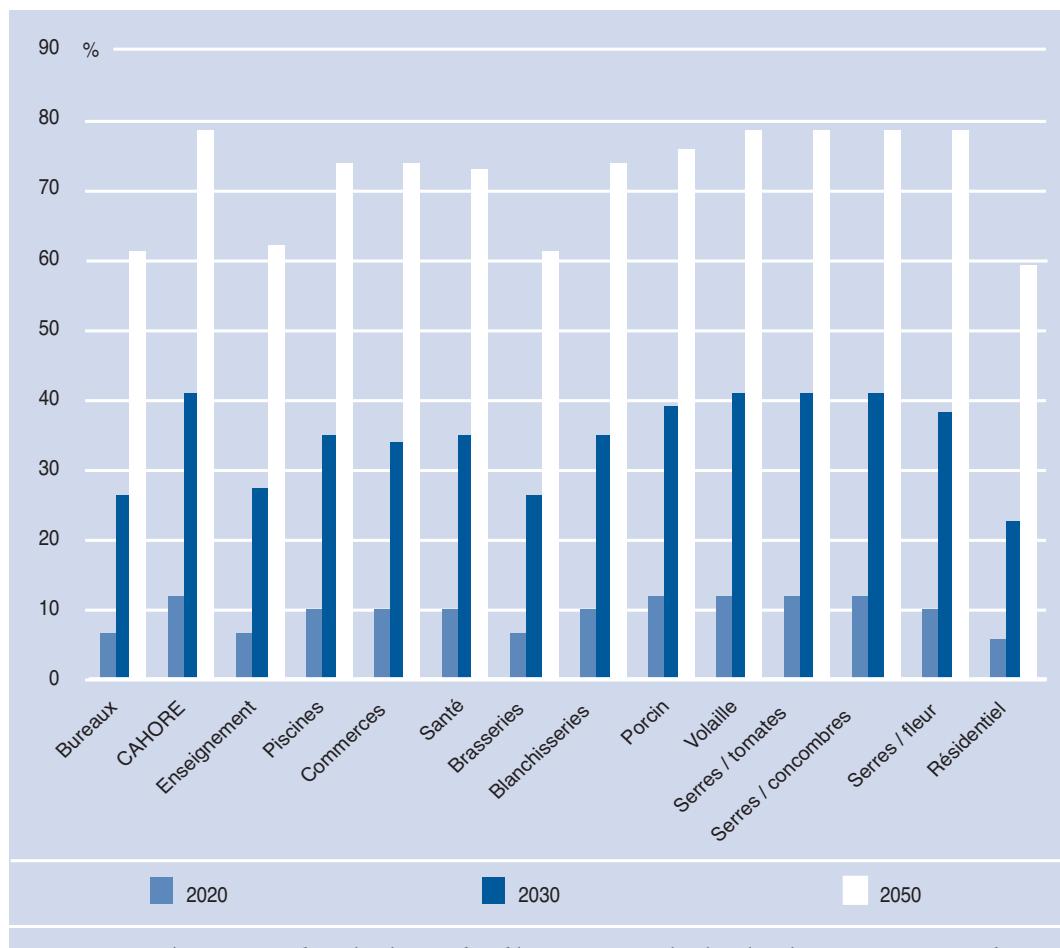
A partir de ces données hypothétiques le parc de cogénération à l'horizon 2050 a pu être évalué. Les résultats sont illustrés par la figure 48.

Secteurs	Durées de vie (années)			Parts de marché des systèmes de cogénération pour le remplacement des chaudières (%)					
	Cogénération actuelle	Cogénération future	Chaudières	2005	2010	2015	2020	2030	2040
Bureaux	20	30	20	0,2	2	10	30	60	85
CAHORE	20	30	12	0,2	2	10	30	65	85
Enseignement	20	30	20	0,2	2	10	30	65	85
Piscines	20	30	15	0,2	2	10	30	70	90
Commerces	20	30	12	0,2	2	8	25	50	75
Santé	20	30	15	0,2	2	10	30	70	85
Brasseries	20	30	20	0,2	2	10	30	60	85
Blanchisseries	20	30	15	0,2	2	10	30	70	90
Elevage porcin	20	30	12	0,2	2	10	30	60	75
Elevage volaille	20	30	12	0,2	2	10	30	65	85
Serres / tomates	20	30	12	0,2	2	10	30	65	85
Serres / concombre	20	30	12	0,2	2	10	30	65	85
Serres / fleur	20	30	12	0,2	2	10	25	65	85
Résidentiel	20	30	12	0,1	1	5	15	30	50

Remarques :

- la date de pénétration des Piles à Combustible, technologie moins mature que les moteurs et les turbines, est 2010. Les parts de marché sont donc décalées en conséquence (à savoir 0,2% en 2010).
- les mentions « actuelle » et « future » correspondent respectivement aux données considérées à la date de pénétration de la technologie et 15 ans après cette date

Tableau 33
Hypothèses d'introduction des systèmes de cogénération à l'horizon 2050

**Figure 48**

Taux de pénétration des systèmes de cogénération dans le parc de chaudières pour chaque secteur

Remarque : pour les scénarios à base de pile à combustible, ces parts sont décalées dans le temps puisque ces techniques ne sont introduites qu'après 2010.

Les substitutions de combustibles

Les substitutions de combustibles induites par la pénétration de la micro-cogénération jouent un rôle majeur dans le bilan environnemental.

Les hypothèses prises sur ce sujet sont décrites dans les paragraphes qui suivent :

- La priorité est donnée au fonctionnement au gaz naturel ou au GPL. En particulier, la substitution du fioul se fait par du gaz et du GPL, en tenant compte du reliquat de logements non reliés au gaz. Lorsque la cogénération remplace du fioul ou de l'électricité, on la remplace à 90% par du gaz naturel (ou le cas échéant du biogaz) et à 10% par du GPL. Ceci correspond au fait que la part tendancielle du chauffage au fioul continue de baisser mais qu'il reste une proportion du territoire sans accès au réseau de gaz.

- Le choix proposé à l'optimisation est d'utiliser un appoint de même nature que l'énergie de cogénération, c'est-à-dire soit du gaz, soit du GPL.
- Un autre choix fait ici est de ne substituer que les énergies de chauffage fossiles et électriques, cette dernière ne l'étant qu'en partie pour tenir compte de la proportion des logements les plus exiguës. Le bois (considéré comme fatal au niveau national) et les réseaux de chaleur (qui font et feront l'objet de cogénération de grande taille en amont) ne sont pas considérés dans les substitutions. En effet, comme pour la production électrique hydraulique, ces productions sont en grande partie fatales (ordures ménagères, géothermie...) et devraient rester à une échelle identique. Les parts de marché des énergies de cogénération sont données dans le tableau 34.

Le calcul des émissions

Le bilan des émissions du scénario de pénétration de la micro-cogénération par rapport au scénario de référence se base principalement sur les hypothèses suivantes :

- au rendement des systèmes de cogénération, on ajoute une perte énergétique liée à la valorisation de la chaleur équivalente à celle de la chaudière de remplacement ;
- la production d'électricité à partir de la petite cogénération remplace de façon prioritaire les centrales à turbines à gaz (cycles combinés), puis en deuxième lieu les centrales au charbon et en dernier lieu, marginalement, les centrales nucléaires.

Secteur	Energie d'origine	Part maximale de la substitution (%)	Répartition de la substitution (%)		
			Gaz	GPL	Fioul
Tertiaire et petites entreprises de l'industrie et de l'agriculture	Fioul	100 %	90	10	0
	Gaz	100 %	100	0	0
	Urbain	0 %	0	0	0
	Charbon & autres	0 %	0	0	0
	Electricité	50 %	90	10	0
Habitat	Fioul	100 %	90	10	0
	GPL	100 %	0	100	0
	Gaz	100 %	100	0	0
	Bois et géothermie	0 %	0	0	0
	Charbon	0 %	0	0	0
	Electricité	50 %	90	10	0

Tableau 34
Énergies substituées par la micro-cogénération

Résultats

La production de chaleur et d'électricité issue de la petite cogénération à l'horizon 2050

Résultats globaux

Le besoin de chaleur des secteurs destinés à la petite cogénération identifiés dans l'étude et la couverture de ces besoins par la cogénération et l'appoint (fourni par une chaudière associée au système de cogénération) sont présentés dans le tableau 35 et la figure 49.

Les dimensionnements des systèmes de cogénération étant basés sur les besoins en chaleur, la progression de la chaleur valorisée en cogénération ne dépend pas de la technologie utilisée. Pour les scénarios avec pile à combustible, la pénétration de la cogénération suit la même courbe mais légèrement retardée (arrivée des piles à combustible en 2010 au lieu de 2005), les proportions étant les mêmes entre la demande de chaleur et la production en cogénération.

L'apport en chaleur assuré par les systèmes de cogénération représente à l'horizon 2050 une part de 40% des besoins des secteurs cogénérables identifiés (37 % dans le cas les scénarios avec PACo), soit 20 % des besoins en chaleur de l'ensemble du parc français. Les apponts d'été et d'hiver associés à cette part de cogénération

s'élèvent à 24% (22 % dans le cas des scénarios PACo). Les besoins en appoint d'été peuvent être limités par une modulation plus forte des appareils ou par un stockage, qui peuvent être justifiés par l'absence de système complémentaire à investir. Les apponts d'hiver peuvent être couverts par le solaire, par des ballons électriques, etc.

A l'issue de ces scénarios, une forte proportion des besoins de chaleur reste non satisfaite par la cogénération. Ceci est lié à la conservation de l'énergie-bois, des réseaux de chaleur, et du maintien d'une fraction importante (50%) du chauffage électrique.

A l'inverse de la chaleur, la production d'électricité cogénérée est très liée à la technologie employée en cogénération. Pour chaque scénario, elle est mise en regard dans la figure 50 avec le reste de la production électrique brute (autoconsommations et exportations comprises) donnée par le scénario H de référence (cf tableau VI en annexe).

Le point d'infexion observé en fin de période sur la courbe pile à combustible – haute température, correspond au passage à une technologie

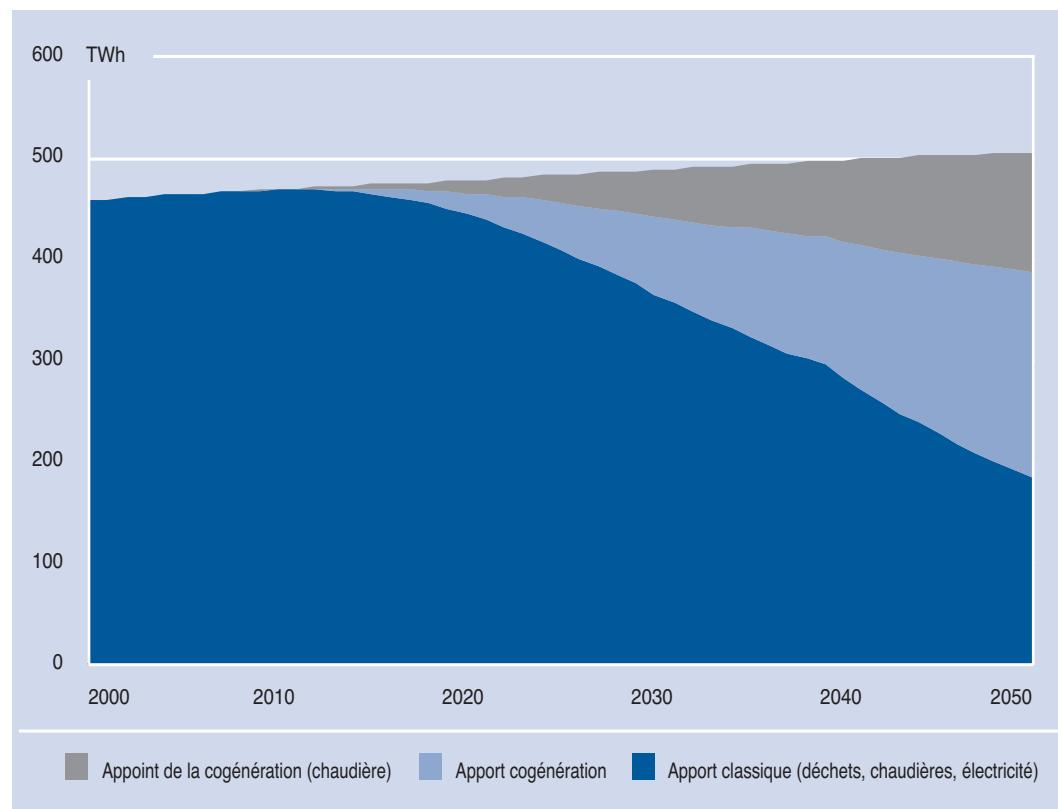
Cogénération et émissions de CO₂

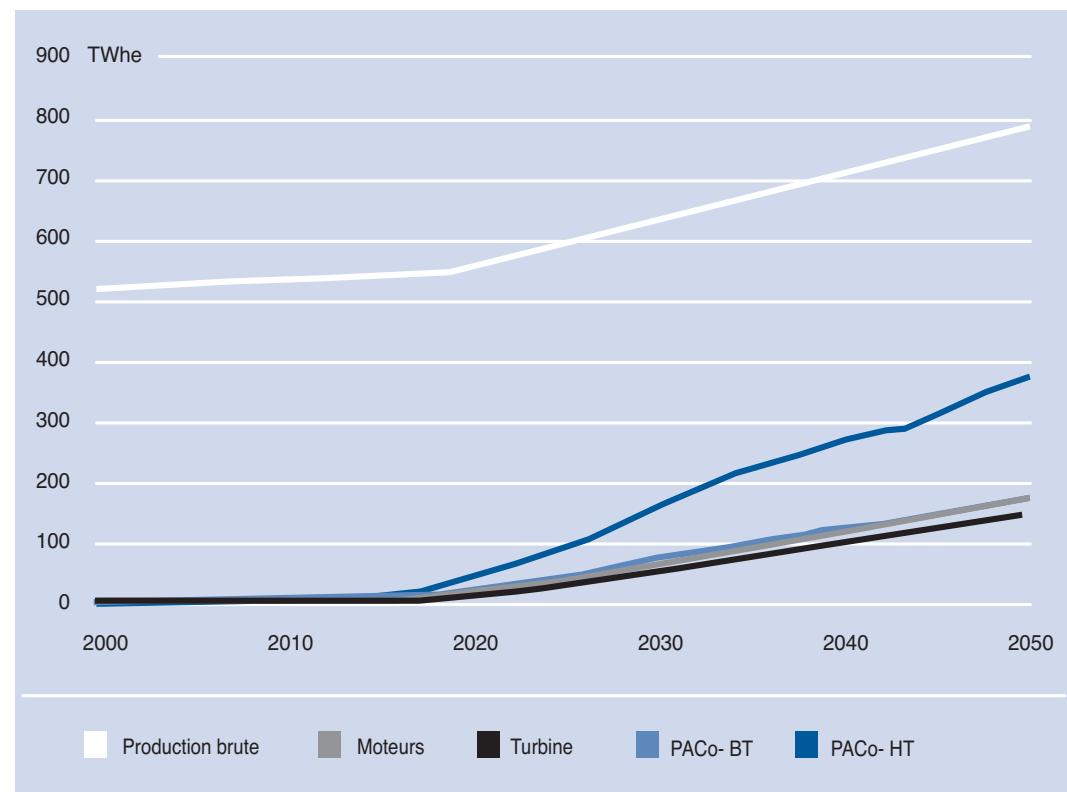
à plus fort rendement électrique, et donc à forte production. La forme de la courbe est liée à la progression des technologies en pourcentage des chaudières anciennes, puis à la disparition des technologies de première génération.

Le scénario PACo HT se démarque des autres scénarios avec une production importante d'électricité (400 TWhe) issue de la cogénération à faible puissance, soit la moitié de la production brute d'électricité en France à l'horizon 2050. Pour les

	2000	2030	2050
Tertiaire			
Besoins du secteur	79	86	107
Apport Cogénération	-	4	34
Appoint Cogénération	-	4	34
Petites industries et agriculture			
Besoins du secteur	19	20	23
Apport Cogénération	-	1	11
Appoint Cogénération	-	1	7
Habitat			
Besoins du secteur	361	373	377
Apport Cogénération	-	17	143
Appoint Cogénération	-	8	70
Total périmètre de l'étude			
Besoins des secteurs	459	479	507
Apport Cogénération	-	22	188
Appoint Cogénération	-	13	111

Tableau 35
Besoins en chaleur des secteurs considérés en TWh



**Figure 50**

Production électrique de la petite cogénération selon les scénarios par rapport à la production totale d'électricité

autres scénarios, la micro-cogénération assurerait un quart de la production brute d'électricité. Il est également intéressant de souligner que la part de chauffage électrique substitué dans ces scénarios par de la chaleur en cogénération représente près de 6% des besoins électriques totaux (tous secteurs confondus -scénario de demande H) à l'horizon 2050.

Résultats par secteur

La production de chaleur

Suivant les profils thermiques des différents secteurs cogénérables étudiés, la valorisation de la chaleur par la cogénération sera différente. La figure 51 illustre ces nuances par secteur en mettant en évidence les parts de chaleur valorisée par la cogénération et l'appoint associé par rapport aux besoins des secteurs.

Des besoins en appoint très importants dans le secteur du tertiaire peuvent être constatés. Ils sont équivalents à l'apport de la cogénération. En effet, dans les bureaux, par exemple, la part des besoins valorisés en appoint est de 41.7 %, alors que cette part s'élève à 13.3 % dans le secteur de l'habitat (cf. chapitre I) notamment du fait de la très forte intermittence.

La production d'électricité

La production électrique des différents scénarios mise en regard avec la demande du secteur est présentée pour chaque secteur dans les figures 52 à 54.

Le dépassement de la demande par la production peut signifier que le potentiel dépasse largement les seuls besoins du secteur considéré et synchrones avec la demande de chaleur. Cela est possible grâce à un échange des excédents entre consommateurs organisés ou avec les distributeurs, soit par comptage à double sens, soit par un tarif de rachat.

Le scénario des piles haute température se débat nettement des autres, ceci à cause d'un ratio électricité-chaleur nettement plus élevé. La rentabilité de l'auto-production est ici la plus intéressante, le tertiaire ayant des tarifs plutôt plus élevés que l'industrie et un profil de consommation favorable à la production.

Pour le secteur TPIA, le chiffre de consommation correspond aux seules branches considérées dans cette étude. Cependant, ce bilan peut ne pas être équilibré pour chacune des branches composant le secteur des très petites industries agro-alimentaires. Le type de modèle d'échange entre les

Cogénération et émissions de CO₂

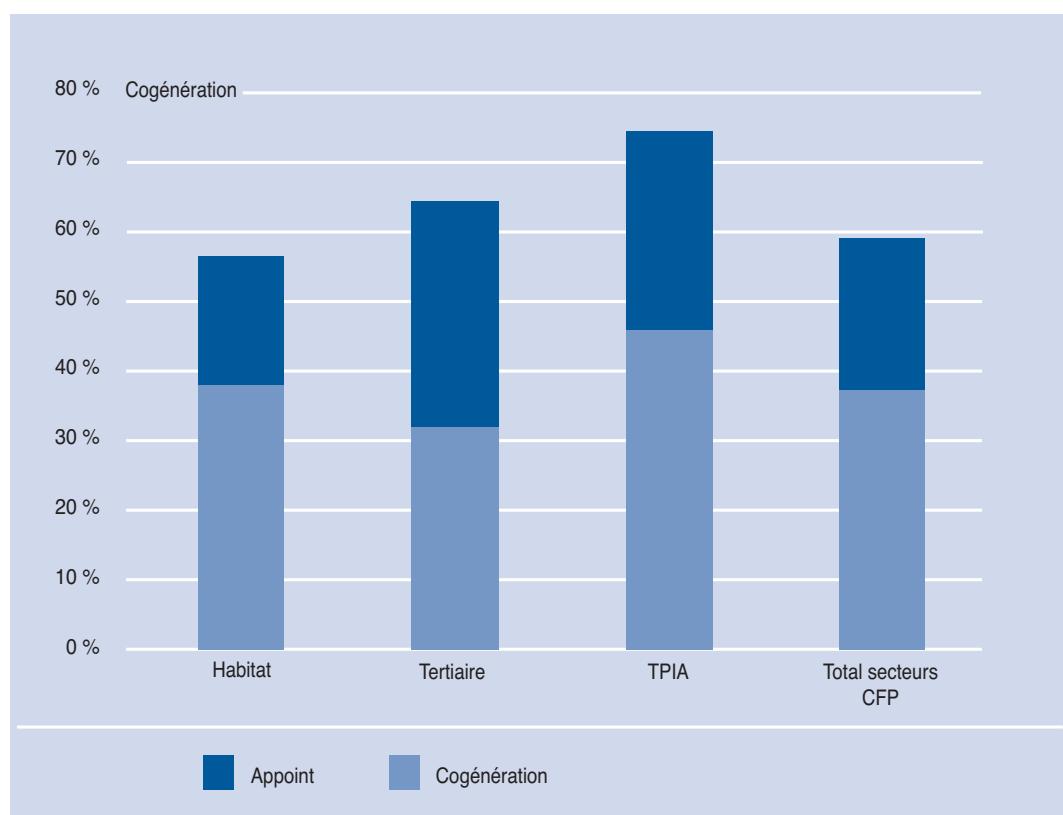


Figure 51

Parts de la valorisation par la cogénération par rapport au total des besoins en chaleur des secteurs identifiés
Scénarios Moteur ou Turbine en 2050.

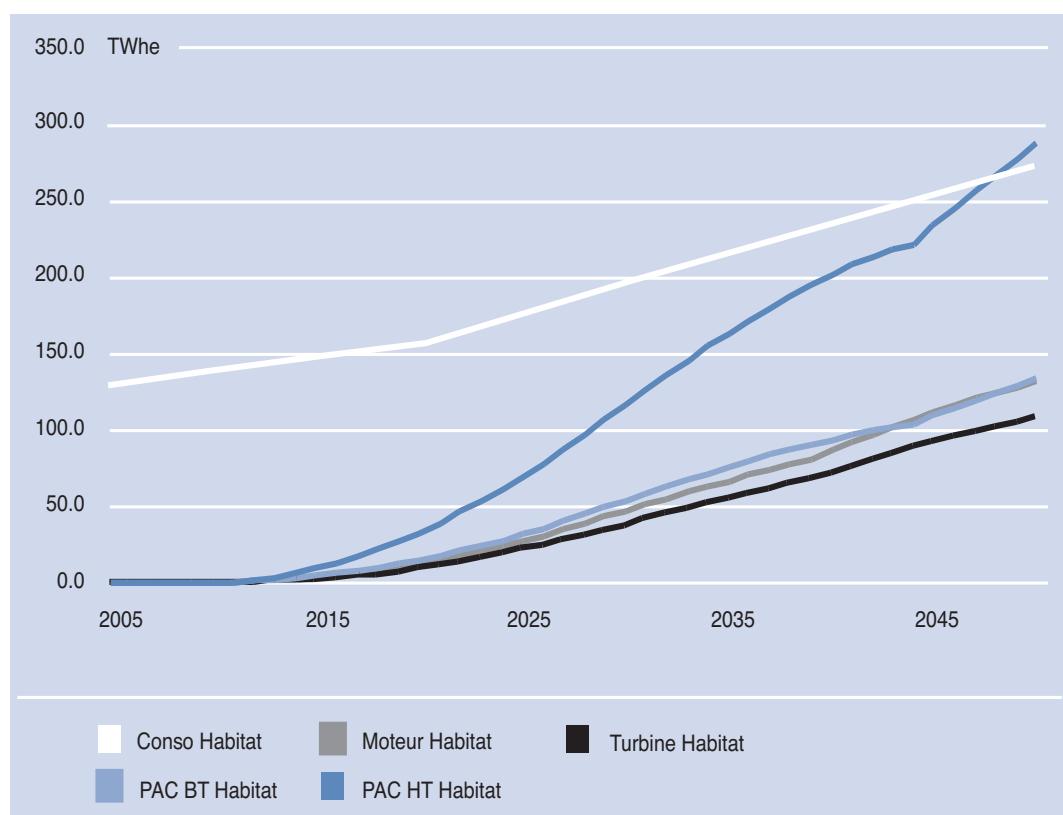


Figure 52

Production électrique en cogénération dans l'habitat (TWhe)

Cogénération et émissions de CO₂

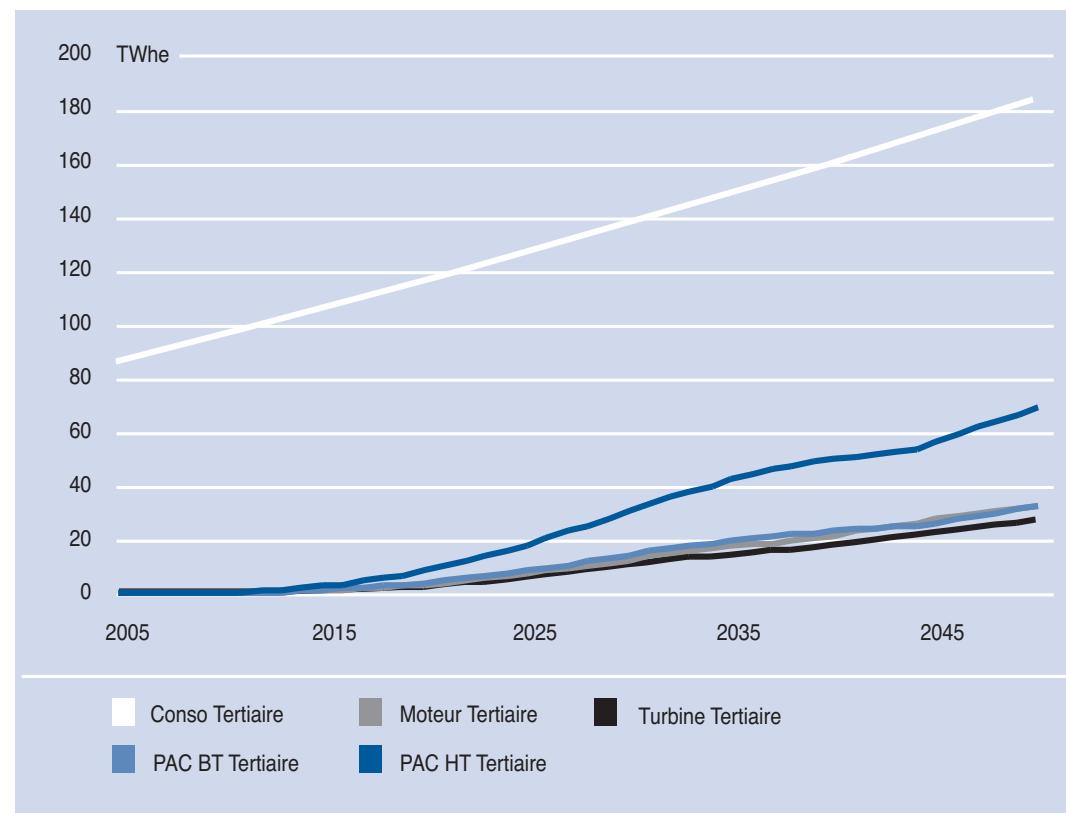


Figure 53

Production électrique en cogénération dans le tertiaire (TWh)

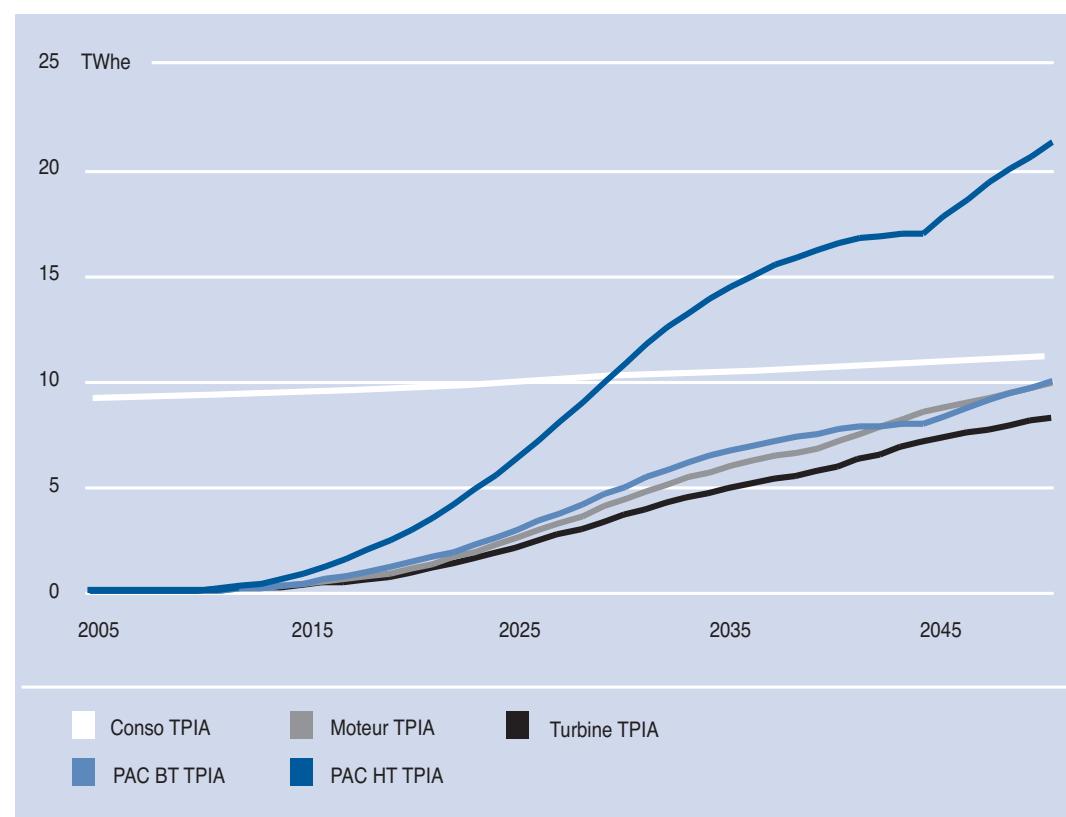


Figure 54

Production électrique en cogénération dans les TPIA (TWh)

entreprises détermine alors la réalisation ou non de ce potentiel.

L'évolution de la structure de production d'électricité

L'apport de la cogénération de faible puissance

Nous avons mis en évidence l'influence des scénarios de pénétration des systèmes de cogénération sur la structure du parc de production d'électricité de référence. En effet, comme décrit dans le chapitre III, la production d'électricité à partir de la petite cogénération remplace de façon prioritaire les centrales à turbines à gaz (cycles combinés), puis en deuxième lieu les centrales au charbon et en dernier lieu les centrales nucléaires.

La figure 55 illustre de façon détaillée les différentes origines de production d'électricité centralisée remplacées par les systèmes de cogénération dans le cas du scénario moteur (cf tableau VII en annexe). La part de la cogénération de faible puissance regroupe donc les 4 aires supérieures de la courbe.

On peut constater que dans cette simulation, la cogénération de faible puissance absorbe l'essentiel de l'accroissement de production électrique dès 2020. C'est donc ce que permet la production

électrique en cogénération dès lors qu'elle s'attache à satisfaire au mieux les besoins de chaleur cogénérables.

En 2020, la part de marché des systèmes de cogénération parmi les systèmes de chauffage neufs varient entre 15% et 30% suivant les secteurs (15 % pour le résidentiel et 30 % pour les bureaux), ce qui correspond à un taux de pénétration variant de 6.5 % à 12.5 % dans les secteurs cogénérables (6.5 % pour le résidentiel et 7.5 % pour les bureaux).

Equilibre du secteur électrique

Si l'on regroupe les deux catégories de cogénération, la grande et la petite, c'est une production électrique possible en 2050 qui approche de la moitié de la production électrique totale.

Dans ce scénario, les centrales à charbon et au fioul disparaissent respectivement en 2017 et 2020. Dans ces conditions une concurrence entre l'électricité nucléaire et l'électricité cogénérée pour la production électrique en base apparaît marginalement dès l'année 2020. A partir de cette date, le mix de production d'électricité n'est alors plus composé que de centrales nucléaires, de l'hydraulique et des autres renouvelables et de systèmes décentralisés de production d'électricité.

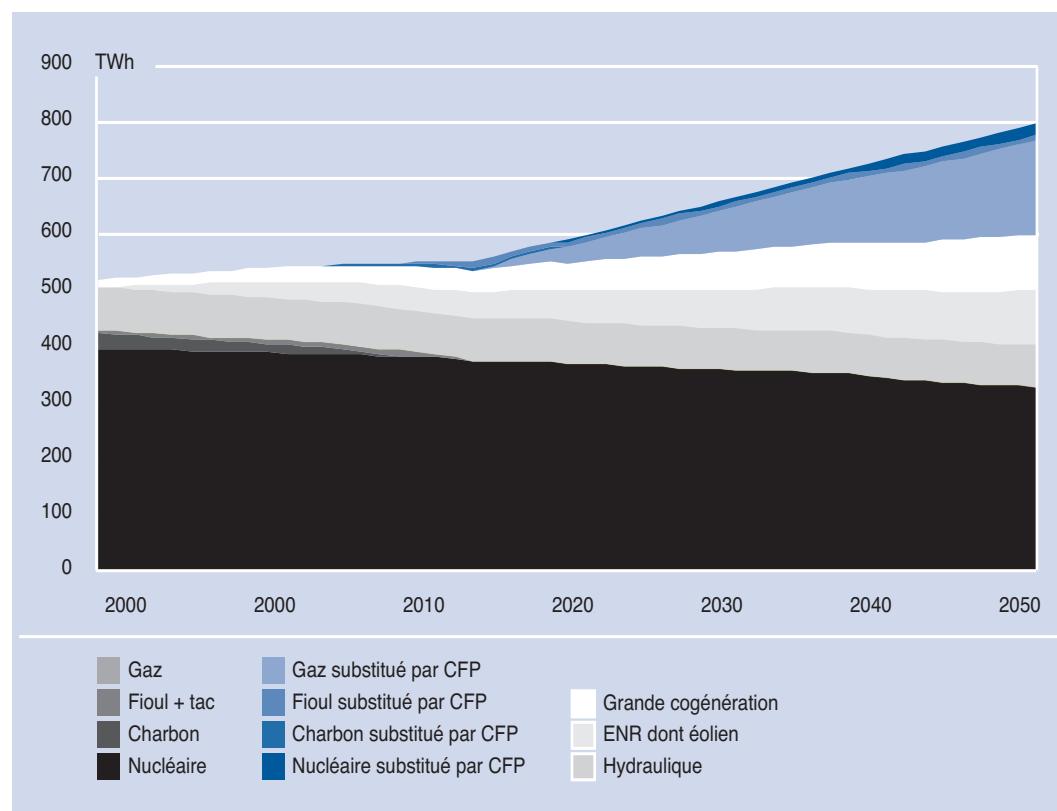


Figure 55
Evolution de la structure de la production d'électricité à l'horizon 2050
Scénario Moteur

Le secteur électrique a alors la structure suivante :

- La production en base
 - Une base « ferme » composée de la production nucléaire, de l'hydraulique de fleuve et d'une partie de la cogénération de l'industrie lourde à activité constante sur l'année et de la production à partir des énergies renouvelables (incinération, production électrique à partir du bois),
 - Une base « variable » composée d'énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque).
- La production en semi-base et en pointe
- La cogénération de faible puissance et une partie la grande cogénération,
- L'hydraulique de lac.
- L'extrême pointe de production
- L'hydraulique de pompage.

Une analyse plus fine devrait permettre de vérifier la cohérence d'un tel parc de production. Les proportions telles qu'elles se dégagent semblent cohérentes. En effet, l'accroissement du chauffage électrique et surtout des consommations d'électricité spécifiques domestiques et tertiaires devrait induire en 2050 une plus grande variabilité des consommations électriques selon les heures de la journée et selon les saisons. Une production électrique additionnelle disponible reliée à l'occupation des locaux (logements et activités tertiaires) peut répondre de façon cohérente à la hausse de la consommation d'électricité pendant ces heures

d'occupation notamment en hiver.

Le cas d'une forte production électrique à partir des piles à combustible

Pour les autres scénarios, les comportements observés sont similaires, mais beaucoup plus marqués dans le cas du scénario PACo HT comme l'illustre la figure 56. En effet, dans le cas du scénario PACo HT, la part de production d'électricité cogénérée qui entre en conflit avec le nucléaire s'élève à environ 250 TWh en 2050, soit près d'un tiers de la production totale d'EDF.

Ceci fait pendant à une autre question posée par les besoins électriques : même si la pointe d'hiver reste la règle en Europe, les contrastes saisonniers entre l'offre et la demande, caractéristiques du système français actuel, seraient bouleversés par un développement massif de la cogénération.

La gestion du réseau électrique

Enfin, la question de l'impact d'un fort développement de la micro-cogénération sur la gestion du système électrique fait débat et mériterait une analyse plus poussée qui dépasse le cadre de cette étude. La multiplication des unités de production d'électricité décentralisée a-t-elle un effet positif ou négatif sur la sécurité du système électrique ? En effet, une grande part de la production répartie (éolien, photovoltaïque) est de nature aléatoire ou

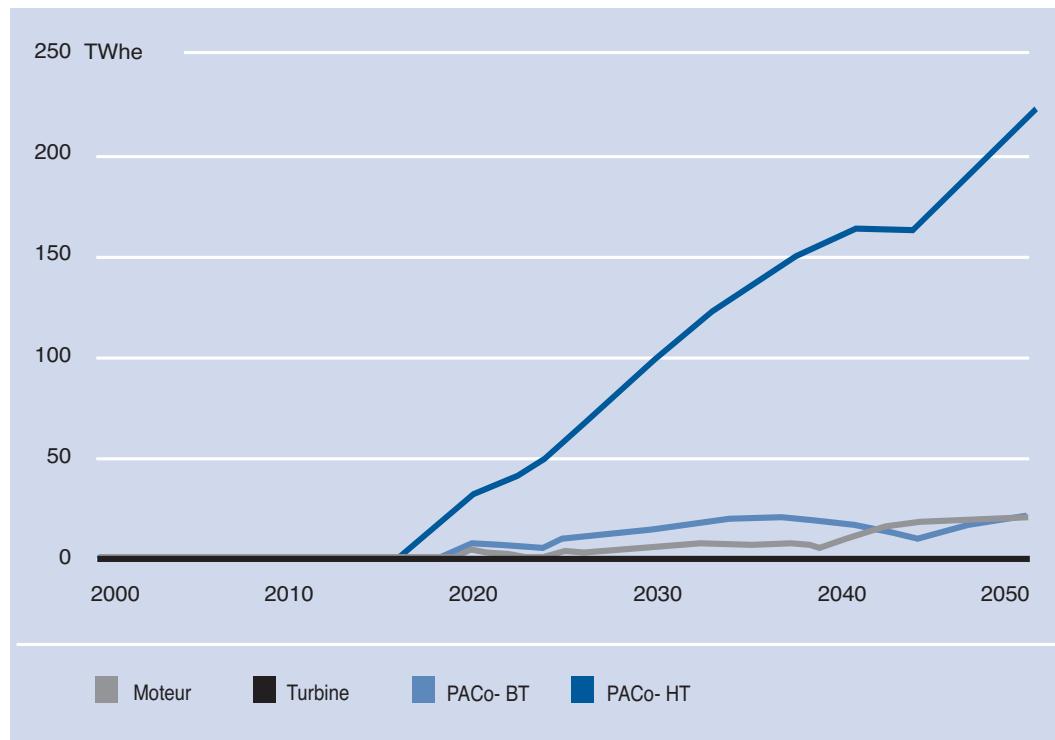


Figure 56

Part de la production d'électricité nucléaire concurrencée par les systèmes de cogénération selon les scénarios considérés

asservie à des besoins autres que ceux du système électrique (petite cogénération), cette part pourrait représenter selon les scénarios entre 30 et 65 % du parc de production d'électricité. La question est donc posée de savoir si cela amplifierait les problèmes d'ajustement inhérents au système électrique, impliquant alors de limiter la production décentralisée à un certain seuil ou d'augmenter les capacités de

production centralisée installées afin de répondre aux différents aléas de l'offre et de la demande. Une autre solution serait le pilotage des unités de cogénération par le gestionnaire du système électrique, cela dégraderait les rendements globaux des cogénérations qui ne fonctionneraient plus uniquement pour satisfaire les besoins de chaleur mais réduirait les pertes de distribution de l'électricité.

Le bilan environnemental

Impact de la pénétration de la petite cogénération sur les émissions de CO₂

Résultats globaux

L'impact en termes d'émissions de CO₂ des différents scénarios de pénétration de la micro-cogénération à l'horizon 2050 est illustrée par la figure 57.

Les scénarios Moteur, Turbine et PACo BT présentent des gains importants d'émissions de CO₂ par rapport au scénario de référence qui s'élèvent respectivement à 18.8, 15.0 et 19.1 Mtonnes CO₂ (malgré une petite part de substitution de nucléaire). A titre indicatif, les émissions brutes françaises de CO₂ liées à la production d'électricité en 2001 s'élevaient à environ 31 Mt²¹. Cela ré-

sulte de la sortie du parc d'une part des centrales charbon et d'autre part d'un meilleur rendement global de la cogénération de faible puissance par rapport aux turbines à gaz dédiées à la production électrique et aux chaudières domestiques à gaz ou à fioul elles-aussi remplacées.

Mais dans le cas du scénario PAC HT dont la production électrique est très élevée, le gain en économie d'énergie ne permet pas de compenser la hausse des émissions de CO₂ liée au remplacement du nucléaire. Le bilan carbone bascule dans le positif (émissions supplémentaires par rapport au scénario de référence) dès l'année 2021.

Pour cette année :

- les parts de marché des systèmes de cogénération sur le remplacement des systèmes de chauffage

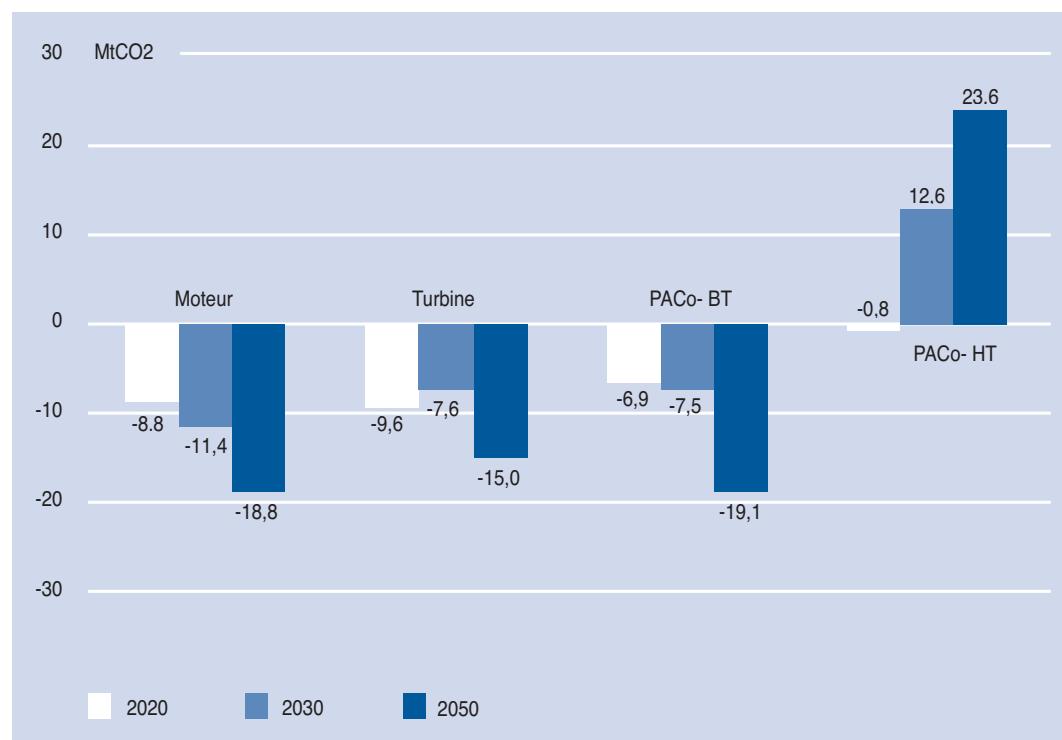


Figure 57

Impact des scénarios de cogénération sur les émissions de CO₂ à l'horizon 2050

neufs varient entre 15% et 30% suivants les secteurs (15 % pour le résidentiel et 30 % pour les bureaux – cf. chapitre II), ce qui correspond à un taux de pénétration variant de 6.5 % à 12.5 % dans les secteurs cogénérables (6.5 % pour le résidentiel et 7.5 % pour les bureaux) ;

- La quantité d'électricité nucléaire remplacée s'élève à 35.6 TWh, ce qui représente 6.4 % de la production brute.

En 2050, les émissions de CO₂ issues de ce scénario sont de 23 Mtonnes supérieures à celle du scénario de référence choisi.

Résultats par secteur

L'impact de la pénétration des systèmes de cogénération de faible puissance sur les émissions de CO₂ des différents scénarios considérés est présenté pour chaque secteur pris isolément par les figures 58 à 61.

La cogénération correspond à une amélioration du bilan carbone, en particulier parce que les chaudières au fioul voient leur part de marché diminuer régulièrement, notamment dans l'habitat. Autour de 2015 pour l'habitat, la production électrique en cogénération dépasse fortement la production des

centrales à gaz (encore limitée) et remplace totalement la production charbon avant la fin de son déclin dans le scénario de référence. Ceci explique les fortes réductions de CO₂ en 2020.

Sur la période 2020-2025, les bilans carbone évoluent de façon contradictoire pour les secteurs des petites entreprises industrielles et agricoles, le tertiaire et le résidentiel. Ce phénomène est particulièrement marqué dans les scénarios Turbine et Moteur où la production d'électricité cogénérée est la moins élevée. Dans le secteur de l'habitat, le bilan carbone se dégrade principalement à cause de la disparition du charbon dans le scénario de référence avec lequel la comparaison est effectuée. A l'inverse, dans les secteurs des entreprises et du tertiaire, le remplacement important des chaudières au fioul améliore le bilan carbone. En effet, en 2025 les parts respectives de remplacement du fioul par rapport aux besoins thermiques des secteurs sont de 7% et 14% contre 4 % pour le secteur de l'habitat. De plus, la part du chauffage électrique moins importante dans ces deux premiers secteurs rend le bilan carbone moins sensible à la disparition du charbon dans le scénario de référence.

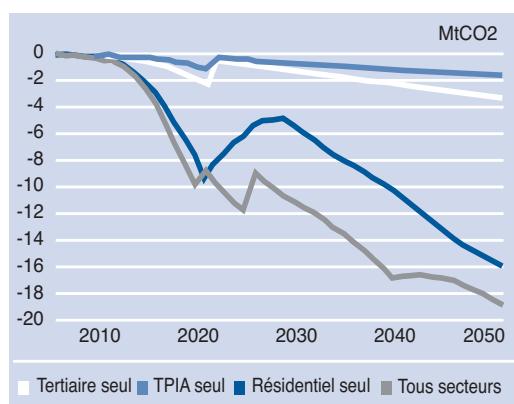


Figure 58

Scénario Moteur - Impact CO₂ par secteur

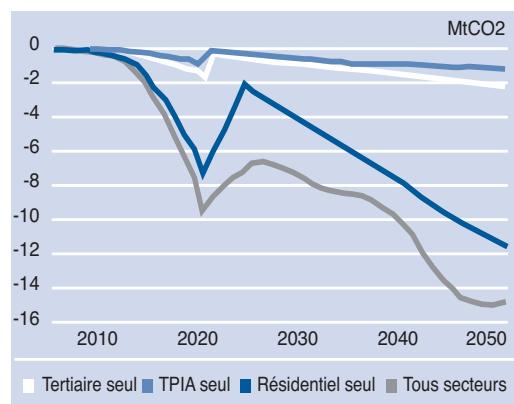


Figure 59

Scénario Turbine - Impact CO₂ par secteur

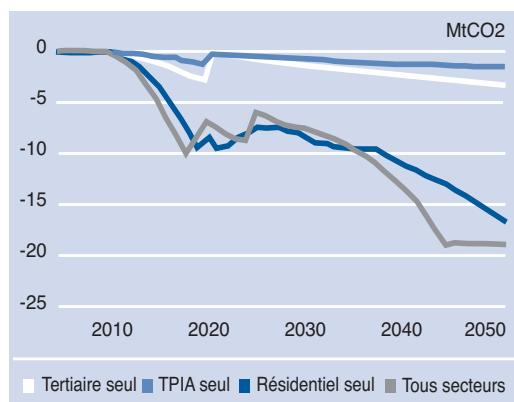


Figure 60

Scénario PACo BT - Impact CO₂ par secteur

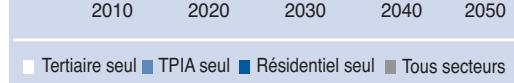


Figure 61

Scénario PACo HT - Impact CO₂ par secteur

A partir de 2025, chaque secteur évolue dans le même sens, c'est à dire vers une amélioration du bilan carbone, à l'exception du scénario PACo HT. En effet, pour ce dernier le gain en énergie lié à la cogénération décentralisée ne permet pas de compenser la perte de carbone liée à la part importante d'électricité nucléaire remplacée.

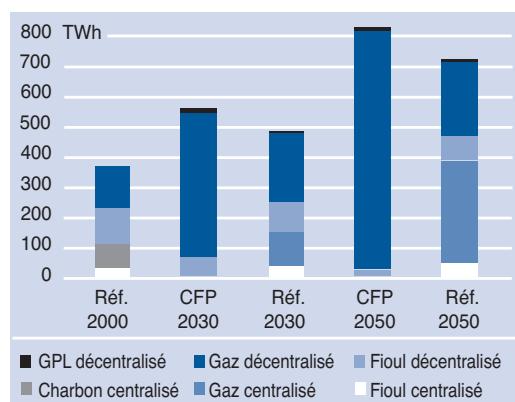
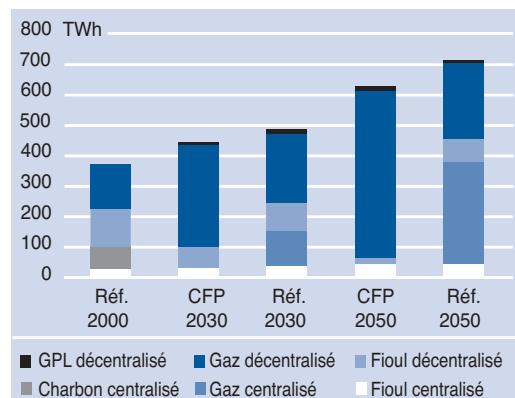
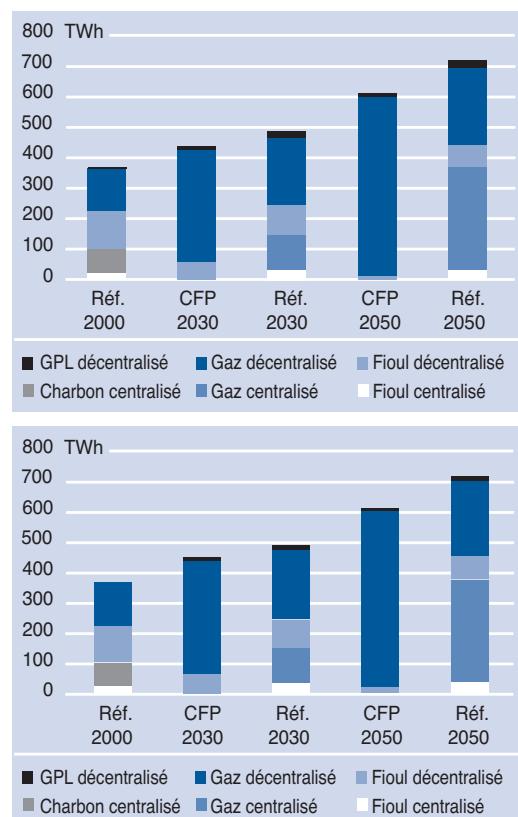
Enfin, les points d'inflexions relevés en 2040 pour les scénarios Moteur et Turbine et en 2045 pour les scénarios PACo correspondent à l'amélioration des rendements électriques considérés pour les technologies de cogénération. Le rendement électrique s'améliorant, la part de nucléaire remplacée augmente et le bilan carbone se détériore.

Consommation de combustibles et d'énergie primaire

Un autre résultat obtenu est la quantité de combustibles consommée pour un secteur donné ou pour une technologie. Ce bilan permet de comprendre notamment d'où vient le gain en terme d'émissions, et de donner des indications sur les conséquences amont en terme d'infrastructures.

Les figures 62 à 65 présentent les bilans comparés en terme de consommation de carburant entre le

scénario de référence et ceux de pénétration de la micro-cogénération (cf tableau VIII en annexe). Globalement, la pénétration de la micro-cogénération permet des économies de combustibles à l'exception du scénario PACo HT. En 2050, ces gains par rapport au scénario de référence sont estimés respectivement à 14,7 %, 13,0 % et 15,0 % pour les scénarios Moteur, Turbine, et PACo BT. Le scénario PACo HT engendre une surconsommation de combustibles de 18,3% pour cette même année. Cependant, la quantité de combustibles (principalement le gaz naturel) utilisée de façon décentralisée nécessitant un réseau de distribution étoffé, prend une place très importante. En effet, en 2050 la quantité de combustible « décentralisée » est de 2,4 fois supérieure à celle du scénario de référence dans le cas du scénario PACo HT et d'environ 1,8 supérieure pour les autres scénarios. Par rapport aux quantités de combustibles utilisés aujourd'hui pour les systèmes de chauffage, ces facteurs s'élèvent respectivement à 3,3 et 2,4. Dans le cas d'une pénétration massive de la micro-cogénération, les réseaux de distribution de combustibles devront alors accueillir plus du double, voire le triple des quantités assurées actuellement.



Evolution de la consommation de combustibles en 2030 et 2050

Figure 62
Scénario Moteur

Figure 63
Scénario Turbine

Figure 64
Scénario PACo BT

Figure 65
Scénario PACo HT

Analyses de sensibilité concernant les piles à combustible

Sensibilité des résultats aux performances technologiques

La sensibilité des résultats en termes de production électrique aux performances technologiques est testée dans ce chapitre.

Dans un premier temps, on fait varier les paramètres de dimensionnement pour les scénarios PACo. Dans un second temps, l'exercice consiste à augmenter de 5 points les rendements électriques de chaque technologie.

Les caractéristiques technologiques de la pile à combustible lui permettent de subir des modulations de charge très importantes (jusqu'à 80%) sur l'année sans dégradation du rendement. Pour des installations individuelles, cela signifie que l'installation assure une part estivale de l'eau chaude sanitaire. Mieux, le dimensionnement de l'appareil se rapproche de la pointe, avec une proportion de la chaleur valorisée en cogénération nettement plus importante. Pour une modulation de 80% avant d'arrêter l'équipement, c'est alors une part de 99% des besoins en chaleur qui est assurée.

La méthode de calcul de la chaleur récupérée sur l'année par des journées types, utilisée pour dimensionner les équipements, permet de détailler ces sensibilités.

Dans ce contexte, le rendement global des secteurs augmente fortement. Dans le cas de l'habitat, le

taux de valorisation dépasse 99%. En effet, ce cas élimine le besoin d'un appoint lors des périodes d'entre-saison et pourrait même fournir de l'eau chaude sanitaire durant l'été. La production électrique augmente par voie de conséquence de 47%. Pour le tertiaire dont le taux de valorisation global est de 49%, cela correspond à plus du double de la production en cogénération en 2050. Pour les entreprises concernées (taux de valorisation de 62% en moyenne pondérée) l'augmentation de la production électrique est de 60%.

En termes absolus, ceci correspond aux données affichées dans le tableau 36.

En théorie, les chiffres de production peuvent donc encore largement croître avec l'optimisation de l'usage des technologies. Dans ce cas en effet, le seul secteur résidentiel peut fournir la moitié de la production électrique du pays !

Une telle valorisation plus importante de la chaleur, et le dimensionnement correspondant des équipements, aurait le même effet sur la production qu'une variante donnant un meilleur ratio électricité/chaleur.

Ainsi, une variante avec plus d'électricité donne les chiffres suivants pour une augmentation de 5% du rendement électrique, toute chose égale par ailleurs (cela correspond à une augmentation d'environ 25 à 30% du ratio électricité-châ-

En TWh	PEMs-FC		PACo-HT	
	Modulation 20% (scénario de base)	Modulation 80% (Variante)	Modulation 20% (scénario de base)	Modulation 80% (Variante)
Tertiaire	30	60	64	128
TPIA	20	32	42	68
Résidentiel	134	197	286	422
Général	183	289	393	618

Tableau 36
Production électrique cogénérée par les scénarios PACo avec une modulation de charge de 80 % possible Année 2050

TWhe	PEMs-FC			PACo-HT		
	Scénario de base	Modulation 80%	« Electricité plus »	Scénario de base	Modulation 80%	« Electricité plus »
Tertiaire	30	60	37	64	128	82
TPIA	20	32	24	42	68	55
Résidentiel	134	197	168	286	422	372
Général	183	289	230	393	618	510

Tableau 37
Production d'électricité des scénario PACo en fonction des variantes « modulation 80% » et « électricité plus » en 2050

Cogénération et émissions de CO₂

leur selon la filière technique). Les résultats issus de cette variante, appelée « électricité plus » sont synthétisés dans le tableau 37. Ainsi, une augmentation de la valorisation de chaleur permise par la modulation du fonctionnement a nettement plus d'effet qu'une amélioration substantielle du rendement et du ratio électricité chaleur.

Dans le cas des scénarios « électricité plus », les parts de production d'électricité cogénérée en concurrence avec le nucléaire deviennent importantes et impactent directement sur le bilan CO₂. Ces derniers résultats sont présentés dans les figures 66 et 67. Une alternative serait de considérer pour l'habitat qu'un stockage est réalisé afin d'éviter un équipe-

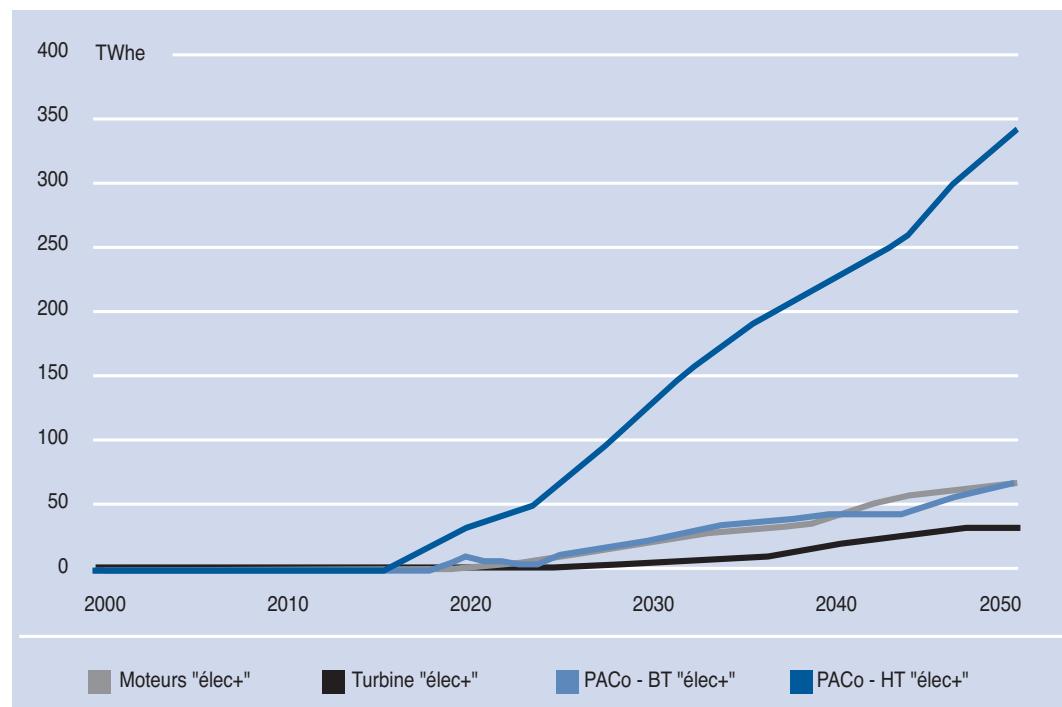


Figure 66

Part de production d'électricité cogénérée en concurrence avec le nucléaire dans le cas d'une amélioration des rendements électriques des cogénérations de 5 points

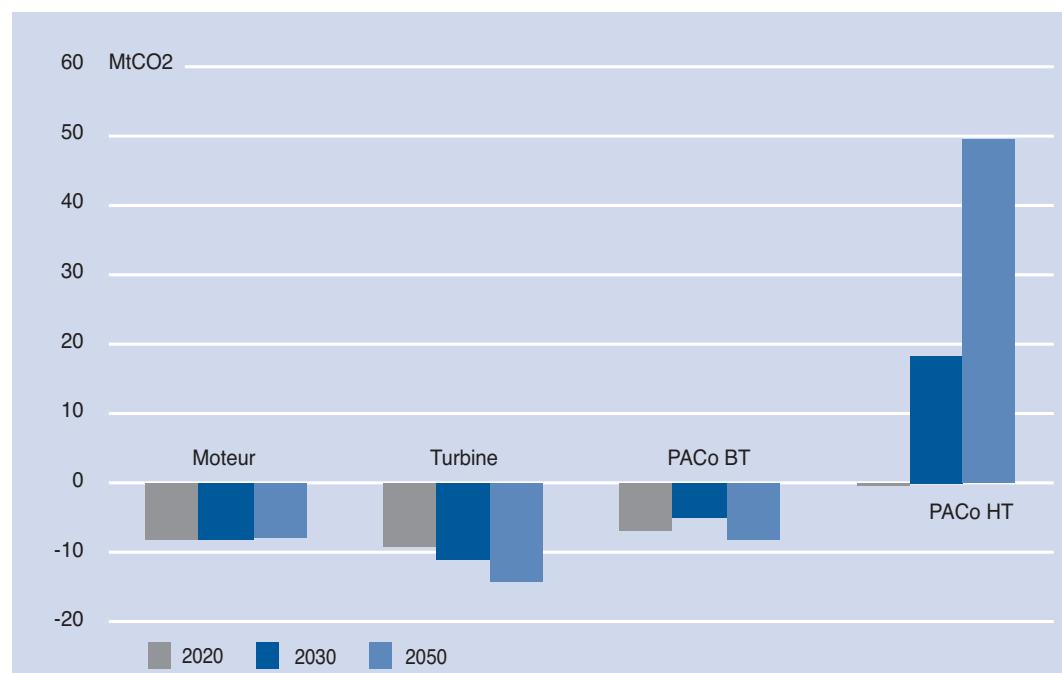


Figure 67

Bilan CO₂ des différents scénarios
- Variante « électricité + »

ment de secours. L'équipement –par exemple un moteur- est alors dimensionné de façon à pouvoir fournir la journée la plus froide de l'année. Grâce à un ballon d'eau chaude ou de sels fondus, la taille de l'appareil correspond donc à la moyenne de la journée la plus froide, durant laquelle la cogénération fonctionne en continu. Ce principe existe déjà sur des appareils domestiques simples, des chaudières au bois. Ceci permet d'avoir un fonctionnement plus continu et donc un meilleur rendement et une moindre pollution.

Pour la cogénération, ce principe peut s'appliquer économiquement puisqu'il évite l'investissement dans une source d'appoint à condition de se dimensionner exactement au dessus de la moyenne d'un jour de pointe de demande. Dans le calcul de dimensionnement par les jours-types, ceci correspond à une valeur supérieure à celle obtenue avec l'optimisation sans stockage. L'appareil peut donc fonctionner un peu moins longtemps dans l'année. La conséquence du stockage est donc de valoriser entièrement la chaleur de pointe d'hiver –située au dessus de la courbe de demande de chaleur valorisée- et de peu limiter l'appoint de l'entre-saison. Ceci représente par rapport au scénario central (au maximum 20% de modulation)

un gain de 16% des valorisations, ce qui augmente la production électrique de la façon suivante (en fonction des ratios électricité/chaleur), soit 14% pour les moteurs et 12% pour les turbines en 2050. Ce chiffre n'est donc pas spectaculaire du point de vue des productions, mais montre qu'une optimisation par stockage peut avoir du sens si par ailleurs l'équipement est optimisé en fonctionnement ou en pollution.

Toutes ces analyses de sensibilité débouchent sur un accroissement de la production électrique alors que l'on a vu dans la présentation des résultats que les scénarios moteurs et turbines satiraient déjà les besoins de production électriques hors nucléaire et hydraulique. C'est donc dans un scénario de référence différent que ces possibilités techniques pourraient trouver leur intérêt.

Sensibilité au scénario de référence

Les résultats des scénarios sont largement tributaires du scénario de référence choisi. Le premier choix a été de considérer un scénario représentatif du prolongement de la politique énergétique actuelle en France.

Une deuxième solution est d'utiliser comme référence la variante H1 du scénario issu du rapport

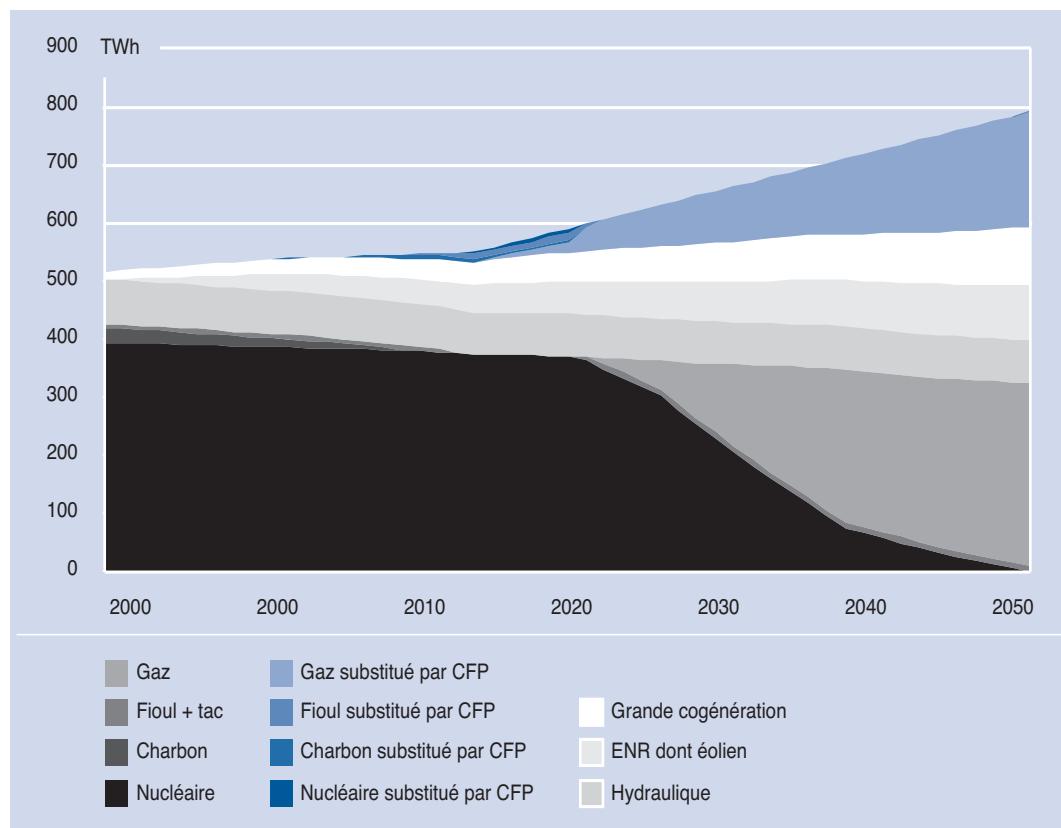


Figure 68

Production électrique dans le scénario
« moteurs » - Référence gaz

Charpin-Dessus-Pellat, qui prévoit le développement massif des cycles combinés au gaz. Dans le scénario « moteurs », on trouve alors comme production par des cycles combinés respectivement 28 TWh et 579 TWh en 2020 et en 2050 (figure 68). Dans ce cas, les micro-cogénérations remplacent majoritairement des centrales à gaz à cycle combiné et non plus de l'électricité nucléaire.

Les résultats de ce scénario sont très proches de ceux présentés plus haut. La cogénération de faible puissance substitute peu de cycle combiné gaz. On obtient alors un secteur électrique à la structure très différente :

- La production en base ferme
- Une base « ferme » n'est plus composée que de l'hydraulique de fleuve et de la production à partir des énergies renouvelables (incinération, production électrique à partir du bois).
- Une partie de la cogénération de l'industrie lourde à activité constante sur l'année.
- Une base « variable » composée d'énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque), Ces productions sont loin de couvrir la base au sens classique du terme.
- Une « semi-base » complétant la base composée.

- La cogénération de faible puissance et une partie la grande cogénération, la production électrique est systématisée dès lors qu'il y a un besoin de chaleur à satisfaire.

- La production complémentaire permettant l'équilibre du réseau :
- L'hydraulique de lac,
- Les turbines à gaz à cycle combiné (qui peuvent être appelées en base, en semi-base ou en pointe dès lors que la cogénération ne peut intervenir.
- L'extrême pointe de production
- L'hydraulique de pompage.

Dans le cas du scénario « PACo HT », la production d'électricité issue de la micro-cogénération est nettement plus importante et une large part des centrales gaz à cycle combiné est substituée par la micro-cogénération en 2050, ainsi qu'une partie de la production nucléaire sur la période 2020-2030 (figure 69).

La figure 70 présente les émissions de CO₂ gagnées par les scénarios de pénétration de la micro-cogénération dans le cas du scénario de référence « gaz ». On voit que des effets de saturation apparaissent durant la période où subsistent des énergies thermiques anciennes. Ceci est lié à l'ordre marginal de suppression de ces énergies,

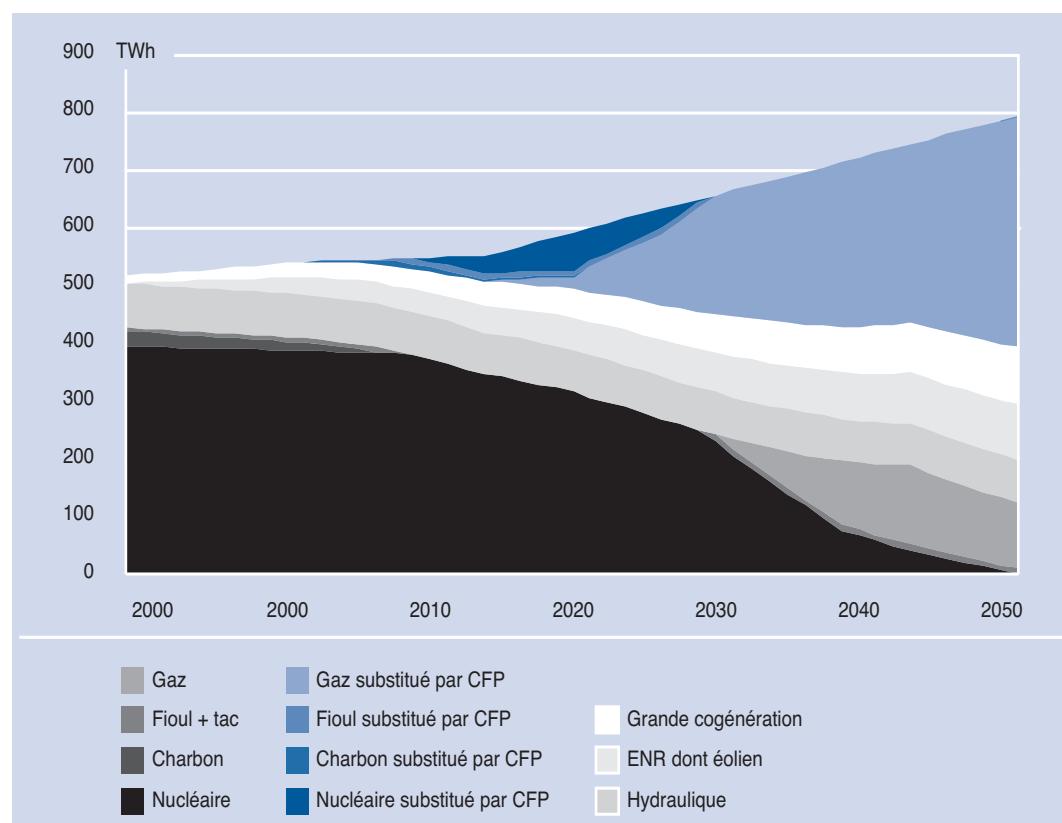
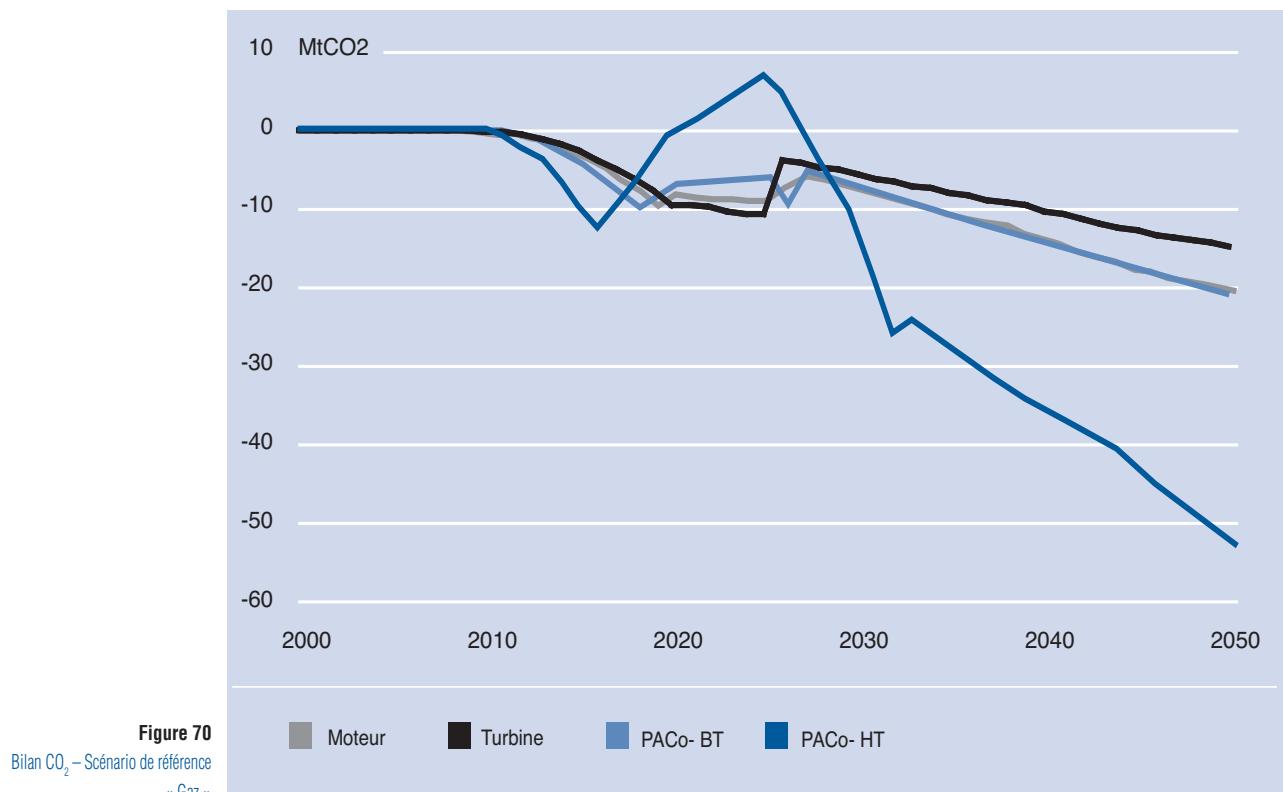


Figure 69
Production électrique dans le scénario
« PACo HT » - Référence Gaz



d'abord le gaz (réputé en construction neuve évitée) puis le charbon et enfin le fioul. Lorsque le seul de dépassement du gaz puis du charbon est déclenché, les gains progressent rapidement, puis ils diminuent si la production dépasse la combinaison complète des productions hydrocar-

bures. C'est le cas pour plusieurs des scénarios vers 2020.

Ainsi, dans le cas d'une volonté politique forte de développer les turbines à gaz à cycle combiné, le scénario PACo HT présente un net avantage en termes d'émissions de CO₂ sur le long terme.

Conclusion

Le potentiel physique de la cogénération par des appareils de très petite taille est massif en France. Une fois établi, ce résultat introduit plusieurs discussions : Comment la micro-cogénération se place-t-elle face aux autres énergies et aux autres vecteurs ? Que devient le bilan de la France en termes d'émissions de gaz carbonique ? Quelles sont les conséquences pour le système électrique en France et en Europe ? Alors que l'utilisation massive de combustibles fossiles est mise en débat par le changement climatique, il est important de situer la place de la cogénération. Les combustibles fossiles ont trois usages principaux, la production électrique, les transports et la production de chaleur, pour lesquelles les situations sont très contrastées :

- D'une part, beaucoup de pays renoncent au nucléaire et donc sont contraints d'utiliser massivement du gaz pour la production électrique ; la France pour sa part présente à l'heure actuelle une production électrique sans CO₂ à 94%. Cependant, cette proportion est amenée à augmenter plus ou moins fortement selon le mix énergétique à venir. Cette incertitude joue évidemment fortement sur les résultats de l'étude, bien plus que les potentialités techniques elles-mêmes des technologies en développement.
- D'autre part, le secteur des transports est dépendant du pétrole à 95% et cette proportion diminuera très lentement et difficilement.

L'amélioration des conditions de la production de chaleur pour l'essentiel destinée au chauffage de bâtiment à partir des combustibles fossiles présente par contraste de moins grandes difficultés de substitution, il y a donc un grand intérêt à développer la petite cogénération.

La petite cogénération a un potentiel massif

Cette étude montre l'importance du potentiel de production d'énergie par la cogénération à faible puissance dans l'habitat, le tertiaire et dans une moindre mesure des petites unités de production industrielles et agro-alimentaires. Ces systèmes en cogénération pourraient couvrir à l'horizon 2050 40% des besoins de chaleur des secteurs considérés, soit 20% des besoins de chaleur du pays. Côté électricité, cette proportion se traduit par 25% des besoins électriques, voire très au-delà pour des technologies en cours de développement telle que la pile à combustible.

Ce potentiel est particulièrement intéressant dans les secteurs résidentiel et tertiaire, avec dans ce dernier une priorité aux branches présentant des besoins de chaleur importants assez permanents (hôtels, hôpitaux, maisons de retraite, piscines). Le développement de la cogénération peut tirer profit d'une consommation électrique prévue de ce secteur en forte hausse pour les décennies à venir.

Ce constat général mériterait d'être affiné par une analyse plus en profondeur des potentiels notamment ceux de l'industrie manufacturière et par une hiérarchisation des priorités d'un point de vue économique. Compte tenu du développement de la grande cogénération dans l'industrie lourde, le secteur industriel a été mis de côté dans la réalisation de la présente étude. Toutefois, à l'évidence, des potentiels importants de cogénération de faible puissance existent dans les PMI et même dans les grandes entreprises, associés à de la production de chaleur décentralisée.

Les analyses de sensibilité mettent clairement en évidence l'intérêt de jouer sur le réglage du ratio chaleur/force pour optimiser le système afin d'obtenir une valorisation thermique maximale et de se dispenser autant que possible d'une production d'appoint. D'où l'intérêt des technologies de piles à combustible qui permettent cette modulation sans dégradation des rendements.

Les interrogations portant sur les développements possibles de ces technologies

La production d'électricité issue de la cogénération est très liée aux ratios chaleur/électricité et donc aux technologies utilisées.

Les technologies favorisant la production de chaleur

Il s'agit des turbines et dans une moindre mesure les moteurs et les piles à combustible basse température. Dans ce cas, la production d'électricité serait de 150 à 180 TWh en 2050. Cette production électrique permet de compléter la production électrique en base et d'assurer la quasi-totalité de la semi-base et de la pointe nationale en complément avec l'hydraulique de lac.

Les technologies favorisant la production électrique

Dans le cas des piles à combustible haute température, la production électrique, telle qu'elle a été dimensionnée à partir des besoins de chaleur, pourrait atteindre près de 400 TWh. Ces chiffres sont à mettre en regard avec la production d'électricité totale en 2050 selon le scénario de référence H choisi, scénario de forte augmentation de la demande énergétique et de la demande d'électricité en particulier. On se situe alors dans un cas limite : cette production vient concurrencer la production nucléaire sans pour autant correspondre à une fourniture régulière toute l'année en base.

Notons, dans tous les cas, qu'une telle pénétration de la cogénération suppose, comme nous l'avons vu, qu'un système d'échange des excédents sur le réseau électrique soit mis en place. Ceci est esquissé par des textes européens tels que la directive sur les énergies renouvelables ou la cogénération, ou encore la seconde directive européenne sur l'électricité.

Les incertitudes portant sur les piles à combustibles

Le débat sur le développement possible d'une économie de l'hydrogène comme vecteur met en avant l'intérêt des piles à combustible. L'hypothèse de développement testé ici est celui comparable aux techniques de cogénération classiques, c'est-à-dire par une alimentation directe à partir d'un hydrocarbure. Dans ces conditions, la pile à combustible haute température présente un intérêt évident de par son rendement électrique. Cet intérêt doit être modéré par le fait que de grandes incertitudes pèsent encore sur les améliorations de rendements envisagées et surtout sur les coûts possibles.

Les interrogations portant sur le mix énergétique à venir

Les scénarios construits sur le très long terme ainsi que les hypothèses retenues pour les besoins de l'étude sont marqués par une très large ouverture du mix énergétique mettant en compétition principalement le gaz, le nucléaire et les renouvelables.

La concurrence avec le nucléaire

L'étude a mis en évidence une compétition entre la petite cogénération et le nucléaire dans deux cas.

- D'une part, quand le nucléaire est appelé pour assurer des besoins de semi-base. Mais on peut considérer cette situation comme transitoire, résultant d'une surcapacité et que sur le long terme, le nucléaire se concentrera sur sa zone de pertinence économique, la production en base. La question des modes de production électrique en semi-base et en pointe est alors posée en complément de l'hydraulique de lac. Deux solutions sont possibles : des cycles combinés gaz pour la semi-base et des turbines à combustion pour la pointe. Si les premières peuvent prétendre à un rendement approchant les 60% à l'horizon 2050, les secondes ne peuvent prétendre dépasser les 35%. Ce retour à la base du nucléaire, remplacé par un appel à des combustibles fossiles ne manquera pas d'occasionner des émissions de CO₂ supplémentaires. Une production électrique assurée par cogénération réduira fortement ces émissions de CO₂ additionnelles par rapport à 1990, année de base du protocole de Kyoto car celles-ci seront compensées par une réduction des émissions liée à la production de chaleur (amélioration de rendements, substitution de pétrole et de charbon).

- D'autre part, en fonction de la place accordée au nucléaire dans les scénarios de long terme. Les simulations de la présente étude mettent en évidence un paradoxe. Plus les rendements force sur chaleur s'accroissent (cas notamment de la pile à combustible haute température) plus la production électrique qui découle d'un dimensionnement à partir des besoins de chaleur augmente. Cette production électrique pourtant largement concentrée sur les 2500 heures de besoins de chauffage vient concurrencer la production électrique en base. Il s'agit là d'un effet inattendu de l'importance du potentiel mis en lumière. A l'inverse, dans celui des scénarios Charpin-Dessus-Pellat impliquant un désengagement du nucléaire d'ici 2050, l'apport de la petite cogénération vient réduire les besoins de gaz et les émissions de gaz à effet de serre. Il apparaît donc clairement que l'intérêt de la filière PACo-HT est particulièrement important dès lors que l'on recherche une production électrique massive, ce qui conduirait, dans le cas français, à une relève totale ou importante de la production d'origine nucléaire.

La concurrence avec les turbines à gaz

L'étude a clairement montré l'intérêt de la petite cogénération par rapport à une production d'électricité à partir de combustibles fossiles. La production de chaleur sous chaudière a des rendements élevés. A l'inverse, la production électrique exclusive en pointe et en semi-base présente des caractéristiques fort pénalisantes : des rendements modestes (entre 40 et 55%) et une utilisation faible des investissements. En valorisant la chaleur associée à la production électrique et donc en assurant deux finalités aux investissements, la cogénération présente un grand intérêt économique qui se traduit par une plus grande maîtrise de l'énergie et une réduction des émissions polluantes.

Le risque de dépendance gazière

Du point de vue des combustibles utilisés, nous pouvons remarquer que la quantité de gaz nécessaire aux scénarios Moteurs, Turbines et PACo-BT, est du même ordre de grandeur que celle du scénario de référence H2 (de l'ordre de 600 TWh). Les besoins d'approvisionnement en gaz pour le scénario PACo-HT en 2050 sont eux de 40% supérieurs à ceux du scénario de référence.

Notons que les besoins en approvisionnement du scénario H1 du rapport Chardin-Dessus-Pellat basé sur un fort développement des centrales à gaz à cycle combiné en substitution des centrales nucléaires sont bien supérieurs, puisqu'ils atteignent près de 1300 TWh en 2050.

Un développement massif de la cogénération à partir du gaz pose clairement la question de la dépendance gazière. Même si cette énergie présente des ressources estimées encore importantes du fait d'une consommation annuelle mondiale deux fois plus faible que celle du pétrole, l'Europe reste totalement dépendante pour son approvisionnement. En cas de développement massif de la cogénération, grande et petite, il faudra se poser la question de la recherche de flexibilité notamment du côté de la biomasse et de la production d'un vecteur à partir du charbon.

Les interrogations portant sur la structure territoriale des réseaux énergétiques

L'extension du réseau gaz

La question posée par le développement de la cogénération est donc essentiellement celle d'une adaptation du réseau secondaire de distribution de gaz. Dans les scénarios envisagés, la cogénération se substitue en priorité à la production électrique par des cycles combinés à gaz, le développement de ces cycles combinés dans le scénario de référence nécessiterait en soi des investissements importants en terme d'infrastructures gazières. Un développement de la cogénération décentralisée à grande échelle, basée également sur du gaz selon l'hypothèse que nous avons retenu dans cette étude, nécessiterait non seulement un renforcement progressif du réseau de transport mais également l'extension des réseaux en particulier en zone rurale²².

Un nouvel équilibre du réseau électrique

Dans le cas où l'optimisation du système implique de jouer sur le ratio chaleur/force, il convient de réunir deux conditions : un pilotage électronique de la production décentralisée et l'existence d'une réserve de

capacité permettant de garder une indispensable souplesse au système (turbines à combustion). En ce qui concerne le réseau électrique, les conséquences de la pénétration de la petite cogénération décentralisée de manière progressive sur plusieurs décennies est difficile à évaluer ; en effet d'autres facteurs liés à l'évolution du marché de l'électricité et à la diversification des intervenants feront également évoluer le réseau électrique. La production des unités en cogénération décentralisée est émise sur le réseau en basse tension (BT) ou en haute tension jusqu'à 20 kV (HTA). Dans le cas général des technologies de cogénération (moteurs, turbines, PACo-BT), la production d'électricité issue de la cogénération représente moins de la moitié de la demande des secteurs considérés. La question du renforcement du réseau (avec transfert de courant BT vers le réseau HTA) ne devrait se poser que très marginalement. Dans le cas du scénario PACo-HT à forte production d'électricité, des dépassements de la production électrique issue de la cogénération peuvent avoir lieu au regard des besoins électriques spécifiques des branches sectorielles étudiées. Dans ce cas, le renforcement des réseaux basse tension et HTA pour évacuer l'énergie produite devra parfois être envisagé ainsi que la question des transformateurs BT-HTA et HTA-HTB. Selon la structure du réseau aux endroits de surproduction, il pourra être envisagé une réorganisation du système électrique local. Au niveau du réseau de transport HT, la production répartie aura un impact positif par rapport aux scénarios de référence envisagés. En effet, les renforcements du réseau de transport HT devraient être moindres si la production est répartie et cela même s'il y a des surproductions locales. Des modifications de gestion du réseau de transport sont à prévoir. Il s'agira en effet, d'équilibrer le réseau électrique en tenant compte de modes décentralisés. Enfin, la production de proximité devrait permettre de diminuer les pertes en ligne.

La question de l'impact d'un fort développement de la micro-cogénération sur la gestion du système électrique fait débat et mériterait une analyse plus poussée qui dépasse le cadre de cette étude. La multiplication des unités de production d'électricité décentralisée a-t-elle un effet positif ou négatif sur la sécurité du système électrique impliquant de mettre en œuvre des mesures spécifiques d'ajustement entre l'offre et la demande ?

Les interrogations portant sur les émissions de gaz à effet de serre

L'intérêt des productions de chaleur à haut rendement dans le cas d'un recours aux combustibles fossiles

Du point de vue des gaz à effet de serre, les résultats doivent être considérés à moyen et long terme. A moyen terme, les résultats font apparaître un gain très net pour les émissions du pays, tandis que sur le long terme ce gain est indissociable des choix de politique énergétique.

1 – Il s'agit tout d'abord de remplacer la production thermique actuelle (centrales charbon pour l'essentiel) soit 50 TWh, le gain de performance de la cogénération est alors évident.

2 – Il s'agit ensuite de couvrir toute la production en semi-base et en pointe assurée par le thermique fossile (et transitoirement par du nucléaire). Un tel développement de la micro-cogénération entraînerait une baisse importante des émissions de CO₂ par rapport à la situation de référence. Cette réduction serait de 16 et 20 Mtonnes selon les scénarios Moteurs, Turbines et PACo-BT, le scénario Turbines assurant la réduction la plus forte. Ce contexte se prolongera tant que le nucléaire assurera la production en base avec l'hydraulique de fleuve, c'est-à-dire autour de 2025.

3 – Dans le cas d'un désengagement plus important du nucléaire, la cogénération restera à privilégier tant qu'il y aura des besoins de chaleur qu'il sera possible de lui associer. Dans le cas, il faudra privilégier la filière à ratio électricité/chaleur le plus élevé, la pile à combustible haute température. Dans ce scénario, la substitution substantielle (250 TWh) de production d'électricité issue de la cogénération à la production d'électricité nucléaire conduirait à une hausse des émissions de CO₂ de 26 Mt. L'analyse montre toutefois un avantage à développer la cogénération plutôt que des cycles combinés à gaz (toujours tant qu'il y a un débouché pour la chaleur produite). C'est dans ce contexte qu'une amélioration future possible des rendements de production électrique peut trouver son intérêt.

Des technologies qui ne permettent pas de réduire drastiquement les émissions de carbone mais qui rationalisent le système énergétique

Le développement de la petite cogénération optimise le recours aux combustibles fossiles en associant la production de chaleur et la production électrique. Toutefois, les gains en matière d'émissions de gaz carbonique restent modestes. Si compte tenu du développement des pays du sud, les pays industrialisés doivent diviser d'un facteur 4 leurs émissions de gaz à effet de serre, le développement de la cogénération se trouvera borné par la possibilité d'utiliser des solutions énergétiques à plus faible contenu en carbone. Il faudra pour cela analyser les progrès possibles d'efficacité énergétique (meilleure isolation des bâtiments) ce qui réduira la production de la cogénération. La question de la complémentarité entre la cogénération et le développement des énergies renouvelables est aussi essentielle : la cogénération peut elle être développée à partir du bois ou d'autres formes de biomasse ? Comment optimiser dans le secteur électrique une production renouvelable variable dans le temps (éolien, hydraulique, photovoltaïque) et une production combinée fortement liée à la saison de chauffe ? L'eau chaude solaire (ECS, chauffage) est-elle complémentaire ou concurrente de la micro-cogénération ? Ainsi, sur le plus long terme, c'est la capacité du système à optimiser l'utilisation de ressources moins émettrices qui déterminera la place de la micro-cogénération.

Raisonner dans un cadre européen

L'étude a été réalisée dans le contexte national. Or deux événements viennent aujourd'hui éclater les cadres habituels de réflexion : l'ouverture des marchés électriques et gaziers qui dépassent maintenant les frontières nationales et l'obligation de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de la bulle européenne. Les conclusions de l'étude sont donc à élargir dans cette perspective.

Les conditions techniques de développement de la cogénération notamment dans le tertiaire et l'habitat collectif sont applicables partout en Europe. Les systèmes électriques en Europe varient considérablement. Le recours aux combustibles fossiles y est massif exception faite de la France et de la Suède. La cogénération va alors essentiellement déplacer des productions à partir de charbon ou de gaz. On a vu son intérêt dans ces conditions.

Les potentiels de développement de la micro-cogénération dépendent des conditions climatiques, et de l'importance du développement du réseau gaz. De même, l'Europe bénéficie d'un contexte institutionnel de plus en plus favorable à une production concurrentielle. Notons qu'une industrialisation poussée des équipements de micro-cogénération dépendra de décisions nationales et européennes sur les modes de production d'électricité et d'un développement technico-économique lié au grand marché de l'énergie dont les déterminants sont essentiellement européens.

Dernière remarque, il faut maintenant raisonner dans le cadre d'un réseau électrique européen interconnecté. Ce sera de plus en plus le cas d'ici 2050, notamment vers des pays voisins où il n'y a pas de massifs montagneux qui constituent des obstacles. Tout kWh supplémentaire produit par une cogénération va donc déplacer un kWh du réseau électrique européen dont on voudra éviter le contenu en émission de gaz à effet de serre. Et c'est donc pour longtemps un kWh d'origine thermique.

Notes

- 1 Le calcul a été fait sur la base des centrales charbon actuelles ou des turbines à combustion assurant la pointe. Dans l'hypothèse d'un cycle combiné gaz couvrant la semi-base et une TAC complétant en pointe, il faudrait prendre un rendement de 50%, la consommation de combustible fossile assurant la même production électrique serait de 146 et la consommation totale d'énergie (chaleur et électricité) se réduit à 271. L'avantage de la cogénération reste encore important.
- 2 Les mentions « actuel » et « futur » correspondent respectivement aux données considérées à la date de pénétration de la technologie et 15 ans après cette date.
- 3 A noter que l'étape de construction des installations, qu'elles soient en cogénération ou centralisées, n'est pas incluse dans l'approche ACV employée.
- 4 Ces valeurs sont données par l'IFP après validation de l'Ademe, EDF et GDF. Les libellés «2050» concernent les technologies avancées spécifiques aux combustibles utilisés.
- 5 GREET 1.5 - « Transportation cycle model » - MQ WANG Argonne National Laboratory - Août 1999.
- 6 Commission de l'Union européenne /Programme SAVE, Ministère de la région Wallonne, « La petite cogénération Pourquoi ? Pour qui ? », Mars 1997.
- 7 Le recensement de 1999 de l'INSEE est une source d'information essentielle sur les caractéristiques des logements français. C'est une mine d'informations permettant d'estimer de manière quasi individuelle la consommation de chauffage et d'eau chaude sanitaire des logements français.
- 8 INESTENE, «Etude prospective du développement de la cogénération en région Bretagne», pour l'ADEME, 1999.
- 9 Le potentiel de cogénération en France, ADEME 1996.
- 10 INSEE, « Annuaire statistique de la France 1998, D.O3 Santé p. 267.
- 11 Une autre partie du secteur santé pourrait faire l'objet d'un potentiel spécifique. Il s'agit de la proportion d'emplois libéraux et ambulatoires en ville, par rapport aux emplois hospitaliers. Ainsi, la proportion des emplois dans le secteur était en 1992 de 8 : 254 000 en exercice libéral pour 743 660 en salariés au total, avec pour ces salariés une proportion de 67% en hôpital public, 26% en hôpital privé, le reste en établissements sociaux et en hébergement de personnes âgées. Une proportion importante de ces 254 000 emplois hors hôpital peut être considérée soit comme des commerces (pharmacies), soit comme des bureaux (cabinets libéraux). Il s'agit cependant de chiffres limités comparés à ces deux secteurs (7 millions d'employés dans le secteur bureaux). On ne considérera donc pas cette consommation dans les potentiels.
- 12 DGEMP, Observatoire de l'énergie, Tableaux des consommations d'énergie en France, 2001.
- 13 Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus, René Pellat, « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », La documentation française, 2000.
- 14 A noter que les autres scénarios du rapport CDP ne modifient pas les hypothèses de demande d'énergie et qu'ils s'alignent sur les données utilisées dans le scénario « H2 » à l'exception de celui à consommation plus modérée dit « B2 ». Ce dernier est donné ici à titre indicatif.
- 15 INSEE 2002, « Tableaux de l'économie française 2001-2002 ».
- 16 Cette hypothèse ne recoupe pas les projections basées sur le nombre de ménages et leurs consommations par type de logement. Elle est cependant retenue dans l'étude et correspond à l'hypothèse cohérente avec le scénario H2 d'une augmentation significative de nouveaux usages, et donc des besoins en électricité.
- 17 A noter que d'autres sources d'expertise considèrent que les besoins nouveaux seront largement compensés par les économies réalisées par l'amélioration des équipements électriques.
- 18 L'annexe du rapport Charpin-Dessus-Pellat réalisée par Explicit avec le Commissariat Général au Plan indique que les consommations spécifiques peuvent largement reculer dans la proportion citée. (« La prospective technologique des filières non nucléaires », rapport 3, p.12).
- 19 A noter que ces hypothèses montrent une stabilité très grande, la part du pétrole devrait chuter davantage au profit du gaz ou de l'électricité. Elles présentent toutefois l'avantage de ne pas brouiller les résultats de l'étude, notamment en matière environnementale en introduisant une variable majeure supplémentaire.
- 20 «Les scénarios énergétiques de la France 2010-2020 », rapport du groupe Boisson, 1998 p376. Cependant, le GPL est assimilé au fioul dans cette source. La part de marché du GPL étant mineure par rapport à celles des autres combustibles, elle est considérée comme nulle dans la présente étude.
- 21 CITEPA, « Emissions dans l'air en France », 18 avril 2002
- 22 En effet, les branches maraîchères, horticoles, porcines ou avicoles sont exclusivement rurales. Or, le réseau actuel de transport de gaz naturel ne couvre actuellement que les zones urbaines et péri-urbaines et semi-rurales. A la différence du réseau électrique, le réseau gaz n'est pas contraint de desservir toutes les villes dans le cadre de ses activités de service public. Celui-ci ne sera étendu que si le nombre de clients potentiels supplémentaires est suffisant pour garantir un retour sur investissement. Cela implique d'ailleurs que le développement du réseau gaz n'aura pas de répercussion sur le coût du kWh gaz. Notons néanmoins que le potentiel de production d'énergie en cogénération dans ce secteur agro-alimentaire reste faible et donc l'extension ou non du réseau gaz à ces petites unités n'a qu'un impact limité sur le potentiel global évalué dans cette étude.

	Nombre de logements	Total électricité	Électricité spécifique par logement	Total électricité spécifique	Électricité hors chauffage par logement	Électricité hors chauffage
		TWh	kWh/an/logement	TWh	kWh/an/logement	TWh
1998	22792427	126	2460	56	3598	82
2020	23750000	162	3200	76	4379	104
2050	31052000	280	4300	133	6602	205

Tableau I

Consommations électriques du scénario H2

Secteur	Déterminant	Année 1990		1995		2000	
		TWh	kWh/m²	TWh	kWh/m²	TWh	kWh/m²
Bureaux	Employé	5808824	5808824	6104188	6104188	7022000	7022000
CAHORE	m2	43700000	43700000	47500000	47500000	51300000	51300000
Enseignement	Elève	14142151	14142151	14558800	14558800	14400000	14400000
Piscines	m2	1237762	1237762	1300699	1300699	1500000	1500000
Commerces	m2	10951165	10951165	12951735	12951735	15406000	15406000
Santé	Lit	726126	726126	678140	678140	640240	640240
Brasseries	Hectolitre	299538	299538	314769	314769	363000	363000
Blanchisseries	Tonne linge sec	585874	585874	615664	615664	710000	710000
Porcin	Tête de porc	12520000	12520000	14256500	14256500	15993000	15993000
Volaille	Tête de volaille	260000000	260000000	286662500	286662500	313325000	313325000
Serres / tomates	m2	11312609	11312609	11887826	11887826	13500000	13500000
Serres / concombre	m2	3410200	3410200	3583600	3583600	3910000	3910000
Serres / fleur	m2	15183217	15183217	15955245	15955245	18400000	18400000

Tableau II

Analyse rétrospective des déterminants affectés au tertiaire, à l'industrie et à l'agriculture

(enTWh)	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Bureaux	19,7	24	27	29	33	36	38
CAHORE	6,5	8	9	9	11	12	13
Enseignement	15,8	16	15	15	14	14	14
Piscines	3,1	3,8	4,1	4,2	4,5	4,7	4,8
Commerces	12,6	18	20	22	24	27	29
Santé	13,6	10	8,6	6,9	7,5	8,2	8,8
Total tertiaire	71	79	84	86	94	101	107
Brasseries	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Blanchisseries	1,5	1,8	2	2,2	2,4	2,7	2,9
Porcin	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Volaille	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Serres / tomates	5,4	6,5	6,2	5,9	5,7	5,6	5,4
Serres / concombre	2	2,3	2,2	2,1	2,1	2	2
Serres / fleur	6,4	7,7	8,7	9,4	10,6	11,6	12,4
Total industrie et agriculture	16,9	19,1	19,9	20,2	21,4	22,4	23,3

Tableau III

Besoins thermiques des secteurs du tertiaire, de l'industrie et de l'agriculture à l'horizon 2050

TWhe	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Bureaux	16,2	19,5	25,4	31,7	38,4	45,4	52,8
CAHORE	15,8	19,0	24,7	30,9	37,4	44,2	51,4
Enseignement	3,5	3,6	4,0	4,4	4,6	4,9	5,1
Piscines	1,0	1,2	1,5	1,7	2	2,3	2,5
Commerces	13,9	19,6	25,5	31,9	38,6	45,6	53,0
Santé	6,2	4,8	3,8	2,6	2,8	3,1	3,3
Sous total tertiaire	56,7	67,7	84,8	103,2	123,8	145,4	168,2
Brasseries	0,0	0,005	0,006	0,006	0,006	0,007	0,007
Blanchisseries	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Porcin	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Volaille	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Serres / tomates	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Serres / concombre	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Serres / fleur	1,9	2,3	2,5	2,6	2,8	2,9	3,1
Sous total industrie/agro	2,5	3,0	3,2	3,3	3,6	3,8	3,9

Tableau IV

Besoins électriques (spécifiques) des secteurs du Tertiaire et des TPIA à l'horizon 2050

Production électrique (%)	2000	2020	2050
Nucléaire	76,4	68,4	43,8
Charbon	5,0	0,7	0,0
Fioul + turbines à combustion	1,2	1,8	1,3
Gaz	0,0	0,0	21,0
Hydraulique	14,9	13,2	9,3
ENR	0,0	8,5	12,1
Grande cogénération	2,5	7,3	12,6
Total	100,0	100,0	100,0

Tableau V

Hypothèses de base de la production électrique (H2 + ENR)

	2000	2020	2030	2040	2050
Production brute	517	551	632	714	795
Moteurs	0	16	64	116	174
Turbines	0	12	51	95	143
PACo-BT	0	20	73	125	176
PACo-HT	0	44	158	268	376

Tableau VI

Production électrique de la petite cogénération selon les scénarios par rapport à la production totale d'électricité (TWh)

TWh	2010	2020	2030	2040	2050
Nucléaire	386	377	367	358	348
Charbon	14	-	-	-	-
Fioul + tac	8	-	-	-	-
Gaz	-	-	-	-	-
Hydraulique	75	73	73	74	74
ENR dont éolien	30	47	64	80	96
Grande cogénération	27	40	60	80	100
Gaz substitué par CFP	-	-	56	111	167
Charbon substitué par CFP	1	4	-	-	-
Fioul substitué par CFP	-	10	10	10	10
Nucléaire substitué par CFP	-	4	6	9	21

Tableau VII

Evolution de la structure de la production d'électricité à l'horizon 2050
– Scénario Moteur

Technologie	Combustible	Scénario Référence			Scénario Moteur		Scénario Turbines		Scénario PACo BT		Scénario PACo HT	
		2000	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Cogénération et appoints	Fioul	0	0	0	4	11	4	11	4	10	4	10
	Gaz naturel	0	0	0	211	563	200	537	233	538	332	751
	GPL	0	0	0	3	6	3	6	3	6	5	8
Chaudières	Fioul	120	98	76	62	8	62	8	61	13	61	13
	Gaz naturel	135	223	249	143	20	143	20	141	37	141	37
	GPL	3	12	12	8	1	8	1	8	2	8	2
Electricité	Fioul	24	39	39	0	0	26	38	0	0	0	0
	Gaz naturel	0	112	337	0	0	0	0	0	0	0	0
	Charbon	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau VIII

Evolution de la consommation de combustibles en 2030 et 2050 en TWh

