



**Inspection générale
des Finances**

N° 2006-M-060-01

Conseil général des Mines

N° 01/2007

RAPPORT

SUR

LES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION SOUS OBLIGATION D'ACHAT

Établi par

Maxence LANGLOIS-BERTHELOT
Inspecteur des Finances

Jean-Michel BIREN
Ingénieur général des Mines

Thomas REVIAL
Inspecteur des Finances

sous la supervision de

Philippe DUMAS
Inspecteur général des Finances

– JANVIER 2007 –

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	1
I. LES CONDITIONS À SATISFAIRE POUR TIRER LE MEILLEUR PARTI DE L'INTÉRÊT ÉCOLOGIQUE ET ÉCONOMIQUE DE LA COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL NE SONT ACTUELLEMENT PAS RÉUNIES EN FRANCE.....	2
A. LES AVANTAGES ÉCOLOGIQUES ET ÉCONOMIQUES DE LA COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL SONT SUBORDONNÉS À TROIS CONDITIONS	2
1. <i>Première condition : la cogénération au gaz naturel doit se substituer à des moyens de production alimentés par des énergies fossiles.....</i>	2
2. <i>Deuxième condition : la cogénération doit couvrir des besoins concomitants de chaleur et d'électricité.....</i>	4
3. <i>Troisième condition : la cogénération doit permettre la réalisation d'économies de réseau.....</i>	5
B. LA FRANCE NE RÉUNIT PAS TOUTES CES CONDITIONS POUR TROIS RAISONS	6
1. <i>La production électrique française est faiblement utilisatrice d'énergies fossiles.....</i>	6
2. <i>La politique française de réduction des émissions de gaz à effet de serre vise à remplacer les énergies fossiles par des énergies renouvelables.....</i>	7
3. <i>Le cadre public dans lequel la cogénération au gaz naturel s'est développée en a limité les avantages.....</i>	9
4. <i>Au total, le rapport coût / avantage de la cogénération au gaz naturel n'est pas favorable en France.....</i>	12
II. LE MAINTIEN DU PARC EXISTANT À L'HORIZON 2015 DANS DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES ET ÉCOLOGIQUES ACCEPTABLES SUPPOSE DE REPENSER LE DISPOSITIF DE TARIFICATION ACTUEL.....	14
A. LE DÉPLAFONNEMENT PARTIEL DU TARIF D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ DÉCIDÉ EN 2005 ASSURE UN TAUX DE RENDEMENT INTERNE SATISFAISANT AUX INSTALLATIONS EXISTANTES	14
1. <i>La hausse du prix du gaz a été compensée dans le tarif d'achat.....</i>	14
2. <i>Variable selon les installations, le taux de rendement interne se maintient à un niveau satisfaisant</i>	15
3. <i>Une évolution du niveau de déplafonnement actuel est possible sans dégrader la rentabilité des installations.....</i>	18
B. LES CONTRATS EN COURS GAGNERAIENT À ÊTRE AMÉNAGÉS DANS LA PERSPECTIVE D'UN MAINTIEN DU PARC EXISTANT À L'HORIZON 2015.....	20
1. <i>Le dispositif actuel devrait être revu selon trois principes.....</i>	20
2. <i>Concrètement, le gouvernement pourrait étudier trois scénarios d'évolution du dispositif actuel.....</i>	23
3. <i>La reconduction de l'obligation d'achat pour les installations rénovées doit être accompagnée d'une refonte des conditions tarifaires</i>	24
CONCLUSION.....	25

INTRODUCTION

La cogénération est la production simultanée d'énergie mécanique et de chaleur. L'énergie mécanique sert généralement à faire tourner un alternateur pour produire de l'électricité. La chaleur est récupérée sous forme d'eau chaude ou de vapeur.

Le développement de la cogénération peut procéder de deux logiques distinctes, selon que l'objectif principal est la production d'électricité ou de chaleur. Une première logique consiste à récupérer la chaleur des centrales électriques pour alimenter des processus industriels ou des équipements de chauffage urbain. C'est notamment le cas dans les pays dont la production électrique repose sur des centrales thermiques et qui ont développé massivement les réseaux de chaleur, par exemple en Europe centrale et du Nord¹. Une seconde logique consiste à orienter une partie de l'énergie produite dans des installations produisant de grandes quantités de chaleur pour obtenir une génération électrique d'appoint. C'est le cas, par exemple, dans des secteurs industriels à forts besoins thermiques comme la papeterie et dans des usines d'incinération d'ordures ménagères.

La structure du parc français de production électrique, dominé par les productions nucléaire et hydroélectrique, ainsi que le faible développement des réseaux de chaleur² n'ont pas permis à la première logique de s'exprimer. La seconde logique explique en revanche le développement ponctuel d'installations là où des besoins thermiques élevés étaient concomitants avec des besoins électriques subsidiaires. La cogénération ne s'est, dès lors, développée en France que dans un cadre organisé par les pouvoirs publics permettant une rémunération attractive des investissements. Ce cadre a pris la forme d'un régime d'obligation d'achat par Électricité de France (EDF) et par les distributeurs non nationalisés (DNN) de l'électricité produite par cogénération au gaz naturel à partir de 1997. Le tarif d'achat de l'électricité consenti aux installations de cogénération sous ce régime est déterminé par une formule partiellement indexée sur le prix du gaz naturel. Le tarif d'achat étant significativement supérieur au prix de vente de l'électricité, une compensation a été introduite en 2000 au bénéfice des distributeurs obligés d'acheter la production électrique cogénérée. Cette compensation est financée par une part de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) acquittée par les consommateurs finals, qui représente plus de 800 M€ en 2006 pour la cogénération.

L'évolution du contexte énergétique depuis la fin des années 1990, marqué par une forte hausse du prix des énergies fossiles et la volonté des pouvoirs publics de réduire les émissions de gaz à effet de serre en privilégiant les énergies renouvelables, pose aujourd'hui la question de l'adaptation du dispositif d'obligation d'achat pour les installations de cogénération au gaz naturel et, au-delà, celle de l'avenir de cette technique en France, l'enjeu étant de mettre en balance les gains collectifs apportés par la cogénération et les fonds publics alloués à cette filière de production d'énergie. Cet enjeu est naturellement d'autant plus important que le prix du gaz est élevé.

Cette réflexion doit prendre en compte plusieurs objectifs. Il s'agit, en premier lieu, de la législation communautaire³ qui appelle les États européens à favoriser le développement d'installations de cogénération à haut rendement⁴. Il s'agit, en deuxième lieu des orientations arrêtées par le ministre de l'Industrie à l'occasion de l'exercice de programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI) et qui prévoit un maintien du parc existant de cogénération à l'horizon 2015. Il s'agit, en troisième et dernier lieu, des discussions en cours entre l'État et les acteurs de la filière de cogénération, qui ont pour objet de mettre au point un nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité cogénérée et de permettre aux installations existantes de bénéficier d'un renouvellement de leur contrat d'obligation d'achat.

¹ Au Danemark, en Finlande et en Suède, plus de la moitié des logements est chauffée par des réseaux de chaleur.

² Un million de logements est desservi par un réseau de chaleur en France.

³ Tout particulièrement la directive européenne 2004/8/CE du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE.

⁴ C'est-à-dire qui permettent des économies d'énergie primaire supérieures ou égales à 10% par rapport à des productions séparées d'énergie électrique et de chaleur.

I. LES CONDITIONS À SATISFAIRE POUR TIRER LE MEILLEUR PARTI DE L'INTÉRÊT ÉCOLOGIQUE ET ÉCONOMIQUE DE LA COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL NE SONT ACTUELLEMENT PAS RÉUNIES EN FRANCE

La cogénération peut présenter un double intérêt pour la collectivité. Un intérêt écologique, d'abord, grâce aux économies d'énergie primaire et donc aux moindres émissions de gaz à effet de serre qu'elle permet. Un intérêt économique, ensuite, grâce au caractère décentralisé de la production électrique correspondante et par conséquent à l'efficacité plus grande dont elle est porteuse dans l'organisation des réseaux de transport d'électricité.

Ces deux avantages sont cependant subordonnés à la réunion de plusieurs conditions (A). Or dans le cas français, tant la structure des parcs de production électrique et thermique que le cadre dans lequel la cogénération s'est développée ne permettent pas à ces conditions d'être actuellement remplies et réduisent le bénéfice collectif de la cogénération (B).

A. Les avantages écologiques et économiques de la cogénération au gaz naturel sont subordonnés à trois conditions

1. Première condition : la cogénération au gaz naturel doit se substituer à des moyens de production alimentés par des énergies fossiles

La cogénération est présentée comme une technique de production combinée de chaleur et d'électricité économe en énergie primaire, autrement dit en gaz naturel dans le cas français. Par définition, ces économies d'énergie sont conditionnées aux moyens de production « évités⁵ ». Il apparaît, à ce titre, que la cogénération permet effectivement une moindre consommation d'énergie primaire par rapport à une production séparée de chaleur et d'électricité dont le combustible est le gaz naturel (a) et, plus généralement, une moindre émission de CO₂ par rapport à des modes de production basés sur des énergies fossiles. En revanche, dès lors que l'on prend des références différentes, fondées sur des énergies faiblement émettrices de CO₂, l'intérêt environnemental de la cogénération disparaît (b).

a) Par comparaison à des productions séparées dont le combustible est le gaz naturel, la cogénération permet des économies d'énergie primaire de l'ordre de 10%

La définition des conditions contractuelles de l'obligation d'achat a supposé de déterminer des installations « évitées » de référence. Les modes de production retenus sont la chaudière classique au gaz pour la production de chaleur et le cycle combiné au gaz (CCG) pour la production électrique. Le rendement⁶ de ces technologies a progressé parallèlement aux améliorations techniques apportées aux équipements de cogénération. Il dépasse aujourd'hui respectivement 90% et 55% dans des conditions standards (ISO) d'utilisation.

À titre d'illustration et par comparaison, une installation de cogénération qui présente un rendement électrique⁷ de 35% et un rendement thermique utile⁸ de 42%, soit des valeurs courantes pour les technologies en usage dans le parc existant, permet de réaliser une économie d'énergie primaire de 9,3% par rapport à une installation séparée (consommation de 100 unités de gaz naturel contre 113,3 pour des productions électriques et thermiques égales ; voir la figure 1 *infra*).

Contrairement à la production séparée, qui peut être adaptée en fonction des besoins différenciés en chaleur et en électricité, les productions énergétiques d'une installation de cogénération sont difficiles à découpler et ne peuvent pas facilement être modulées l'une par rapport à l'autre. La réalisation des économies d'énergie décrites *supra* est donc conditionnée à la concomitance des besoins électrique et thermique (voir *infra* le paragraphe 2).

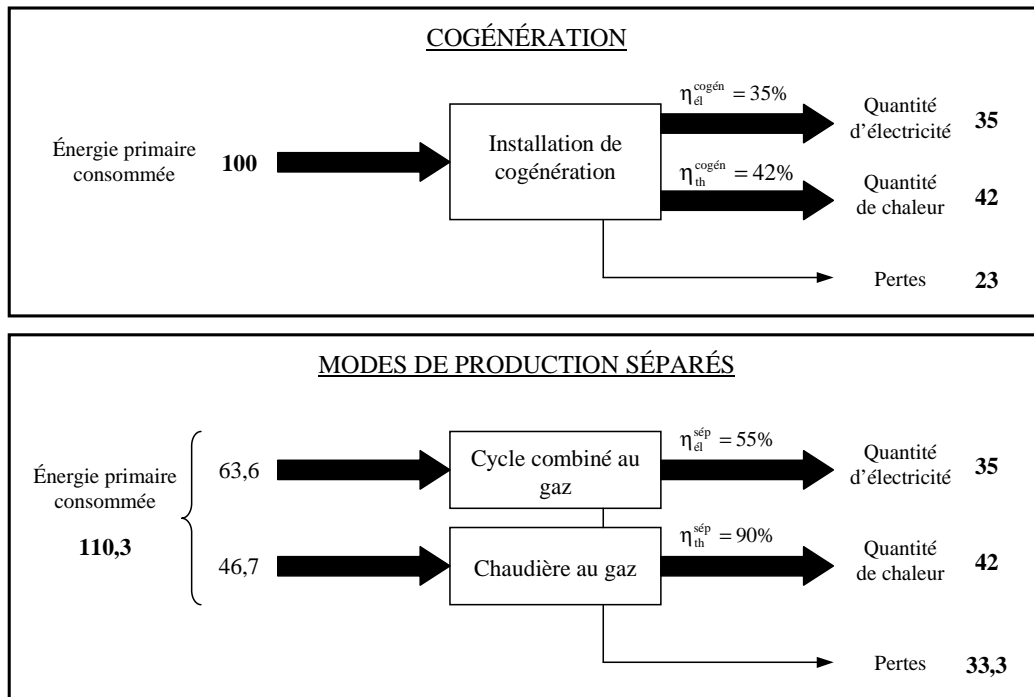
⁵ Autrement dit les moyens de production qu'il faudrait mettre en œuvre si les installations de cogénération n'existaient pas pour couvrir la demande énergétique actuellement couverte par la cogénération.

⁶ C'est-à-dire la quantité d'énergie produite rapportée à la quantité d'énergie primaire consommée (PCI).

⁷ Rendement égal à la quantité d'électricité produite rapportée à la quantité d'énergie primaire totale consommée (PCI).

⁸ Rendement égal à la quantité de chaleur effectivement valorisée rapportée à la quantité d'énergie primaire totale (PCI).

Figure 1 : Exemple d'économies d'énergie primaire permises par la cogénération par rapport à des modes de production séparés



b) La cogénération au gaz naturel ne présente un intérêt écologique que si elle se substitue à des productions utilisant des énergies fossiles

Au-delà des économies d'énergie primaire par rapport à des moyens de production évités « théoriques », la cogénération présente un intérêt écologique si elle permet de réduire ou d'éviter des émissions de CO₂. Il convient donc de comparer les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur par cogénération aux moyens de production « réels ».

Il apparaît à cet égard que la production d'électricité par cogénération permet de réduire les émissions de CO₂ par rapport à tous les modes de production dont le combustible est une énergie fossile (charbon, fioul et gaz naturel). En revanche, la production d'électricité cogénérée induit un excès d'émission par rapport aux autres modes de génération (nucléaire, hydroélectricité, énergies renouvelables⁹) (voir le tableau 1 ci-dessous).

Tableau 1 : Contenu en CO₂ de l'électricité produite en France et injectée sur le réseau

Énergies utilisées	Émissions en gCO ₂ /kWh
Centrales au charbon	953
Centrales au fioul lourd	830
Cycles combinés au gaz	400
Cogénération au gaz naturel ¹⁰	260
Énergie nucléaire	0
Énergies renouvelables (biomasse, éolien, géothermie)	0
Hydroélectricité	0

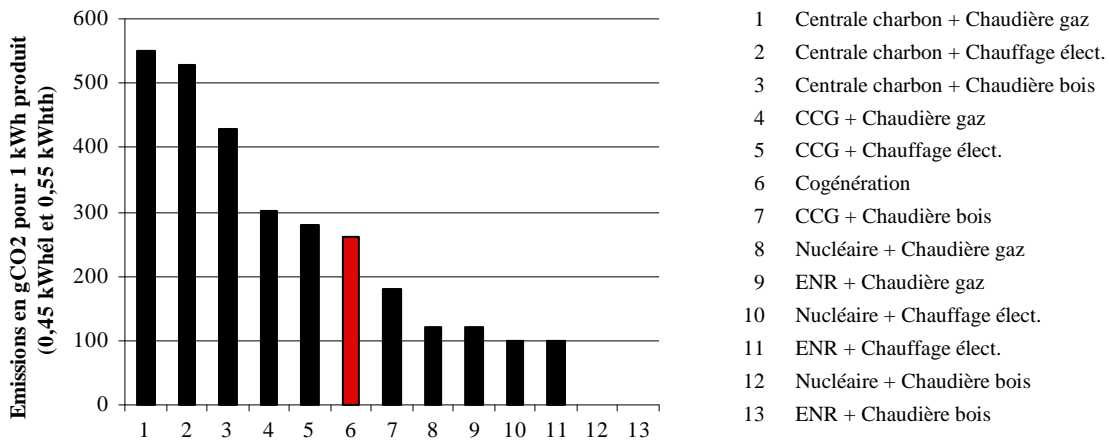
Source : ADEME ; DGEMP-DIDEME ; calculs mission IGF

⁹ À savoir les productions à base de biomasse, l'éolien et la géothermie.

¹⁰ Pour la cogénération, le calcul est expliqué dans l'annexe V.

En considérant l'ensemble de l'énergie produite par la cogénération, c'est-à-dire à la fois la génération électrique et la chaleur, il apparaît que la substitution présente toujours un intérêt écologique quand la cogénération remplace une production électrique alimentée par une énergie fossile fortement émettrice de CO₂, par exemple le charbon, et ce quel que soit le mode de production de la chaleur équivalente, y compris des productions « propres ». La cogénération est également intéressante quand elle remplace un cycle combiné au gaz (CCG) et une production thermique au gaz ou à l'électricité. En revanche, l'intérêt écologique de la cogénération disparaît dans tous les cas où l'électricité est produite à partir de nucléaire ou d'une énergie renouvelable, mais aussi quand l'électricité est générée par un CCG et la chaleur est produite à partir d'une énergie renouvelable (voir la figure 2 *infra*).

Figure 2 : Comparaison des émissions en CO₂ de plusieurs combinaisons de production de chaleur et d'électricité¹¹



Au total, l'intérêt écologique de la cogénération est réel quand celle-ci se substitue à des moyens de production alimentés avec des énergies fossiles, en raison des économies d'énergie primaire qu'elle permet par rapport à une production séparée. Mais cet intérêt disparaît quand on compare la cogénération à des installations faiblement émettrices de CO₂, comme les centrales nucléaires ou des équipements fonctionnant avec des énergies renouvelables.

2. Deuxième condition : la cogénération doit couvrir des besoins concomitants de chaleur et d'électricité

Il existe plusieurs catégories de techniques de cogénération, chacune étant susceptible d'être déclinée en une multitude de réalisations concrètes, en fonction essentiellement du combustible utilisé, du rapport chaleur / force recherché et des caractéristiques de l'eau ou de la vapeur produite.

En France, deux familles d'équipements de cogénération au gaz naturel se partagent les contrats d'obligation d'achat en France : les turbines à combustion (TAC) et les moteurs. Ces deux technologies répondent à des besoins thermiques différents :

- les TAC sont caractérisées par une puissance généralement supérieure à 5 MW_{él} et par la possibilité de production de vapeur surchauffée, grâce à la valorisation de la chaleur des gaz d'échappement dont la température avoisine les 500°C. Les TAC sont utilisées dans le secteur industriel (chimie, papier, agroalimentaire...) ou pour l'alimentation de grands réseaux de chaleur ;

¹¹ Les hypothèses qui ont été prises pour cette comparaison sont les suivantes : émissions de CO₂ de 222 gCO₂/kWh_{th} pour une chaudière classique au gaz, de 180 pour le chauffage électrique (donnée ADEME dans sa « note de cadrage sur le contenu en CO₂ du kWh électrique »), de 260 pour la cogénération et de 0 pour une chaudière au bois – calcul en émissions équivalentes pour une production de 0,45 kWh électrique et 0,55 kWh thermiques (pour des rendements électrique et thermique de la cogénération de 35% et de 42%).

- les moteurs présentent une plus faible puissance électrique (de la centaine de kW_{el} à quelques MW_{el}) et permettent la production d'eau chaude par la récupération de la chaleur du circuit de refroidissement du bloc moteur et de l'huile et de celle des gaz d'échappement. Les moteurs sont utilisés pour le chauffage urbain et les besoins en eau chaude sanitaire essentiellement.

Les différences entre ces deux techniques, tant en termes de puissance que d'utilisation, rendent nécessaire un examen au cas par cas de l'adéquation entre les équipements mis en œuvre et les besoins auxquels ils doivent répondre. À cet égard, deux constats s'imposent :

- les besoins thermiques à la couverture desquels sont destinées les installations de chauffage urbain sont concentrés en hiver et varient en fonction de la température extérieure. En France, ils concordent globalement avec des périodes de forte demande électrique en raison de la diffusion importante du chauffage électrique ;
- les besoins thermiques auxquels répondent les installations industrielles sont en revanche relativement constants au cours de l'année, modulo les variations dues aux cycles de maintenance des équipements de production.

Or contrairement aux modes de production séparés, les équipements de cogénération ne permettent généralement pas la modulation d'une production par rapport à l'autre¹². Pour une production électrique constante, il faut donc accepter de ne pas utiliser, dans des situations de températures douces, l'ensemble de la chaleur produite et de rejeter le surplus dans l'atmosphère¹³, ce qui réduit d'autant les économies d'énergie primaire que l'on peut attendre de la cogénération.

Au total, la cogénération permet la réalisation effective d'économies d'énergie primaire à condition que les productions électrique et thermique soient pleinement utilisées, ce qui suppose qu'il existe des besoins concomitants en électricité et en chaleur. Par ailleurs, une approche différenciée est nécessaire pour assurer une utilisation pertinente de la cogénération en fonction de la nature des besoins énergétiques.

3. Troisième condition : la cogénération doit permettre la réalisation d'économies de réseau

Comme toute forme de production décentralisée, l'utilisation d'installations locales de cogénération peut présenter des avantages en matière d'aménagement des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Le développement d'équipements situés près des lieux de consommation peut présenter l'intérêt d'économiser les coûts d'investissement et d'exploitation d'une extension des réseaux électriques. Ils peuvent ainsi participer à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité de certaines zones fragiles en termes de réseau en raison de l'éloignement des centrales de production. Enfin, la décentralisation des moyens de production permet de réduire, dans une certaine mesure, les pertes en lignes.

Le prix d'achat défini par les pouvoirs publics en 1997 prend en compte et valorise les économies de réseau, apportées par l'installation d'un équipement de cogénération, économies considérées comme des coûts évités pour la collectivité.

¹² Une modulation à la hausse de la production de chaleur est possible dans les installations équipées d'un dispositif de post-combustion (combustion d'un mélange gaz d'échappement – gaz naturel). La post-combustion est utilisée si le besoin en chaleur est supérieur à celui correspondant au besoin en électricité. Elle est naturellement également possible par le recours à des chaudières classiques additionnelles.

¹³ Lors d'une visite effectuée par la mission, la puissance thermique utilisée n'excédait pas 1,5 MW_{th}, pour une puissance instantanée effective de 2,5 MW_{th}. Cette perte de production de chaleur était obtenue en rejetant les gaz d'échappement (qui contiennent environ 20 % de l'énergie consommée) directement à l'atmosphère.

La réalité et la valorisation de ces économies sont cependant incertaines. À l'exception de la réduction des pertes en ligne par effet Joule, le caractère effectif des autres économies est, au moins pour partie, contestable. Une panne éventuelle des installations de cogénération ne pouvant être exclue, le réseau électrique est conçu pour permettre l'alimentation en électricité des utilisateurs même en l'absence de cogénération. Par ailleurs, la présence d'une installation de cogénération peut nécessiter la construction d'une ligne reliant l'installation au poste d'alimentation du réseau.

B. La France ne réunit pas toutes ces conditions pour trois raisons

L'examen de la situation de la France conduit à la conclusion que ces conditions ne sont actuellement pas réunies, en raison de la structure de sa production électrique, très faiblement émettrice de gaz à effet de serre (1), en raison de son objectif ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre (2) et en raison du cadre public qui a été défini pour promouvoir le développement de la cogénération (3).

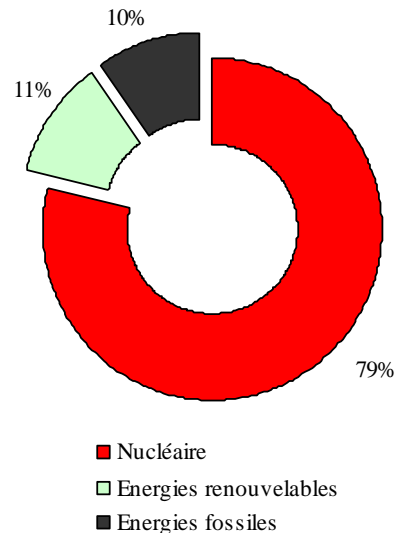
1. La production électrique française est faiblement utilisatrice d'énergies fossiles

Figure 3 : Bilan électrique 2005

Tableau 2 : Bilan de la production électrique française en 2005

Type de production	Quantité (TWh)	Pourcentage
Nucléaire	430,0	78,3%
Thermique classique	62,2	11,3%
<i>dont charbon</i>	26,0	4,7%
<i>dont gaz naturel (essentiellement de la cogénération)</i>	20,9	3,8%
<i>dont fiouls</i>	5,9	1,1%
<i>dont renouvelables et déchets</i>	4,8	0,9%
Hydraulique	56,2	10,2%
Éolien et photovoltaïque	1,0	0,2%
TOTAL	549,4	100%

Source : Observatoire de l'énergie



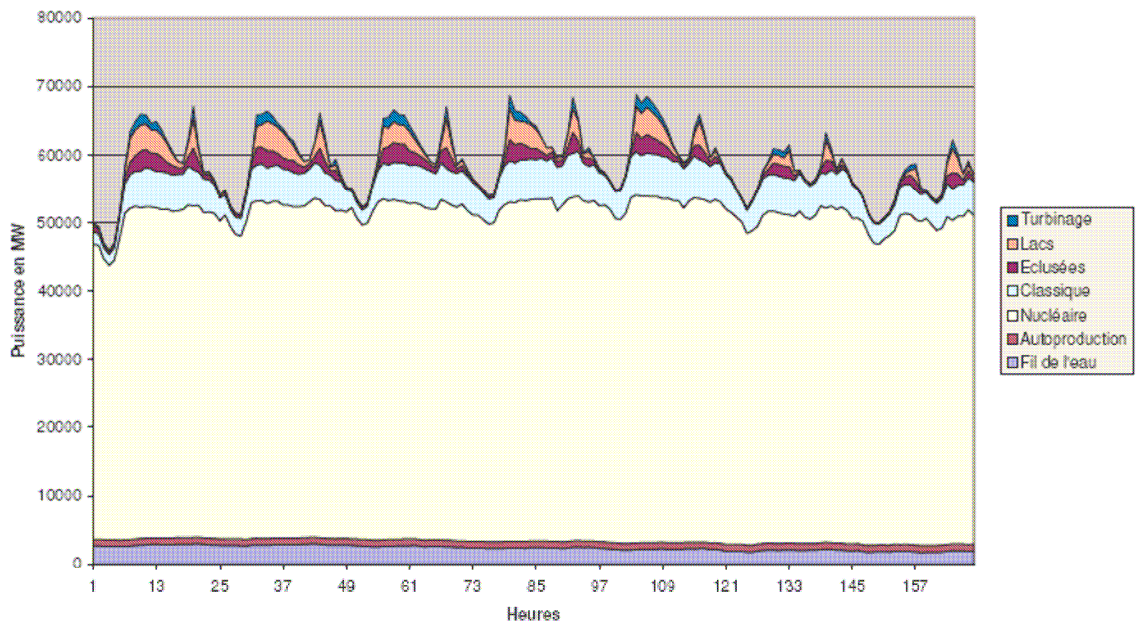
Le parc français de production électrique présente deux particularités :

- une faible utilisation des énergies fossiles (seulement 10% de la production dont moins de 4% pour le gaz naturel) en raison d'une utilisation croissante des énergies renouvelables et de la prépondérance de la production nucléaire (près de 80% de la production en 2005) (voir le tableau 2 et la figure 3 supra) ;
- une surcapacité globale, ce qui permet à la France d'être exportatrice nette d'électricité¹⁴.

La production en base est assurée pour l'essentiel par le parc de production nucléaire et partiellement par les moyens hydroélectriques. Les besoins de semi-base, correspondant au surcroît de demande pendant la période hivernale, sont satisfaits par les centrales thermiques classiques. Enfin, les pointes de consommation sont comblées par le reste des centrales hydrauliques (voir la figure 4 *infra*).

¹⁴ En 2005, les exportations nettes se sont montées à 60,3 TWh soit 11% de la production nette de 549,4 TWh.

Figure 4 : Décomposition de la production électrique pendant une semaine d'automne 2003



Source : Figure extraite de la PPI 2006 – source : RTE

Si l'électricité cogénérée se substitue généralement à des moyens de production de semi-base alimentés en énergies fossiles, au charbon pour l'essentiel, elle déplace également en partie des moyens nucléaires ou hydrauliques non émetteurs de CO₂ et conduit donc à une sur-émission de gaz à effet de serre (voir le paragraphe I.A.1.b. et la figure 2 *supra*). Par ailleurs, la production de chaleur par cogénération remplace pour une part des moyens de chauffage électrique, moins émetteurs de CO₂ (contenu en CO₂ de 180 g/kWh contre 260 g/kWh pour la cogénération).

Au total, le bilan écologique de la cogénération est moins avantageux que dans d'autres pays européens, où la production électrique est encore largement fondée sur l'utilisation d'énergies fossiles et pour lesquels la cogénération apporte une solution de substitution intéressante. Par contraste, la structure particulière du parc de production électrique français, caractérisée par la prépondérance de la production nucléaire et l'utilisation importante de l'énergie hydraulique, réduit les avantages écologiques de la cogénération.

2. La politique française de réduction des émissions de gaz à effet de serre vise à remplacer les énergies fossiles par des énergies renouvelables

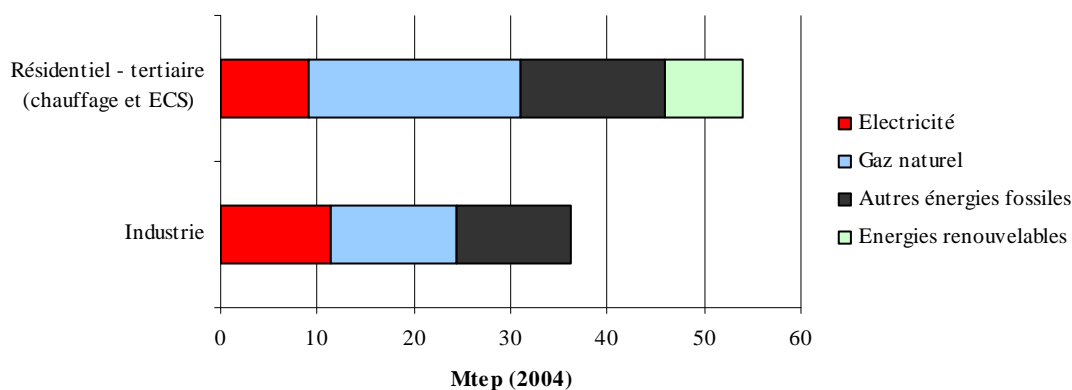
Le gouvernement français a décidé de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 et d'assurer la moitié des besoins thermiques avec des énergies renouvelables. Ces objectifs ont été inscrits dans la loi de programme sur l'énergie du 13 juillet 2005. Les recommandations du groupe de travail « Facteur 4 » pour atteindre ces cibles s'articulent autour de deux axes :

- l'utilisation des énergies renouvelables, particulièrement de la biomasse, doit être développée ;
- la consommation des énergies fossiles doit être significativement réduite.

Si l'on considère la consommation d'énergie finale des deux secteurs dans lesquels opère directement la cogénération, à savoir l'industrie et le résidentiel-tertiaire, pour la partie chauffage et eau chaude sanitaire (ECS), il apparaît que les énergies fossiles représentent les deux tiers des énergies consommées dans chaque secteur et que les énergies renouvelables sont peu présentes : entre 15 et 20% des énergies consommées dans le résidentiel-tertiaire et absence dans l'industrie (voir la figure 5 *infra*). Dès lors, la réalisation de l'objectif gouvernemental passe par :

- le développement des moyens de chauffage alimentés par des énergies renouvelables et, le cas échéant, une croissance du chauffage électrique ;
- une diminution de l'utilisation des produits pétroliers et du charbon dans l'industrie au profit de sources d'énergie moins polluantes (gaz naturel et surtout électricité et énergies renouvelables) ;
- le maintien à haut niveau d'une production électrique faiblement émettrice de gaz à effet de serre.

Figure 5 : Consommation d'énergie finale par secteur en 2004¹⁵



Source : Observatoire de l'énergie

Pour tenir compte de ces impératifs écologiques, la politique énergétique du gouvernement a été sensiblement modifiée. Ces évolutions favorisent les énergies faiblement émettrices de CO₂ et réduisent, de ce fait, l'opportunité d'un nouveau développement de la cogénération au gaz naturel. Plus précisément, plusieurs mesures récentes sont de nature à relativiser l'avantage écologique de cette dernière technique :

- l'institution d'un tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération à la biomasse ;
- la revalorisation du tarif d'achat dont bénéficie la filière éolienne ;
- la réalisation de l'EPR pour le renouvellement du parc nucléaire ;
- l'incitation à l'alimentation des réseaux de chaleur à partir d'énergies renouvelables¹⁶.

La cogénération a donc vocation à être de plus en plus en concurrence avec des moyens de production propres sur ses principaux débouchés (la production électrique et la production thermique consacrée à l'alimentation de réseaux de chaleur).

¹⁵ Total net pour l'industrie et données corrigées du climat pour le résidentiel – tertiaire.

¹⁶ La loi du 13 juillet 2006 prévoit dans son article 76 que les réseaux de chaleur alimentés à plus de 60% par des énergies renouvelables bénéficient de la TVA au taux réduit sur la part abonnement (qui représente généralement la moitié de la facture de chauffage des logements concernés).

3. *Le cadre public dans lequel la cogénération au gaz naturel s'est développée en a limité les avantages*

La cogénération s'est développée à partir de 1997 dans un cadre public reposant, d'une part, sur un dispositif d'obligation d'achat par EDF et les DNN de l'électricité cogénérée et, d'autre part, sur des incitations fiscales. Les tarifs d'achat ont été définis dans des contrats approuvés par le ministre chargé de l'énergie (contrats 97-01 puis 99-02) puis dans l'arrêté du 31 juillet 2001 pris en application de la loi du 10 février 2000. Les mesures fiscales pour la cogénération comprennent une exonération de TICGN¹⁷ pendant cinq ans, un amortissement accéléré sur un an des dépenses d'investissement et une réduction de 50% de la taxe professionnelle.

Les installations existantes de cogénération sous obligation d'achat représentent une puissance de près de 5 GW. L'essentiel s'est développé entre 1997 et 2001 sous le régime du contrat 97-01¹⁸ (voir l'annexe III). Le tarif d'obligation d'achat dont bénéficient ces installations a été construit à partir d'une logique de coûts évités pour le système électrique, ce qui inclut les coûts d'investissement et d'exploitation évités d'un cycle combiné au gaz de référence de 650 MW et la rémunération des économies de réseau et des économies d'énergie primaire réalisées grâce à la cogénération (voir l'annexe IV).

a) Le dispositif d'obligation d'achat ne comporte pas la souplesse nécessaire pour tirer le meilleur parti des avantages de la cogénération

Originellement, le développement de la cogénération devait permettre de répondre à des besoins locaux de chaleur et accessoirement générer une production électrique décentralisée susceptible d'apporter des économies de réseau. Le dispositif d'obligation d'achat mis en place à partir de 1997 a cependant introduit quatre types de biais, qui empêchent la réalisation de ces objectifs.

En premier lieu, la formule du tarif d'achat incite à produire continûment et à pleine puissance pendant toute la période d'hiver¹⁹. Dans la formule, la modulation de la puissance électrique délivrée et la production en dehors de la période d'hiver dégradent effectivement de manière importante la rémunération de l'énergie électrique fournie. Pour obtenir le meilleur tarif de rachat de leur électricité, les producteurs d'énergie cogénérée doivent donc produire constamment au maximum de la puissance installée. Cette pratique prend le contre-pied de l'esprit initial, selon lequel les installations de cogénération doivent avant tout répondre à un besoin thermique. Le dispositif actuel favorise au contraire la production électrique au risque d'avoir un excès de production de chaleur qui est rejeté dans l'atmosphère. C'est le cas, *de facto*, pour le chauffage urbain quand la période d'hiver connaît, comme cette année, des conditions climatiques douces (voir *supra* le paragraphe I.A.2).

Cette situation est rendue possible par un niveau d'exigence écologique insuffisant. Les contraintes qui pèsent sur les installations de cogénération au titre des contrats d'obligation d'achat²⁰ ne préjugent effectivement pas du niveau de valorisation de la chaleur produite²¹. La figure 6 ci-dessous montre, à cet égard, que, selon le rendement électrique nominal de l'installation, il est possible de remplir les conditions écologiques contractuelles pour des niveaux élevés de non-utilisation de la chaleur produite²².

¹⁷ Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (dont le montant est de 1,19 €/MWh en 2006).

¹⁸ Près de 4 GW sont sous le régime du contrat 97-01.

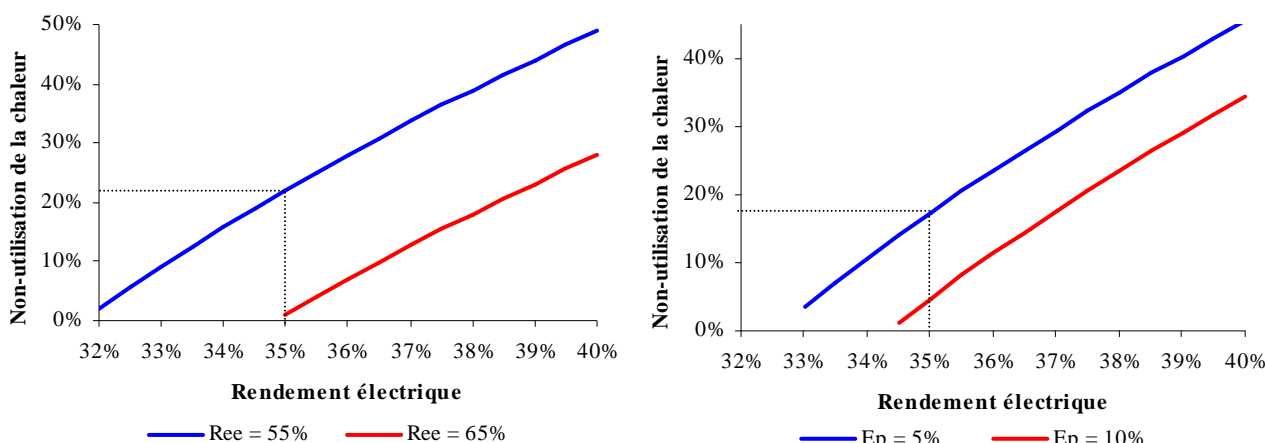
¹⁹ C'est-à-dire entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, soit au maximum 3624 heures.

²⁰ Pour obtenir la « prime écologique », les installations sous contrat 97-01 doivent présenter un rendement électrique équivalent (Ree) de 55% au moins. Les autres installations doivent permettre une économie d'énergie primaire (Ep) de 5% au minimum.

²¹ La chaleur valorisée est la fraction de la production de chaleur par cogénération effectivement utilisée et achetée par le client de l'installation. Le reste de la chaleur est rejeté dans l'atmosphère et correspond à la fraction « non-utilisée ».

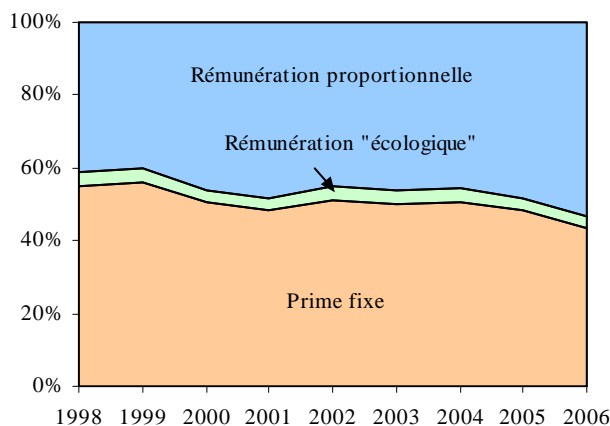
²² Il apparaît ainsi sur la figure 6 *infra*, qu'une installation dont le rendement électrique est de 35% remplit la condition de Ree > 55% tout en perdant 22% de la chaleur produite et remplit la condition de Ep > 5% tout en perdant 18% de la chaleur produite.

Figure 6²³ : Niveau de non-utilisation de la chaleur en fonction du rendement électrique



En deuxième lieu, le tarif d'achat rémunère faiblement les économies d'énergie primaire. Comme le montre la figure 7 *infra*, la formule du contrat 97-01 donne une faible place à la « rémunération complémentaire » des gains écologiques apportés par la cogénération. Cette rémunération représente moins de 5% du tarif d'achat et sa part est décroissante depuis 1998 en raison de l'augmentation relative de la « rémunération de l'énergie active fournie », proportionnelle au prix du combustible. Ce faible niveau de la prime écologique se retrouve dans les contrats suivants (voir l'annexe IV).

Figure 7 : Évolution des composantes du tarif d'achat 97-01²⁴



En troisième lieu, le tarif d'achat s'applique uniformément pour tous les types d'installations, sans prendre en compte les différences de technologies et d'usage de la production énergétique cogénérée. Que le besoin de chaleur soit stable toute l'année, comme c'est le cas pour les installations industrielles, ou au contraire variable en fonction des conditions climatiques, l'énergie cogénérée est produite pendant toute la période d'hiver (et seulement pendant cette période) sans modulation de puissance. Par ailleurs, les différences de coûts de production de l'électricité cogénérée selon le niveau de puissance et selon la technologie ne sont pas prises suffisamment en compte dans le tarif d'achat, ce qui conduit à subventionner davantage les moteurs par rapport aux turbines et les installations de grande taille par rapport aux plus petites installations (voir le tableau 3 *infra*).

²³ Hypothèse retenue : rendement du CCG de 52,5% ; rendement de la chaudière de 90% ; rapport chaleur / force de 1,2.

²⁴ Hypothèses : puissance garantie de 1 MW ; tension HTA ; disponibilité de 95% ; pas de fonctionnement en été ; rendement électrique de 35% et rendement thermique de 42%.

Tableau 3 : Écarts entre le tarif d’achat et le coût de production des installations de cogénération selon la technologie et la puissance

Puissance (MW)	Tarif d’achat en 2006 ²⁵ (€/MWh)	Coûts de production de l’électricité ²⁶ (€/MWh)		Écart entre le tarif d’achat et le coût de production (€/MWh)	
		Moteur	Turbine	Moteur	Turbine
0,5	117,7	87,1		30,6	
5,0	116,1	63,0	78,7	53,1	37,4
40,0	100,7		61,1		39,6

Source : « Coûts de référence de la production électrique » (DGEMP) – calculs IGF

En quatrième et dernier lieu, la réalisation d’économies de réseau grâce au développement de la cogénération est douteuse. En effet, le fonctionnement des installations de cogénération en semi-base nécessite de maintenir le réseau pour l’approvisionnement électrique le reste de l’année et donc de dimensionner les lignes indépendamment de la présence de ces installations. Par ailleurs, l’absence de planification géographique du développement de la cogénération n’a pas permis de favoriser l’émergence de moyens de production décentralisés dans les zones qui présentent le plus de fragilité d’approvisionnement électrique. À titre d’exemple, le nombre d’équipements de cogénération implantés en Bretagne est particulièrement faible (0,8% de l’ensemble des équipements français²⁷) alors même que le régulateur RTE estime que cette région est en situation de fragilité en raison de la faiblesse de la production locale et de la distance qui sépare les lieux de consommation du lieu de production le plus proche²⁸. Au total, les économies de réseau réalisées pourraient se limiter à la réduction des pertes en ligne par effet Joule. L’économie n’est toutefois pas mesurée. Par ailleurs, la production décentralisée ne semble pas avoir contribué de manière notable à la sécurisation des réseaux de transport.

b) Le manque de transparence du dispositif actuel conduit probablement à faire supporter une part du coût de la production de chaleur par les consommateurs d’électricité et les contribuables

La comparaison du coût de production de l’électricité par cogénération de la DGEMP au tarif d’achat d’une part et au coût de production des moyens de production évités (à savoir des cycles combinés au gaz) d’autre part permet de dresser deux constats (voir la figure 8 ci-dessous) :

- il existe un effet d’échelle significatif. Les installations dont la puissance installée est la plus grande (moteurs de 5 MW et turbines de 40 MW) ont des coûts de production proches de ceux d’un CCG. En revanche, pour des gammes de puissance plus faibles (moteurs de 0,5 MW et turbines de 5 MW) les coûts de production sont beaucoup plus élevés ;
- un écart important existe entre les coûts de production et le tarif d’achat. Cet écart est d’autant plus grand que la puissance installée est importante (voir le paragraphe I.B.3.a. ci-dessus).

²⁵ Hypothèses : disponibilité de 95% ; pas de fonctionnement en été ; rendements électrique de 35% et thermique de 42% ; tension HTA jusqu’à 5 MW et HTB au-delà ; prix du gaz de 30,67 €/MWh.

²⁶ Extraits des « coûts de référence de la production électrique » (DGEMP) – hypothèses : taux d’actualisation de 8% ; prix du gaz de 36 €/MWh ; mise en service en 2007 ; parité euro-dollar.

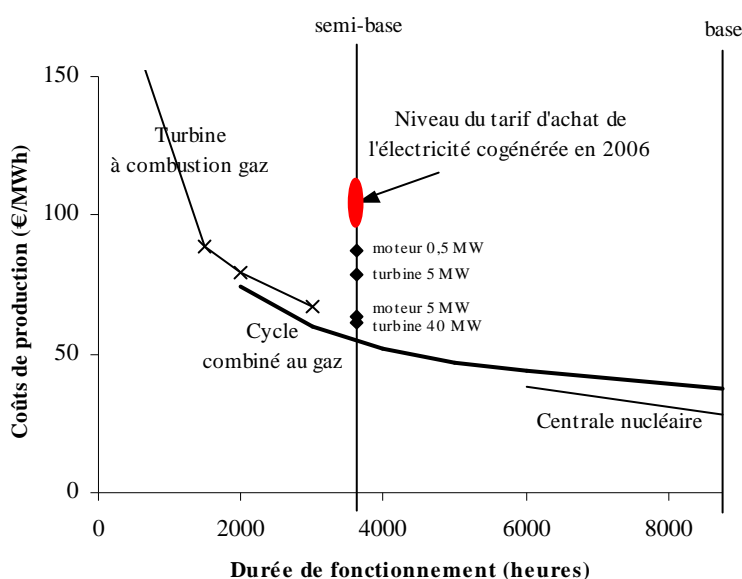
²⁷ Étude du CEREN relative au « parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003 ».

²⁸ 300 km entre Brest et la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique) contre 80 km en moyenne nationale.

Les industriels et les collectivités qui ont choisi d'investir dans des équipements de cogénération l'ont fait pour faire baisser le prix de leur approvisionnement en chaleur²⁹. La tarification avantageuse de la vente d'électricité et les mesures fiscales consenties aux installations de cogénération, à la charge des consommateurs finals d'électricité *via* la CSPE et des contribuables, ont donc permis de financer des modérations de prix sur les ventes thermiques à destination des industriels et des utilisateurs de chauffage collectif. La mission a pu constater l'existence de tels rabais dans les contrats de vente de chaleur qu'elle a examinés au cours de ses investigations.

Si cette subvention indirecte peut avoir une pertinence économique, la répercussion effective des avantages tirés du prix de vente de l'électricité et des incitations fiscales sur les utilisateurs de chaleur est néanmoins invérifiable. En particulier, la répartition de la sur-tarification de l'électricité entre les profits des cogénérateurs et la réduction du prix de la chaleur manque nettement de transparence. Les données financières remises à la mission sont trop parcellaires pour tirer des conclusions sur cette répartition.

Figure 8 : Comparaison des coûts de production de l'électricité pour différentes technologies³⁰



Source : « Coûts de référence de la production électrique » (DGEMP)

4. Au total, le rapport coût / avantage de la cogénération au gaz naturel n'est pas favorable en France

a) *Sous des hypothèses favorables, la cogénération permet de réduire les émissions françaises annuelles de CO₂ de 0,3%*

L'évaluation des gains écologiques permis par la cogénération en termes de moindres émissions de CO₂ est un exercice délicat puisqu'il dépend des références choisies pour faire cette évaluation. Si l'on considère, par exemple, que le développement de la cogénération a remplacé des moyens faiblement émetteurs de CO₂, comme les centrales nucléaires ou les productions thermiques et électriques à partir de biomasse, le bilan écologique de la cogénération est alors négatif. Autrement dit, la présence de la cogénération induit, dans cette hypothèse, un surcroît d'émissions de CO₂.

²⁹ Cet objectif figure dans les contrats d'exploitation des chaufferies de chauffage urbain remis à la mission. Dans ces contrats, la justification du pourcentage de baisse du prix de vente de la chaleur n'est pas explicitée. Lorsque le prix du gaz a fortement augmenté, une Société d'HLM a imposé au gestionnaire de la chaufferie une modification de la formule de révision du prix de vente de la chaleur consistant à diminuer le coefficient de prise en compte de l'augmentation du prix du gaz.

³⁰ Données extraites des « coûts de référence de la production électrique » (DGEMP) – hypothèses : taux d'actualisation de 8%, prix du gaz de 36 €/MWh, parité euro/dollar, mise en service en 2007 (2015 pour la tranche nucléaire EPR)

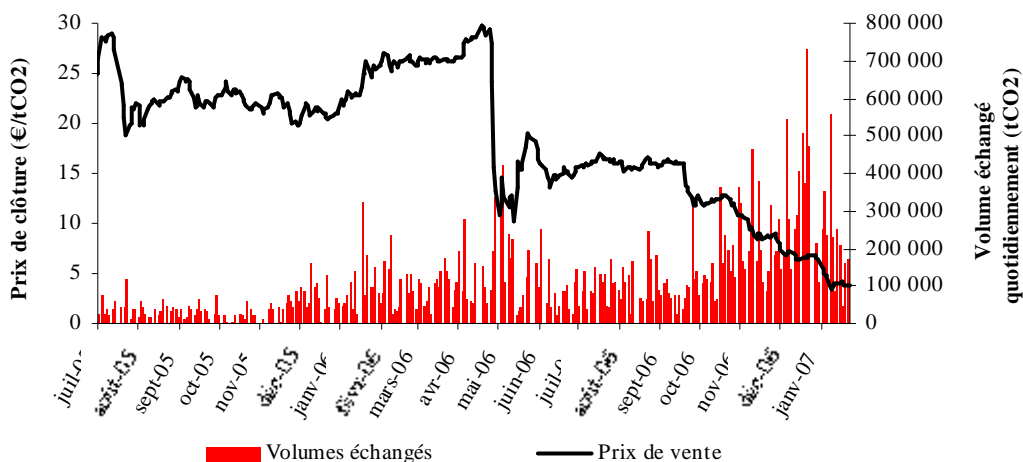
La référence la moins contestable en la matière est cependant le couple chaudière classique au gaz, pour la production thermique, et cycle combiné au gaz, pour la production électrique, qui sont considérés comme les moyens de production qui auraient dû être mis en œuvre en l'absence de cogénération. Dans ce cas, les émissions de CO₂ de la cogénération (260 gCO₂/kWh) doivent être comparées aux émissions d'une chaudière classique au gaz (222 gCO₂/kWh) et d'un CCG (400 gCO₂/kWh). Pour une production en semi-base, le gain apporté par la cogénération en termes de moindres émissions est alors de 1,56 MtCO₂ par an. Cette valeur est à comparer aux émissions totales de 534 Mt d'équivalent CO₂ en 2004 en France³¹. La cogénération permet donc de réduire les émissions de CO₂ en France de l'ordre de 0,3%.

b) Le coût de cette réduction des émissions de CO₂ est très élevé

Les transferts publics qui sont consentis à la filière de cogénération dépassent en 2006 800 M€ au titre de la CSPE et des dépenses fiscales (réduction de la taxe professionnelle et exonération de la TICGN pendant cinq ans). En rapportant ce montant d'argent public dépensé pour soutenir les installations de cogénération à la réduction des émissions, il apparaît que, sous les hypothèses favorables qui ont été retenues, la tonne de CO₂ évitée grâce à la cogénération coûte au minimum 513 €/tCO₂.

Par comparaison avec le prix d'échange de la tonne de CO₂ sur le marché européen Powernext Carbon (voir la figure 9 *infra*), ce coût est considérablement plus élevé. Le prix de vente sur le marché européen a effectivement oscillé entre 20 et 30 €/tCO₂ entre juillet 2005 et avril 2006. Il est désormais sur une pente décroissante depuis août 2006 de 15 €/tCO₂ à moins de 4 €/tCO₂ début 2007, pour des volumes d'échange de plusieurs centaines de milliers de tonnes de CO₂ par jour.

Figure 9 : Évolution des prix de vente et des volumes échangés sur le marché Powernext Carbon



Source : Powernext Carbon

³¹ Données CITEPA hors puits.

II. LE MAINTIEN DU PARC EXISTANT À L’HORIZON 2015 DANS DES CONDITIONS ÉCONOMIQUES ET ÉCOLOGIQUES ACCEPTABLES SUPPOSE DE REPENSER LE DISPOSITIF DE TARIFICATION ACTUEL

La programmation pluriannuelle des investissements prévoit un maintien du parc existant des installations de cogénération à l’horizon 2015. Ce maintien suppose que l’exploitation des installations demeure économiquement intéressante. À ce titre, la mission note que le dé plafonnement du tarif d’achat de l’électricité garantit un bon niveau de taux de rendement interne aux installations de cogénération (A). Un maintien du parc existant n’est cependant acceptable pour la collectivité que si des mesures correctives sont prises pour pallier les biais mis en exergue dans la partie I (B).

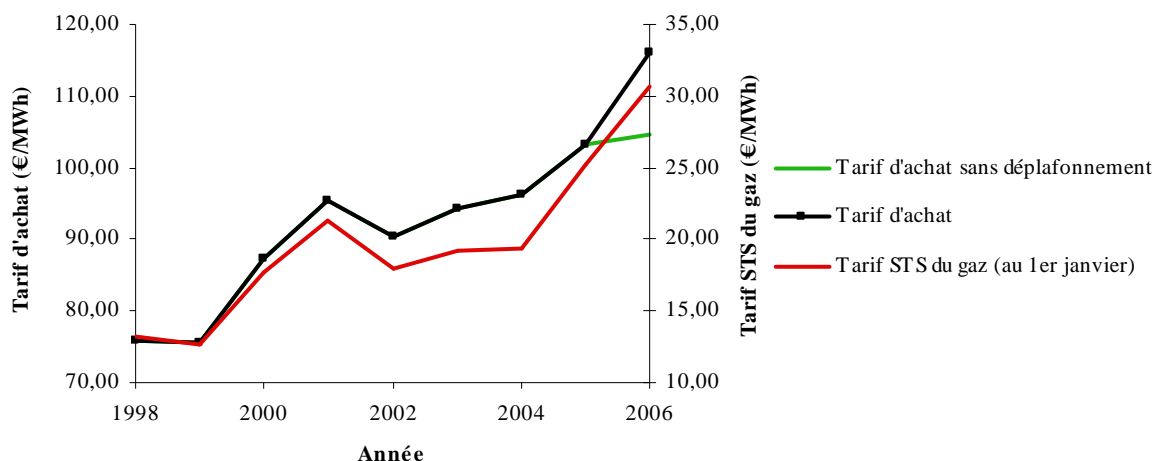
A. Le dé plafonnement partiel du tarif d’achat de l’électricité décidé en 2005 assure un taux de rendement interne satisfaisant aux installations existantes

1. La hausse du prix du gaz a été compensée dans le tarif d’achat

La hausse importante du prix du gaz depuis 2004 a conduit le gouvernement à modifier par avenant les contrats d’obligation d’achat 97-01 et 99-02 pour éviter que le plafonnement du prix du gaz inséré dans la formule du tarif d’achat de l’électricité cogénérée ne dégrade la rentabilité des installations. Un dé plafonnement partiel et provisoire a ainsi été accordé à la demande des cogénérateurs pour l’hiver 2005-2006 et à nouveau pour l’hiver 2006-2007. Début décembre 2006, le ministre de l’Industrie s’est engagé à maintenir le dé plafonnement pendant trois années supplémentaires.

Cette revalorisation du tarif d’achat, compensée à EDF par une hausse à due concurrence du reversement sur le produit de la CSPE, a permis aux installations de cogénération d’absorber l’essentiel de la hausse du prix du gaz, comme le montre la figure 10 ci-dessous. La progression en valeur absolue³² du tarif d’achat est cependant moins rapide que celle du prix du gaz depuis 2005, ce qui a entraîné une dégradation partielle de la marge des installations de cogénération³³.

Figure 10 : Évolutions du tarif d’achat (échelle de gauche) et du prix du gaz (échelle de droite) entre 1998 et 2006³⁴



³² C’est-à-dire la différence entre le tarif N et le tarif N-1.

³³ La hausse absolue du tarif d’achat peut être plus rapide que celle du prix du gaz en raison de la hausse annuelle des autres éléments de la rémunération de l’électricité cogénérée, notamment de la prime fixe.

³⁴ Hypothèses pour le calcul du tarif d’achat : puissance garantie de 5 MW ; tension HTA ; disponibilité de 95% ; pas de fonctionnement en été ; rendement électrique de 35% et rendement thermique de 42%.

Le coût pour la collectivité du déplaçonnement est de l'ordre de 165 M€³⁵ par an. Dès lors que le prix de revient de l'électricité produite par le cycle combiné de référence aurait été impacté par la hausse du prix du gaz, ce déplaçonnement partiel du tarif d'achat de l'électricité est toutefois cohérent avec une logique de coûts évités.

2. Variable selon les installations, le taux de rendement interne se maintient à un niveau satisfaisant

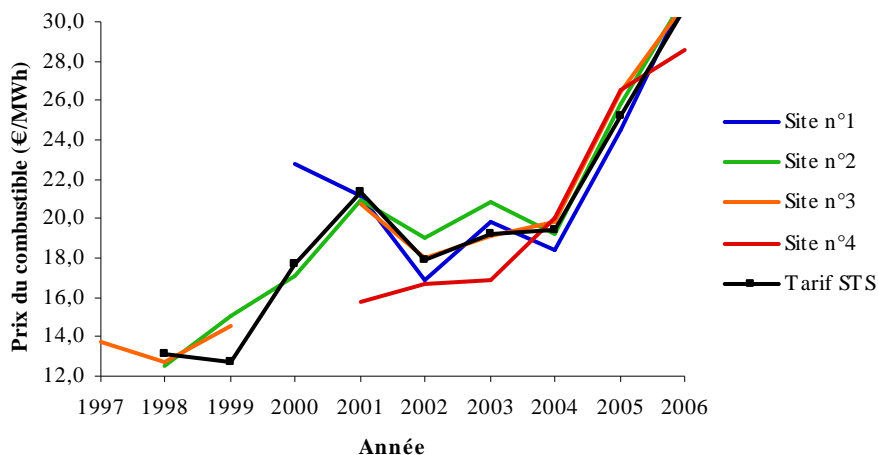
La profession n'ayant pas été en mesure de fournir à la mission des données financières agrégées pour l'ensemble du parc des installations de cogénération sous obligation d'achat, celle-ci a décidé de sélectionner quelques sites, qu'elle a pu visiter et pour lesquels elle a obtenu des éléments financiers.

Au total, la mission a visité cinq sites de cogénération, représentatifs des deux technologies les plus utilisées en France, des puissances installées et des usages de la chaleur produite. Quatre sites ont concerné l'alimentation de chauffages urbains et de réseaux de chaleur pour des puissances électriques installées variant de 1 à 44 MW. Pour toutes ces installations, il a été fourni à la mission les comptes de résultats, les contrats de vente de l'électricité, les contrats de vente de la chaleur et les contrats d'approvisionnement en gaz naturel. Un site industriel a, par ailleurs, été visité pour lequel la mission n'a pas pu obtenir d'éléments précis susceptibles de nourrir une analyse financière. L'analyse des informations apportées à la mission permet de tirer quatre conclusions :

a) L'approvisionnement en gaz naturel se fait en moyenne au tarif STS

Si les conditions d'approvisionnement en gaz naturel varient d'une installation à l'autre, il apparaît que le prix d'achat du gaz est proche du tarif STS. Il est, par ailleurs, possible de noter depuis 2003 une convergence des coûts d'approvisionnement des diverses installations vers le tarif STS (voir la figure 11 *infra*).

Figure 11 : Évolution du prix du combustible pour les sites visités et du tarif STS depuis 1997



b) Le prix de vente de la chaleur est variable selon les installations mais évolue comme les prix du gaz

Les éléments apportés à la mission indiquent que des écarts substantiels existent entre les prix de vente de la chaleur des différents sites visités. Mis à part le cas du site n°3, il apparaît cependant que les prix de vente de la chaleur évoluent comme le coût du combustible d'une chaudière classique de rendement 90% approvisionnée au tarif STS (voir la figure 12 ci-dessous).

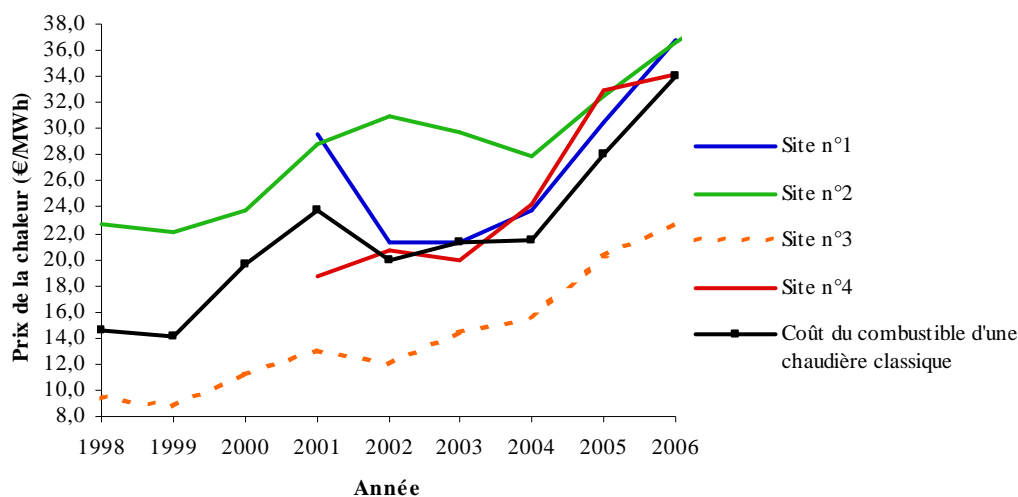
³⁵ Hypothèses retenues : écart moyen entre le tarif déplaçonné et le tarif plafonné de 10 €/MWh, puissance sous obligation d'achat de 4,8 MW, fonctionnement en semi-base avec une disponibilité de 95%.

L'analyse des données recueillies montrent en particulier que :

- la chaleur produite par cogénération est vendue à un prix proche des coûts variables de production des moyens de substitution ;
- le prix de la chaleur est globalement indexé sur le coût du combustible au tarif STS du gaz naturel³⁶ ;
- le faible écart constaté entre le prix de vente de la chaleur et le coût du combustible tend à attester qu'il existe une compensation partielle des coûts de production de la chaleur par les produits réalisés grâce à la vente d'électricité, comme indiqué supra³⁷.

Le prix de vente de chaleur de l'installation n°3 n'est pas comparable à celui des autres installations. En effet, dans ce cas, la production thermique est vendue non pas au réseau de chaleur mais à la chaufferie locale, dont le capital est détenu par les mêmes actionnaires. Les conditions contractuelles entre la cogénération et la chaufferie sur la vente de la chaleur sont donc assimilables à un prix de cession interne, qui n'est pas de même nature qu'un prix de vente à un consommateur final.

Figure 12³⁸ : Évolution du prix de vente de la chaleur cogénérée depuis 1998



c) La rentabilité économique et la marge d'exploitation des installations visitées ne sont pas inscrites dans des tendances stables

Les calculs réalisés par la mission à partir des informations d'ordre financier qui lui ont été fournies pour les installations qu'elle a visitées montrent que la rentabilité économique³⁹ et la marge d'exploitation⁴⁰ de la cogénération varient selon les sites et au cours du temps sans qu'il soit possible de dégager une tendance quelconque (voir à cet égard la figure 13 *infra* et le détail dans l'annexe VI). L'analyse de la rentabilité économique présente par ailleurs une limite intrinsèque pour des installations dont la valeur de l'actif économique décroît d'une année sur l'autre⁴¹.

³⁶ Sous la réserve mentionnée *supra* de la modification, dans un contrat, de la formule de révision du prix de vente de la chaleur visant à réduire le coefficient de prise en compte de l'évolution du prix du gaz (et d'augmenter, par voie de conséquence le coefficient de prise en compte de l'évolution d'éléments plus stables).

³⁷ Cette proximité est anormale puisque ne sont alors pris en compte ni les frais de fonctionnement et d'entretien, ni l'amortissement de l'installation ou les annuités de crédits baux, ni les diverses redevances versées par le fermier à la collectivité ou à l'organisme concédant.

³⁸ Le coût du combustible d'une chaudière classique a été calculé au tarif STS et un rendement de la chaudière de 90%.

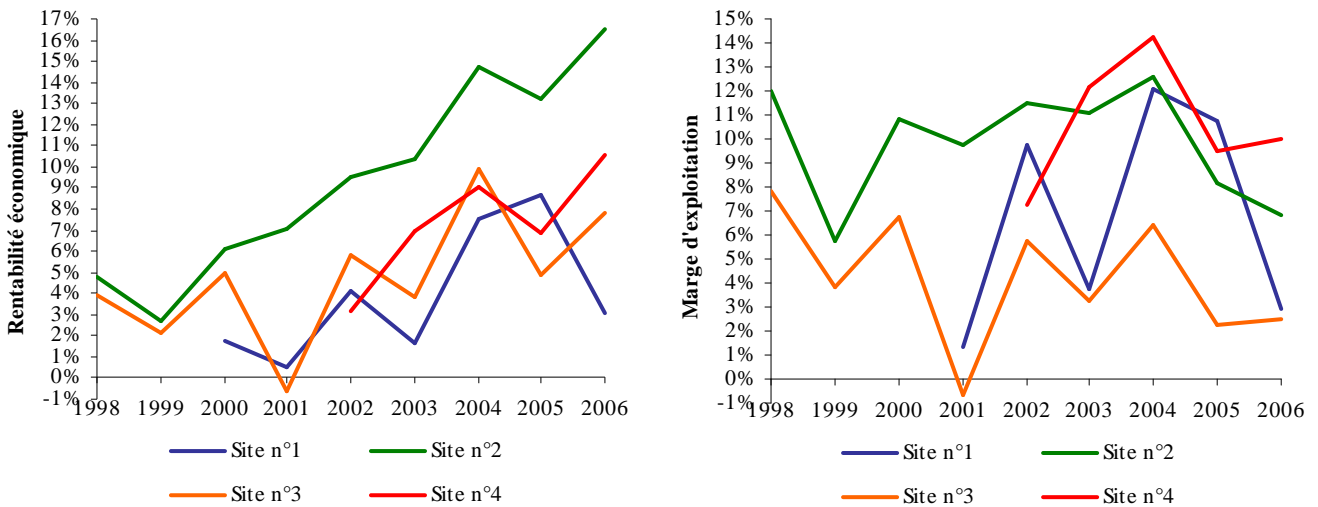
³⁹ Autrement dit le ROCE égal au rapport entre le résultat d'exploitation après impôt et l'actif économique.

⁴⁰ Autrement dit le rapport entre le résultat d'exploitation après impôt et le chiffre d'affaires.

⁴¹ Dans ce cas, la rentabilité économique croît mécaniquement sans que cette croissance ait un sens économique.

Il ne semble donc pas possible de décrire une loi générale régissant la rentabilité des installations de cogénération sur la période antérieure à 2006. Plusieurs déterminants jouent, en tout état de cause, de manière variable selon les installations, notamment l'évolution du prix de vente de la chaleur, les variations dans les charges d'exploitation et de maintenance et la part respective des productions électrique et thermique. Il convient de noter, à cet égard, que le niveau de la marge d'exploitation est d'autant plus élevé que le prix de vente de la chaleur est haut (voir la figure 12 *supra*). Par ailleurs, il n'est pas possible de déterminer l'impact sur la marge d'exploitation du déflafonnement partiel du prix du gaz introduit pour l'hiver 2005-2006 : pour deux sites la marge croît entre 2005 et 2006 (sites n°3 et 4) et pour les deux autres sites, la marge décroît pendant cette période.

Figure 13⁴² : Évolution de la rentabilité économique annuelle (gauche) et de la marge d'exploitation annuelle (droite) des installations visitées



d) Les installations de cogénération ont un taux de rendement interne satisfaisant

Les éléments financiers dont la mission a pu avoir connaissance sur quatre des sites visités montrent que le taux de rendement interne (TRI) après impôts⁴³ est variable d'un site à l'autre et compris entre 5,8 et 11,0% (voir le tableau 4 *infra* et voir l'annexe VI pour le détail financier).

Tableau 4 : Taux de rendement interne des installations visitées

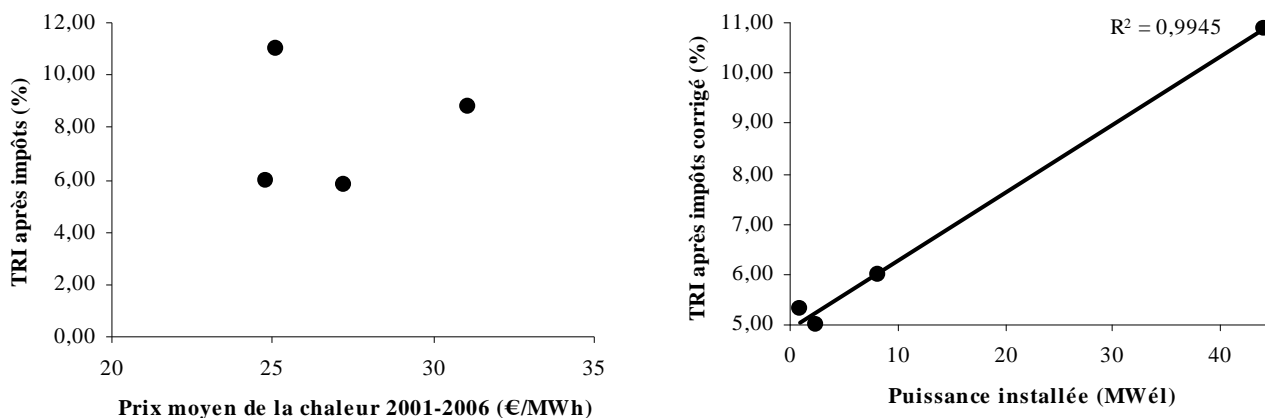
	TRI après impôts	Type de contrat	Durée du contrat	Puissance installée (MW _a)	Prix moyen de la chaleur (2001-2006) (en €/MWh)	Technologie
Site n°1	+ 5,8%	99-02	2000-2012	2,480	27,2	Moteur
Site n°2	+ 8,8%	97-01	1998-2009	1,000	31,1	Moteur
Site n°3	+ 6,0% ⁴²	97-01	1997-2009	8,100	24,8	Moteur
Site n°4	+ 11,0%	97-01	2001-2013	44,000	25,1	Turbine

⁴² Valeurs corrigées pour le site n°3 : le prix de vente de la chaleur de l'installation de cogénération du site n°3 est significativement inférieur au prix de vente pratiqué sur les autres sites. Il est en réalité assimilable à un prix de cession interne entre la cogénération et la chaufferie, comme indiqué *supra*. Pour pouvoir comparer toutes les situations, un retraitement a été opéré en prenant un prix de vente égal au coût du combustible d'une chaudière classique.

⁴³ Calculé à partir du *cash flow* disponible sur la durée du contrat, défini comme suit : excédent brut d'exploitation moins flux d'investissement moins impôt normatif (au taux de 34,33% sur le résultat d'exploitation) moins variation du BFR

Une analyse sommaire montre plus précisément que le TRI après impôts croît naturellement avec le prix de vente de la chaleur (voir la figure 13 *infra*). Il existe, par ailleurs, un effet taille : le TRI corrigé⁴⁴, calculé pour le même prix de vente de la chaleur pour toutes les installations, croît avec la puissance installée (voir la figure 14 *infra*).

Figures 14 et 15 : Corrélation entre le TRI, le prix de la chaleur et la puissance installée



Ces niveaux de TRI peuvent être comparés à trois références :

- le taux d’actualisation des investissements publics, fixé à ce jour à 8%⁴⁵ ;
- le coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour une installation de cogénération. Le CMPC évalué par la profession s’élève à 6,28% ;
- le taux des obligations d’État à dix ans, soit autour de 3,8%. Ce taux correspond à une rémunération sans risque du capital⁴⁶.

Au total, un TRI de 5 à 6% sur la durée de vie des installations de cogénération peut être considéré comme un taux convenable. Toutes les installations visitées présentent un TRI supérieur à ce niveau, voire sensiblement supérieur (voir le tableau 4 ci-dessus).

3. Une évolution du niveau de déflafonnement actuel est possible sans dégrader la rentabilité des installations

Sur la base des coûts d’investissement et des charges d’exploitation fournis à la mission (voir l’annexe V), de la formule du tarif d’achat de l’électricité du contrat 97-01 et en faisant l’hypothèse que le prix de vente de la chaleur est égal au coût du combustible d’une chaudière classique, calculé au tarif STS, la mission a effectué des simulations de résultats financiers sur la période 1998-2010 (voir l’annexe VII pour le détail). Les projections réalisées permettent notamment d’étudier la variation moyenne du TRI en fonction du niveau de déflafonnement introduit dans la formule d’achat de l’électricité, et ce pour différents scénarios d’évolution du prix du gaz.

⁴⁴ TRI calculé pour un prix de vente de la chaleur égal pour toutes les installations au coût du combustible d’une chaudière classique.

⁴⁵ Ce taux a été fixé par le Commissariat général au plan en 1985 par référence à la rentabilité marginale du capital industriel (6%) augmentée d’une prime de risque tenant compte des incertitudes sur l’environnement international et la croissance (2%). Une mission de réflexion présidée par D. Lebègue a proposé en janvier 2005 une révision à la baisse de ce taux, de 8% à 4%.

⁴⁶ Les investissements dans les installations de cogénération présentent naturellement un risque technique, lié à la fiabilité des équipements. En revanche, le dispositif d’obligation d’achat assure un débouché pour la vente de l’électricité pendant toute la durée du contrat, ce qui annule le risque économique.

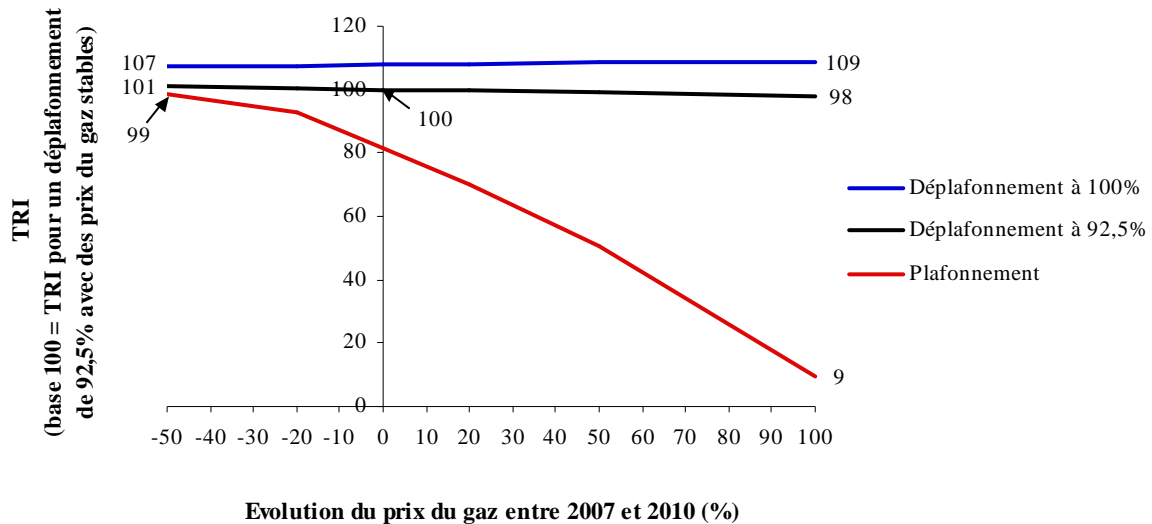
Les résultats de ces simulations sont de deux ordres :

- a) *Pour un maintien des conditions actuelles de rentabilité, un retour au plafonnement du tarif d'achat ne peut être envisagé que dans un contexte de baisse durable des prix du gaz*

Par comparaison à un maintien des conditions de rentabilité actuelles, autrement dit à la conservation d'un niveau de déplafonnement de 92,5% et à une stabilisation des prix du gaz, le retour à la formule de plafonnement utilisée jusqu'à 2005 conduirait à une dégradation du TRI des installations de cogénération dans un contexte haussier des prix du gaz à 2010 (voir la figure 16 ci-dessous)⁴⁷.

Pour éviter une dégradation de la rentabilité des installations de cogénération, l'indexation de la rémunération proportionnelle sur le prix du combustible est donc nécessaire (sauf en cas de baisse importante du prix du gaz).

Figure 16 : Impact d'un retour au plafonnement du tarif d'achat sur le TRI en fonction de l'évolution du prix du gaz⁴⁸ entre 2007 et 2010



- b) *Le déplafonnement pourrait être réduit à 87,5% sans dégradation sensible de la rentabilité*

L'analyse de l'évolution relative moyenne du TRI des installations de cogénération pour différents scénarios d'évolution annuelle du prix du gaz jusqu'à la fin des contrats d'obligation d'achat⁴⁹ permet de tirer deux conclusions (voir la figure 17 *infra*) :

- une révision du niveau de plafonnement à 87,5% est compatible avec la garantie d'un niveau de TRI modérément dégradé (baisse du TRI au plus de 10% par rapport à la situation actuelle pour un doublement des prix du gaz entre 2007 et 2010) ;
- la fixation du niveau de déplafonnement au-delà de 94% et, a fortiori, un déplafonnement total, conduirait à améliorer le TRI des installations de cogénération existantes par rapport à la situation actuelle.

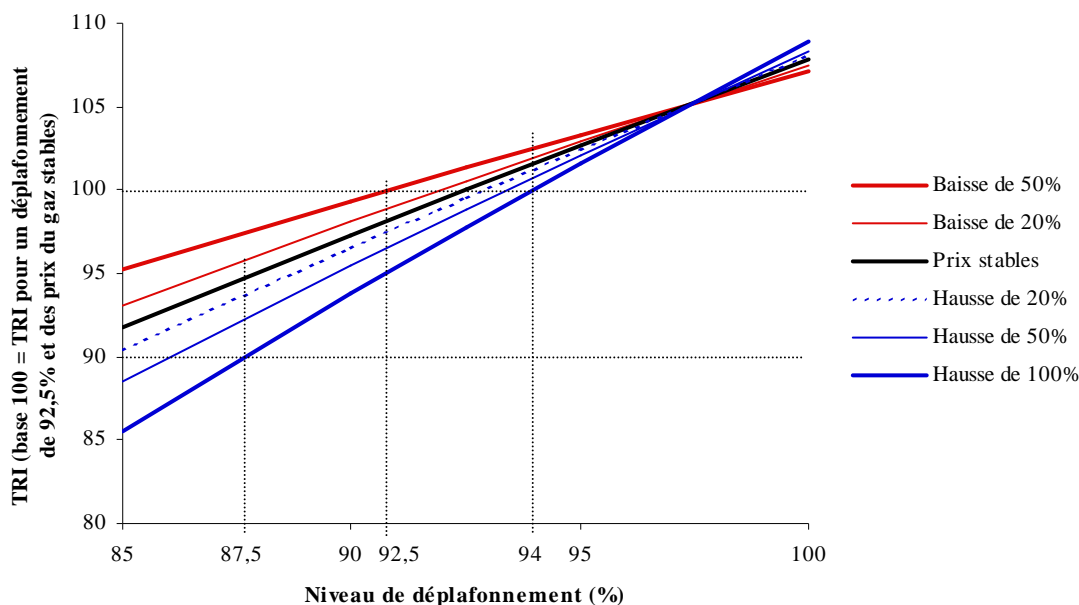
⁴⁷ Le TRI moyen baisserait de 20% pour des prix du gaz stables et de 90% pour un doublement du prix entre 2007 et 2010.

⁴⁸ Évolutions relatives moyennes du TRI calculées sur les situations financières simulées d'un moteur de 1 MW, un moteur de 5 MW, une turbine de 10 MW et une turbine de 40 MW (voir le détail en annexe V).

⁴⁹ Soit 2010 dans les simulations réalisées.

Au total, selon le scénario d'évolution du prix du gaz retenu et selon le choix du niveau de rentabilité que l'État souhaite garantir aux installations de cogénération, il est possible de faire varier, dans le cadre tarifaire actuel, le niveau de déplaçonnement à la baisse par rapport au niveau actuel de 92,5%.

Figure 17 : Sensibilité relative moyenne⁴⁸ du TRI en fonction du niveau de déplaçonnement pour différents scénarios d'évolution du prix du gaz entre 2007 et 2010



B. Les contrats en cours gagneraient à être aménagés dans la perspective d'un maintien du parc existant à l'horizon 2015

La programmation pluriannuelle des investissements électriques pour 2005-2015 prévoit un maintien du parc existant des installations de cogénération. Pour remplir cet objectif dans des conditions financièrement acceptables pour les industriels et économiquement avantageuses pour la collectivité, il semble préférable de faire évoluer le tarif d'achat actuel pour en neutraliser les biais énoncés dans la première partie du rapport. Trois principes structurants pourraient sous-tendre le nouveau dispositif, dont un exemple d'application est présenté.

1. Le dispositif actuel devrait être revu selon trois principes

a) Fixer un niveau d'exigence écologique plus ambitieux pour éviter les gaspillages

Il est apparu à la mission que le dispositif actuel présente deux biais. D'une part, la rémunération « écologique » est proportionnellement faible dans les contrats d'obligation d'achat et donc peu incitative. D'autre part, le calcul des économies d'énergie effectué en moyenne sur l'ensemble de la période de fonctionnement permet de compenser des moments de fort gaspillage de la chaleur produite par des phases de très bonne efficacité. La proposition suivante peut donc être avancée :

Proposition n°1 : Lier la rémunération de l'électricité produite à un objectif de valorisation quotidienne de la chaleur et accroître significativement la part de la rémunération dépendant de l'efficacité écologique des installations

Une révision des conditions tarifaires existantes devrait viser une augmentation sensible la part de la « prime écologique » dans la rémunération totale de l'électricité produite par cogénération.

Par ailleurs, il serait souhaitable de faire dépendre la rémunération à un objectif de valorisation quotidienne de la chaleur produite⁵⁰ et de lier une partie significative du tarif d'achat de l'électricité non seulement à l'économie d'énergie primaire réalisée grâce à la cogénération, mais également au degré moyen de valorisation de la production thermique.

La mise en œuvre effective de cette proposition supposerait le renforcement du contrôle des DRIRE sur l'efficacité énergétique et écologique des installations de cogénération.

b) Donner plus de souplesse au dispositif

Le dispositif actuel pousse les cogénérateurs à produire à pleine puissance pendant toute la durée de la période d'hiver, sans modulation en fonction des besoins effectifs. Par ailleurs, le dispositif tarifaire ne tient pas compte des différences d'usage de la chaleur produite et des technologies mises en œuvre. Pour donner plus de souplesse au dispositif existant, trois propositions pourraient utilement être retenues, ensemble ou séparément :

Proposition n°2 : Ouvrir la possibilité aux cogénérateurs de sortir définitivement du dispositif d'obligation d'achat et de vendre librement leur production électrique sur le marché

Cette proposition consiste à permettre aux installations de cogénération qui le désirent de sortir du système actuel de l'obligation d'achat sans pénalité. Cette solution a vocation à s'appliquer aux installations les plus importantes dans le secteur industriel. Toute sortie du dispositif devrait naturellement être définitive pour éviter des effets d'aubaine.

Une telle proposition présente deux avantages. En premier lieu, elle permettrait aux installations de cogénération, dont les coûts de production électrique sont les plus bas ou qui ont amorti l'essentiel de l'investissement initial, de vendre librement leur électricité au marché, quand les prix sont suffisamment élevés, c'est-à-dire généralement quand le besoin électrique est réel. En second lieu, cette solution conduirait à retirer une partie de la production électrique cogénérée du champ de la CSPE et donc de réaliser des économies au profit des consommateurs finals d'électricité.

Proposition n°3 : Permettre un fonctionnement libre, avec vente de la production électrique sur le marché ou auto-consommation, en dehors de la période de fonctionnement sous obligation d'achat

En alternative ou en parallèle à la proposition précédente, cette idée a vocation à mettre le parc de cogénération au service du réseau électrique et à utiliser une partie de la puissance installée en dehors de la période hivernale aux moments où les besoins électriques sont importants ou la production insuffisante (et les prix d'achat intéressants pour les cogénérateurs)⁵¹. Cette souplesse assurerait une rémunération minimum stable aux installations de cogénération, grâce au dispositif d'obligation d'achat, et une rémunération complémentaire fonction des besoins électriques sur le marché ou de leurs propres consommations.

La mise en place d'une telle solution reviendrait à faire porter au marché une partie de la rémunération des coûts fixes des installations de cogénération. La prime fixe du tarif d'achat serait donc réduite au prorata du temps de fonctionnement libre hors du dispositif d'obligation d'achat.

Cette proposition concernerait au premier chef les grandes installations susceptibles de fonctionner en dehors de la période hivernale, c'est-à-dire et pour l'essentiel les installations du secteur industriel, dont les besoins en chaleur dépassent d'ailleurs la seule période d'obligation d'achat. Son application permettrait de diminuer le coût du dispositif d'obligation d'achat par une baisse de la CSPE et donc de réaliser des économies au profit des consommateurs finals d'électricité.

⁵⁰ C'est-à-dire le rapport entre la quantité de chaleur effectivement utilisée et la quantité totale de chaleur produite.

⁵¹ Par exemple, périodes de froid en intersaison, périodes de canicule où la température de l'eau des rivières est trop élevée pour permettre le rejet des eaux de refroidissement des centrales électriques classiques ou nucléaires.

Proposition n°4 : Permettre une production modulée pendant une période variable en fonction des besoins effectifs en chaleur

Cette proposition vise à remédier au fait que la production des installations de cogénération est rigide et indépendante des besoins effectifs en chaleur. Il s'agit donc d'améliorer l'efficacité énergétique apportée par la cogénération tout en laissant aux producteurs une souplesse de fonctionnement. La mission a notamment pu constater sur plusieurs installations visitées au cours du mois de novembre 2006, mois exceptionnellement doux, qu'une partie importante (jusqu'à la moitié) de la chaleur produite était rejetée dans l'atmosphère et non valorisée.

Cette solution pourrait s'articuler autour de deux axes :

- ne pas définir de période de production ni de puissance garantie ou de disponibilité mais une durée annuelle minimale de fonctionnement à pleine puissance et une durée maximale de fonctionnement ;
- conditionner la rémunération de l'électricité produite par cogénération au niveau de valorisation de la chaleur produite.

La mise en œuvre de ces deux principes permettrait de donner plus de souplesse au dispositif en durée de fonctionnement et en amplitude de puissance pour mieux concentrer la production sur les moments où les besoins thermiques sont réels, ce qui correspond largement à la période hivernale du dispositif actuel pour les installations alimentant des réseaux de chaleur, mais ne la recouvre pas totalement.

c) Assurer un juste retour sur investissement

L'analyse du dispositif existant, particulièrement des conditions tarifaires du contrat 97-01, montre que le tarif d'achat s'applique uniformément sans prendre en compte les différences de technologies et d'usages de la chaleur et qu'il rémunère faiblement les économies d'énergie (voir *supra* le paragraphe I.B.3.). Par ailleurs, la référence aux coûts évités au système électrique telle qu'elle figure dans le dispositif actuel est assez théorique et ne permet pas une rémunération équitable de l'électricité produite par cogénération selon les installations (voir *supra* le paragraphe I.B.3.a et le tableau 3). Les deux propositions suivantes pourraient apporter des réponses à ces problèmes :

Proposition n°5 : Prévoir des modalités tarifaires différentes pour l'achat de l'électricité cogénérée selon la technologie, la puissance installée et les usages de la production thermique des équipements correspondants.

Comme il a été souligné *supra*, pour permettre un retour normal sur investissement des installations de cogénération, il conviendrait de tenir compte des différences de coûts de production selon les types de technologies et d'intégrer les différences d'usage de la chaleur produite dans le dispositif tarifaire.

Les propositions n°s 2 et 3 permettraient, à cet égard, d'offrir des perspectives de fonctionnement adaptées aux installations du secteur industriel, dont les besoins thermiques ne se limitent pas à la seule période hivernale. Il serait par ailleurs utile de définir des formules tarifaires distinctes pour les deux technologies de cogénération mises en œuvre en France (moteurs et turbines à combustion).

Proposition n°6 : Prendre pour référence les coûts réels d'investissement et les charges d'exploitation des équipements de cogénération, particulièrement pour les installations rénovées

Par substitution aux coûts évités utilisés dans le dispositif actuel, des modalités tarifaires renouvelées pourraient s'appuyer sur les coûts réels d'investissement et d'exploitation des installations de cogénération. À cet égard, le travail mené par la DGEMP dans les « coûts de référence de la production électrique » pourrait servir de base. La profession dispose par ailleurs d'éléments sur la question qui pourraient utilement compléter les chiffres retenus par les services de l'Industrie (voir l'annexe V).

Une problématique particulière vise les conditions tarifaires consenties aux installations rénovées, considérées comme étant mises en service pour la première fois. L'approche par les coûts réels d'investissement et d'exploitation permettrait d'adapter le régime tarifaire au niveau effectif des nouveaux investissements réalisés sur les équipements existants (voir *infra* le paragraphe II.B.3).

2. Concrètement, le gouvernement pourrait étudier trois scénarios d'évolution du dispositif actuel

Les principes énoncés dans le paragraphe précédent ont vocation à inspirer la politique future du gouvernement vis-à-vis de la cogénération, tant pour les installations existantes que pour les nouveaux équipements. Leur mise en œuvre concrète pourrait cependant revêtir des formes diverses.

La mission propose aux pouvoirs publics d'étudier plus particulièrement trois scénarios d'évolution du dispositif actuel. La proposition visant à permettre aux installations de cogénération du secteur industriel de sortir définitivement du dispositif avant le terme des contrats a été retenue dans chacun des scénarios, cette proposition permettant, dans les hypothèses retenues par la mission⁵², de réduire le montant de la CSPE consacré à la cogénération de l'ordre de 7,5%, soit une économie de 60 M€ par an.

a) Premier scénario : maintien du dispositif actuel avec un engagement sur le niveau de déplafonnement

Ce scénario est un scénario *a minima* : outre la mesure commune mentionnée à l'alinéa précédent, il comporterait un engagement sur le niveau de déplafonnement qui serait accepté jusqu'à l'issue des contrats actuels, ce qui donnerait, en tout état de cause, une meilleure visibilité aux acteurs de la cogénération pour la gestion de leurs installations. Ce scénario suppose de prendre un nouvel arrêté tarifaire pour les contrats C01 et des avenants aux contrats 97-01 et 99-02. Le gain en visibilité accordé aux cogénérateurs pourrait justifier de retenir le niveau bas du déplafonnement indiqué par la mission, soit 87,5%.

b) Deuxième scénario : maintien du tarif actuel mais ouverture de la possibilité d'un fonctionnement libre hors des périodes de production sous obligation d'achat

Ce scénario s'adresse principalement aux installations de cogénération répondant à des besoins de chaleur dans le secteur industriel et, en sus de la mesure commune, vise à leur permettre de rester dans le cadre de l'obligation d'achat pendant la période hivernale (entre le 1^{er} novembre et le 31 mars) et de fonctionner librement au-delà de cette période pour auto-consommer l'électricité produite ou la vendre sur le marché. Les coûts fixes étant rémunérés sur une plus longue durée, la contrepartie de cet assouplissement devrait naturellement être une réduction de la prime fixe du tarif d'achat d'électricité au prorata de la durée de fonctionnement hors de l'obligation d'achat⁵³. Cette proposition devrait permettre de réduire le montant de la CSPE affecté à la cogénération de l'ordre de 10% soit une économie supplémentaire pour les consommateurs finals d'électricité d'environ 80 M€⁵⁴ par an.

c) Troisième scénario : remise à plat du tarif actuel pour le rendre conforme aux orientations proposées plus haut

Le scénario le plus ambitieux consisterait, outre la mesure commune, à refondre le tarif actuel pour remédier aux insuffisances qui ont été exposées ci-dessus. Sa mise en œuvre pour les installations existantes pourrait être réalisée soit sur la base du volontariat⁵⁵, soit en l'imposant aux cogénérateurs⁵⁶.

Un nouveau tarif pourrait s'articuler autour des cinq éléments suivants :

⁵² Hypothèses retenues : prix de marché de l'électricité de 60 €/MWh, tarif d'achat moyen de 100 €/MWh, sortie de l'obligation d'achat de la moitié des équipements d'une puissance comprise entre 20 et 50 MW (soit 10 équipements selon l'étude du CEREN, comptés pour 35 MW chacun) et de la totalité des équipements d'une puissance supérieure à 50 MW (soit 5 équipements comptés pour 50 MW chacun), dont la disponibilité est prise égale à 95% pour un fonctionnement en semi-base.

⁵³ Réduction d'un taux égal au rapport (durée de fonctionnement hors obligation d'achat) / (durée totale de fonctionnement).

⁵⁴ Hypothèses retenues : fonctionnement 1 000 heures en dehors de la période d'obligation d'achat (soit un taux de réduction de la prime fixe de $1\,000 / (1\,000 + 3\,443) = 22,5\%$ de la moitié de la puissance installée (soit 2,2 GW si on considère que 450 MW sortent du système d'obligation d'achat en vertu de la mesure commune) ; montant moyen de la prime fixe de 50 €/MWh.

⁵⁵ Et donc en maintenant le tarif actuel déplafonné pour les installations non volontaires.

⁵⁶ Par exemple en leur donnant le choix entre le nouveau tarif et le tarif actuel sans reconduction du déplafonnement.

- une modulation, dans certaines limites, de la puissance électrique et de la durée de fonctionnement en fonction des besoins thermiques⁵⁷ ;
- une décomposition du tarif, avec des conditions tarifaires distinctes selon la technologie (moteurs et turbines à gaz) ;
- une « prime fixe » fondée sur les coûts fixes réels des installations existantes ;
- une « prime variable » égale à la somme du coût du combustible consommé pour la production électrique et des coûts variables d'exploitation ;
- une « prime écologique », qui serait attribuée sous des conditions restrictives sur le plan écologique⁵⁸ et liée au niveau de valorisation quotidienne de la chaleur et aux économies d'énergie primaire réalisées par l'installation.

3. La reconduction de l'obligation d'achat pour les installations rénovées doit être accompagnée d'une refonte des conditions tarifaires

Afin de pérenniser le développement de la filière de production d'électricité par cogénération, l'arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération, pris pour l'application du décret du 7 septembre 2005, pose le principe du bénéfice de l'obligation d'achat pour les installations rénovées pour un montant minimum de 350 €/kW installé.

Les installations rénovées pourront donc bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat à l'issue de leur premier contrat de 12 ans. Une discussion est en cours entre les professionnels et le gouvernement pour définir les conditions tarifaires dans lesquelles ce renouvellement de contrat aura lieu.

Ces nouvelles conditions tarifaires pourraient, à cet égard, utilement s'inspirer des principes présentés par la mission et des éléments concrets proposés au paragraphe précédent dans le troisième scénario. Il convient, en tout état de cause, de retenir le principe d'un ajustement de la prime fixe au niveau des nouveaux investissements réalisés. Pour 350 €/kW de nouveaux investissements, la prime fixe ne devrait donc pas dépasser 30 000 €/an pour une installation d'une puissance d'1 MW (contre 77 000 €/an pour l'exemple de tarif donné*supra*).

⁵⁷ Par exemple, l'attribution du tarif d'achat pourrait être conditionnée à une durée de fonctionnement à pleine puissance supérieure à 3 000 heures et à une durée de fonctionnement totale inférieure à 4 500 heures.

⁵⁸ Par exemple, les conditions d'attribution de la prime « écologique » pourraient être une valorisation quotidienne de la chaleur supérieure à 90% pendant au moins 95% des jours de fonctionnement et une valorisation quotidienne de la chaleur supérieure à 80% pendant la totalité des jours de fonctionnement.

CONCLUSION

Au-delà de la rentabilité et, plus largement du sort du parc existant, toute poursuite ultérieure de l'aide publique à la cogénération devrait, selon la mission, reposer sur la promotion des installations les plus rentables et les plus écologiques.

Deux inconvénients du dispositif actuel doivent à cet égard être particulièrement évités :

- d'une part, le dispositif actuel favorise le manque de transparence dans la détermination du prix de la chaleur ;
- d'autre part, la rigidité du système ne permet pas une bonne adaptation des productions aux besoins.

En tout état de cause, les pouvoirs publics devraient d'abord décider si la collectivité doit ou non continuer à aider la cogénération. À cet égard, la mission observe qu'une centrale nucléaire fonctionnant en semi-base produit une électricité meilleur marché qu'une installation de cogénération et que trois années d'aides publiques pour le fonctionnement des installations de cogénération représentent le coût d'investissement d'un EPR.

En second lieu, les pouvoirs publics devraient, en ce qui concerne le prix d'achat de l'électricité cogénérée, trancher entre l'approche par les coûts évités et celle par la rémunération du risque consenti par le cogénérateur. Du point de vue de la mission, la seconde approche devrait désormais prévaloir.

Un nouveau dispositif d'aide à la cogénération au gaz naturel devrait par conséquent, s'il est décidé, s'appuyer sur les principes directeurs exposés *supra*. Il convient, en tout état de cause, de favoriser les installations les plus économes en énergie primaire, d'avoir une approche globale de la production d'électricité et de chaleur et d'éviter l'écueil d'une aide révisable périodiquement en fonction des prix du combustible.

Deux pistes pourraient à ce titre être utilement examinées par les services du ministère de l'Industrie :

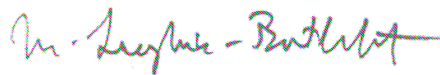
- le recours à des appels d'offres pour bénéficier du régime de l'obligation d'achat. Cette solution pourrait présenter le double mérite de favoriser la concurrence entre les opérateurs de la cogénération (et donc de dégager normalement l'offre la plus rentable et la moins coûteuse pour la collectivité) et de permettre une programmation des investissements (et donc de les orienter vers les centres de consommation ou les lieux de fragilité du réseau électrique) ;

- le remplacement du régime d'obligation d'achat par un système d'aide aux investissements dans les modes de production électrique écologiques, au-delà de la seule cogénération au gaz naturel, ce qui pourrait permettre de mettre en concurrence cette technologie avec d'autres modes de production « propres » et notamment les technologies (chaudières et turbines à vapeur) utilisant la biomasse comme combustible.

Paris, le 24 janvier 2007

Les inspecteurs des Finances,

L'ingénieur général des Mines,



Maxence LANGLOIS-BERTHELOT

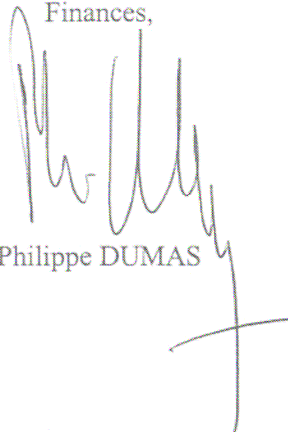


Jean-Michel BIREN



Thomas REVIAL

Sous la supervision de l'inspecteur général des
Finances,



Philippe DUMAS

ANNEXES

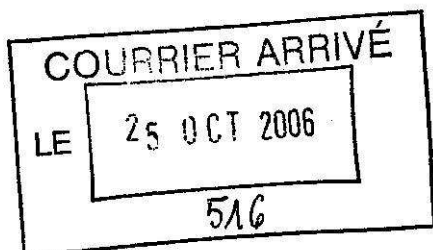
LISTE DES ANNEXES

- ANNEXE I : LETTRE DE MISSION**
- ANNEXE II : LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES**
- ANNEXE III : ÉTAT DU PARC DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION**
- ANNEXE IV : CONDITIONS TARIFAIRES DE L'OBLIGATION D'ACHAT**
- ANNEXE V : COÛTS DE RÉFÉRENCE**
- ANNEXE VI : ÉLÉMENTS FINANCIERS DES INSTALLATIONS VISITÉES**
- ANNEXE VII : SIMULATIONS FINANCIÈRES RÉALISÉES PAR LA MISSION**

ANNEXE I

LETTRE DE MISSION

Paris, le 24 OCT. 2006



Les Ministres

à

Monsieur le Vice-Président
du Conseil Général des Mines
Monsieur le Chef du Service
de l'Inspection Générale de Finances

La cogénération consiste à produire simultanément de la chaleur et de l'électricité, en général à partir de gaz naturel. Elle est présente dans des secteurs très divers tels que l'industrie, le secteur tertiaire, l'agriculture, les réseaux de chaleur des immeubles collectifs. L'électricité produite est le plus souvent achetée par EDF, dans le cadre d'un dispositif d'obligation d'achat, tandis que la chaleur produite est vendue à des industriels ou à des gestionnaires d'immeubles collectifs.

Depuis 1997, les conditions de rémunération de l'électricité produite ont été notablement améliorées : la durée des contrats de rachat a été portée à 12 ans et les tarifs ont été fixés à 110 € / MWh, à comparer à un prix moyen de 60 € / MWh pendant la période hivernale de fonctionnement des cogénérations. Ce différentiel de prix est intégralement financé par la CSPE, taxe intégralement supportée par les consommateurs ; il représente environ la moitié de cette contribution qui s'élèvera au total à environ 1,4 Md€ pour 2006.

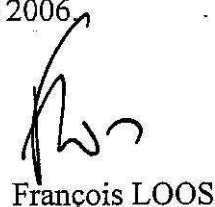
Les contrats d'obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération, approuvés par le ministre de l'Industrie entre 1997 et 2001 (soit l'essentiel des contrats), prévoient dans les tarifs d'achat un plafonnement du prix du gaz remboursé aux cogénérateurs, afin de les inciter à ne pas produire lorsque le prix du gaz est trop élevé. Ces conditions avaient été mises en place à une époque où les prix du gaz étaient moins élevés qu'actuellement. La loi de finances pour 2006 a introduit le principe d'un déplafonnement partiel du prix du gaz à fixer par avenant aux contrats. Pour l'hiver 2005-2006, ce déplafonnement a été fixé à 92,5%. Le coût de cette mesure, intégralement supportée par le consommateur, s'est établi à environ 155 M€.

Afin d'examiner dans quelles conditions ce déplafonnement peut être prolongé de façon pluriannuelle, il convient d'étudier la rentabilité économique et financière globale de l'ensemble de la filière depuis son origine. Cette analyse devra également intégrer un bilan coût/avantage de la filière sur le plan énergétique et environnemental, sachant que le récent rapport sur la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité à l'horizon 2015 a confirmé l'intérêt du maintien du parc actuel de cogénération pour satisfaire à l'évolution de la demande nationale. Sur la base de cet examen, vous ferez des propositions sur le mode de financement qui devrait être retenu pour la cogénération.

Nous souhaiterions pouvoir disposer de votre rapport début décembre 2006.



Thierry BRETON



François LOOS

ANNEXE II

LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES

Cabinet du ministre délégué à l'industrie

Christophe BEAUX, directeur de cabinet

Philippe DUPUIS, directeur adjoint de cabinet

Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP)

Dominique MAILLARD, directeur général

François JACQ, directeur de la demande et des marchés énergétiques

David MOLHO, chef du bureau 6C (affaires économiques et tarifaires)

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Patricia DE SUZZONI, directrice des marchés et du service public

Julien JANES, chargé de mission au département service public et tarifs réglementés

Ivan PAVLOVIC, chargé de mission au département finances

Agence internationale de l'énergie (AIE)

Claude MANDIL, directeur exécutif

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Alain MORCHEOINE, directeur de l'Air, du bruit et de l'efficacité énergétique

Carole LE GALL, directrice opérationnelle déléguée Énergie, air, bruit

Gwenaël GUYONVARCH, chef du département Industrie et agriculture

Jean-Pierre TABET, chef du service Économie

Étienne BEEKER, service Économie

Union sociale de l'Habitat (USH)

Daniel AUBERT, directeur général des services

Dominique, DUJOLS, directrice des relations institutionnelles et du partenariat

Brigitte BROGAT, conseiller technique

Électricité de France (EDF)

Philippe HUET, directeur Optimisation, amont-aval et trading (DOAAT)

Jean-Pierre LAROCHE, chargé de mission « Obligation d'achat »

Gaz de France (GDF)

Stéphane BRIMONT, directeur de la stratégie

Catherine BRUN, chef du service GDF Négoces (pôle Marketing et ventes)

Sébastien DELACROIX, Marketing électricité (GDF Négoces)

Cabinet de conseil – Deloitte

Jean-Michel GAUTHIER, associé responsable *Energy & Utilities*

Areva T&D

Gilles DAVID, vice-président "Énergies renouvelables et distribuées"

Théophile DUBOIS, ingénieur commercial

Représentants de la profession

- **Fédération française des entreprises gestionnaires de services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement (FG3E)**

Armand BURFIN, président

Patrick DE BEAUREPAIRE, délégué général

- **Association technique énergie environnement (ATEE)**

Jacques BESNAULT, président du club « cogénération »

Patrick CANAL, délégué général du club « cogénération »

- **Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)**

Jean-Philippe PERROT, délégué cogénération

Entreprises de cogénération

- **DALKIA**

Olivier BARBAROUX, président-directeur général

Jean-Claude BONCORPS, directeur délégué aux établissements

Christophe MAQUET, évaluation des investissements, direction financière

- **ELYO**

Bertrand SCHNEIDER, Direction assistance aux opérations

- **COFATHEC**

Gérard BASINI, manager d'actifs COFATHEC

- **RHODIA**

Jean-Marc PAUTROT, Directeur industriel

Les noms et les organismes d'appartenance des personnes rencontrées localement, n'ont pas été cités afin de préserver, à la demande des cogénérateurs, la confidentialité des données financières fournies par ceux-ci.

ANNEXE III

ÉTAT DU PARC DES INSTALLATIONS DE COGÉNÉRATION

Un étude a été commandée par le ministère de l'Industrie en 2003 au CEREN pour faire un état du parc des installations de cogénération. Ce travail donne une image détaillée du parc au 31 décembre 2003, pour les installation sous obligation d'achat comme pour celles qui ne le sont pas. La profession, représentée par les fédérations FG3E et UNIDEN et l'association ATEE, assure également un suivi des installations de cogénération et a fourni à la mission des données plus récentes.

De ces travaux, dont il n'a été retenu que les informations concernant les installations sous obligation d'achat, la mission tire les constats suivants :

A. La cogénération sous obligation d'achat représente une puissance électrique de 4,8 GW

Le tableau 1 *infra* synthétise les principales informations de l'étude du CEREN. Il apparaît notamment que la cogénération représente plus de 1 200 installations et une puissance électrique de 4,8 GW. La quantité d'électricité produite par cogénération en 2003 atteint 18 TWh pour une consommation nationale de près de 500 TWh ; autrement dit, presque 4% de la consommation électrique nationale est couverte par la production électrique par cogénération.

Tableau 1 : Description du parc de cogénération selon la technologie en 2003

	Turbines à gaz	Moteurs à combustion	TOTAL
Nombre d'installations	227	994	1 221
Puissance électrique (MW)	3 300	1 500	4 800
Puissance thermique (MW)	5 100	1 700	6 800
Puissance électrique moyenne (MW)	14,5	1,5	3,9
Énergie électrique produite en 2003 (TWh)	13,4	4,6	18
Énergie thermique produite en 2003 (TWh)	19,3	4,8	24,1
Énergie primaire consommée en 2003 (TWh)	42,5	12,5	55
Rendement énergétique global	77%	75%	77%
Rendement électrique	32%	37%	33%

Source : « Le parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003 » (CEREN)

1. Les installations de cogénération sous obligation d'achat appartiennent à deux types de technologie

D'une part, les turbines à gaz, dont le principe repose sur l'injection en continu du combustible dans une chambre de combustion alimentée en amont par de l'air comprimé puis de la détente des produits de combustion, qui permet d'entraîner le compresseur et l'arbre de sortie. L'énergie mécanique est soit utilisée directement en entraînement de machines tournantes, soit convertie en énergie électrique par un alternateur. Les gaz d'échappement dont la température est voisine de 500°C sont valorisés thermiquement. La température des produits de combustion permet la production de vapeur éventuellement surchauffée ou d'eau chaude *via* une chaudière spécialisée. Les turbines trouvent leur place dans le secteur industriel (chimie, papier, sidérurgie, agro-alimentaire), les réseaux de chaleur et des applications tertiaires.

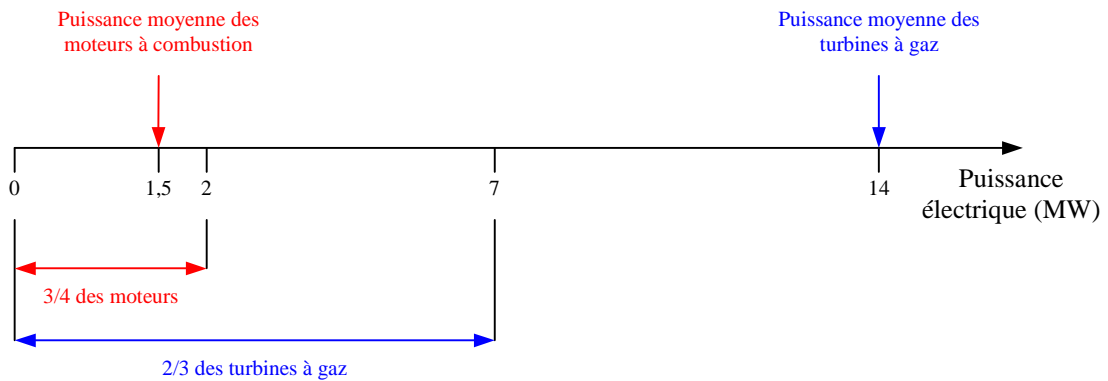
D'autre part, les moteurs à pistons et à combustion interne, qui fournissent de l'énergie mécanique sur l'arbre de sortie soit utilisée directement en entraînement de machines tournantes soit convertie en énergie électrique par un alternateur couplé au réseau. Une première récupération de chaleur de l'eau à environ 90°C est effectuée sur le ou les circuits de refroidissement du bloc moteur et de l'huile. Un complément d'énergie thermique est obtenu sur les gaz d'échappement. Le niveau de température de la chaleur récupérée favorise les applications thermiques à eau chaude (chauffage, réseau d'eau surchauffée...) au détriment de la vapeur. Le moteur thermique conserve des performances intéressantes sur une plage variant de 50 à 100 % de sa charge électrique et reste peu sensible aux conditions climatiques extérieures.

2. Les moteurs représentent la majorité des installations et les turbines la majorité de la puissance installée

a) *Les moteurs représentent des petites puissances alors que les turbines sont réparties sur les puissances moyennes et les grandes puissances*

Comme le montre la figure 1 *infra*, les moteurs sont concentrés autour des petites puissances électriques : leur puissance moyenne est de 1,5 MW et les trois quarts des moteurs ont une puissance inférieure à 2 MW. Les turbines, en revanche, sont davantage réparties entre les puissances moyennes, puisque deux tiers des turbines ont une puissance inférieure à 7 MW, et les grandes puissances, puisque la puissance moyenne des turbines est de 14 MW. Autrement dit, la parc existant comprend quelques turbines de grande puissance (autour de 40 MW).

Figure 1 : Répartition des technologies de cogénération par puissance électrique

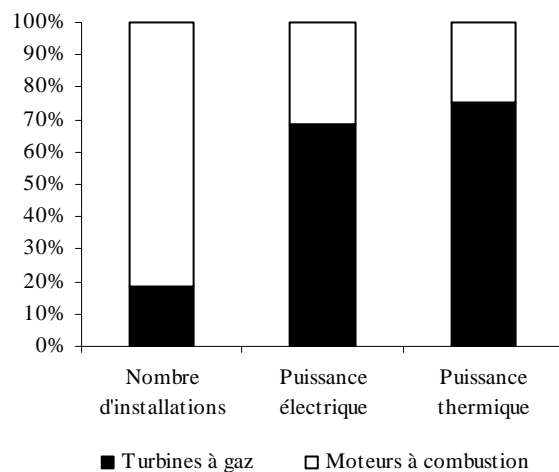


Source : « Le parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003 » (CEREN)

b) *Les moteurs représentent 80% des installations de cogénération et 30% de la puissance électrique*

Figure 2 : Répartition des installations et de la puissance par technologie

La figure 2 ci-contre répartit les installations et les puissances par technologie. Il apparaît nettement que la majorité des installations est équipée de moteurs (près de 1 000 sur 1 200) et que la puissance électrique est largement pourvue par les turbines à gaz (3,3 sur 4,8 GW).

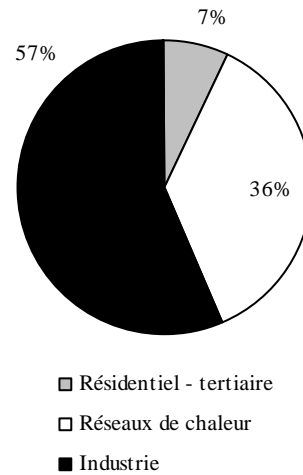


Source : « Le parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003 » (CEREN)

3. La cogénération est partagée entre l'industrie et le chauffage urbain

La figure 3 ci-contre décrit la présence relative de la cogénération dans les différents secteurs de consommations. On peut noter, à cet égard, que la puissance électrique cogénérée est majoritairement produite dans le secteur industriel (57%). La cogénération permet également l'alimentation de réseaux de chaleur et répond à des besoins dans le résidentiel et le tertiaire. Au total, les installations de cogénération se sont pour l'essentiel développées en réponse aux besoins thermiques importants du secteur industriel et pour l'alimentation en chaleur des installations de chauffage urbain.

Figure 3 : Répartition de la puissance électrique cogénérée par secteur de consommation



Source : « Le parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003 » (CEREN)

B. L'essentiel de la cogénération a été développé à la fin des années 1990 sous le régime du contrat 97-01

1. La cogénération a connu un fort développement entre 1997 et 2001

Comme le montrent les figures 6 à 9 de la page suivante, le développement de la cogénération en France s'est concentré sur quatre années de 1997 à 2000. Si le nombre de nouvelles installations a commencé à croître en 1994-1996, la puissance installée n'a décollé qu'à partir de 1997. L'année 2001 a mis un terme au fort rythme de croissance de la fin des années 1990.

L'analyse de la figure 4 ci-contre et du tableau 2 *infra*, qui retracent les périodes de développement de la cogénération, permet de tirer deux conclusions. En premier lieu, la cogénération s'est fortement développée entre 1997-2001. Près de 60% des installations et 75% de la puissance électrique ont effectivement vu le jour pendant cette période. En second lieu, les dernières années n'ont pas permis un nouveau développement de la cogénération. Les installations créées entre 2002 et 2006 représentent moins de 20% du parc total et moins de 15% de la puissance installée.

Figure 4 : Périodes de développement de la cogénération

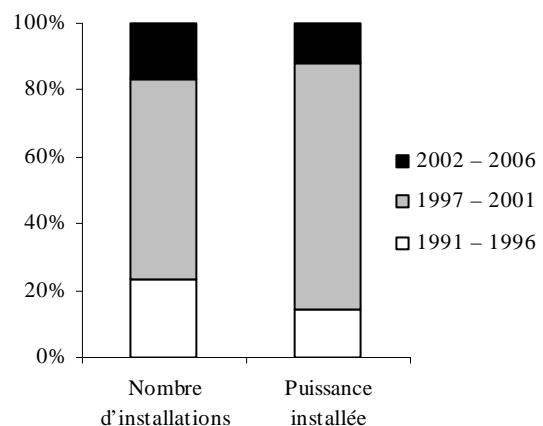


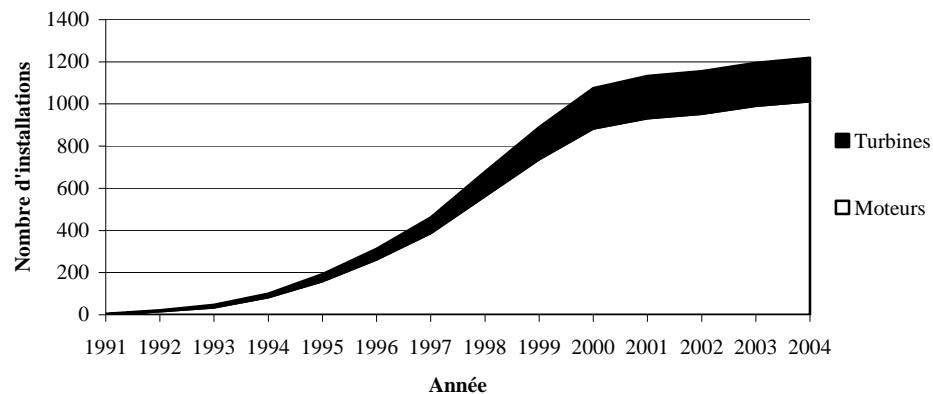
Tableau 2 : Périodes de développement de la cogénération

	1991 - 1996	1997 - 2001	2002 - 2006
Nombre d'installations	185	483	133
Puissance installée (MW)	688	3 594	590
Puissance moyenne (MW)	4,37	7,43	4,4

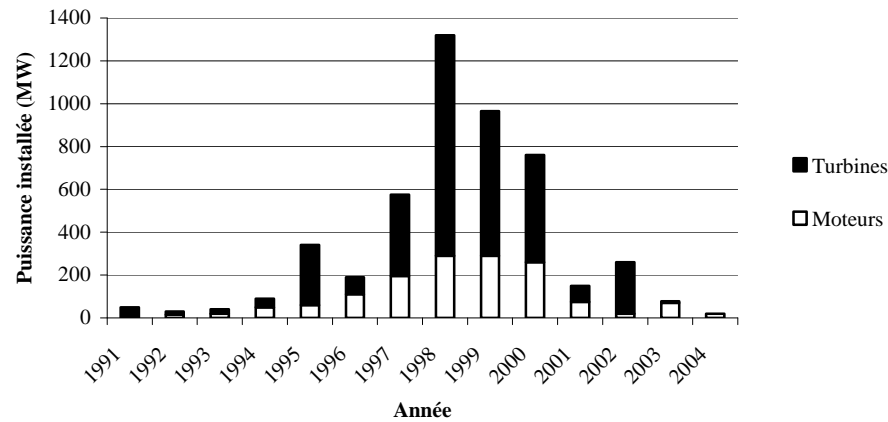
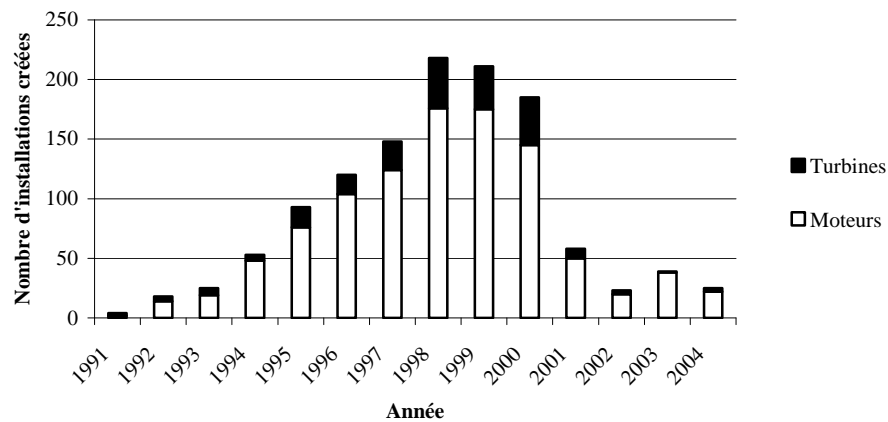
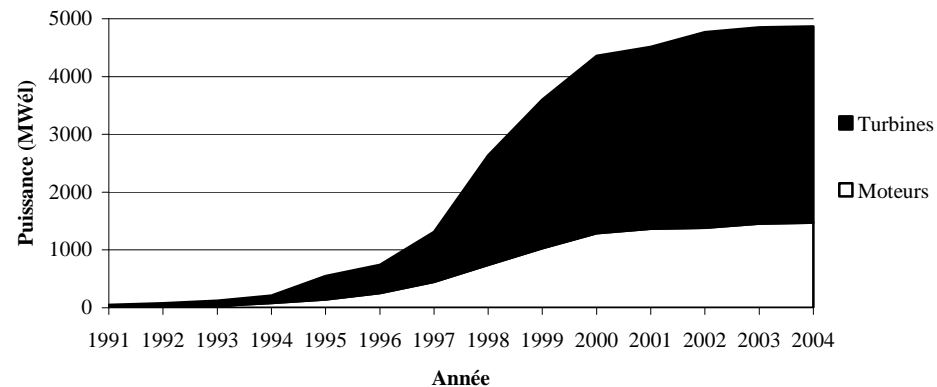
Source : Étude de l'ATEE sur les installations de cogénération

Figures 5 (haut gauche), 6 (haut droite), 7 (bas gauche) et 8 (bas droite)

Nombre cumulé d'installations de cogénération



Puissance cumulée



Source : Étude de l'ATEE sur le parc des installations de cogénération

2. L'essentiel du parc actuel est sous le régime du contrat d'obligation d'achat 97-01

a) Trois régimes contractuels se sont succédés depuis une quinzaine d'années

La cogénération a connu trois périodes de développement en France en fonction des conditions contractuelles. Pendant la période 1991-1996, le cadre contractuel proposé par EDF fixait des tarifs d'achat de l'électricité cogénérée proches des conditions du marché régulé de l'époque et limitait ce bénéfice de l'obligation d'achat aux installations d'une puissance électrique inférieure à 8 MW. Au total, 185 installations se sont développées dans ce cadre. La plupart de ces installations ont pu souscrire le contrat 97-01 mis en place en 1997. Pendant la période 1997-2001, deux types de contrats, approuvés par le ministre chargé de l'énergie, se sont succédés. Le contrat 97-01, tout d'abord, repose sur le principe des coûts évités et prend comme référence un cycle combiné au gaz avec turbine (CCGT) d'une puissance électrique nominale de 650 MW alimenté au meilleur tarif gaz (tarif grand transport STS). Le tarif d'achat mis en place dans ce cadre contractuel assure une obligation d'achat de l'électricité cogénérée pendant 12 ans. Le contrat 99-02, ensuite, entré en vigueur à l'été 2000, reprend l'essentiel des conditions du contrat 97-01 et mettant à jour les rendements de référence du CCGT et en limitant leur bénéfice aux installations d'une puissance inférieure à 40 MW. La période actuelle depuis 2002 est placée dans le cadre défini par la loi du 10 février 2000, dont sont issus les contrats d'obligation d'achat C01 entrés en vigueur en décembre 2002.

b) L'essentiel du parc existant est sous le régime du contrat 97-01

Figure 9

Comme l'indiquent la figure 5 ci-contre et le tableau 3 ci-dessous, 80% des installations et 85% de la puissance électrique installée sont sous le régime du contrat 97-01. Le contrat C01 mis en place en 2002 sur le fondement de la loi du 10 février 2000 ne représente, en revanche, que 15% des installations et 5% de la puissance installée ; autrement dit, ce contrat a permis le développement de petites installations (généralement des moteurs) pour lesquelles le nouveau tarif d'achat de l'électricité est le plus avantageux (voir *infra* l'annexe IV).

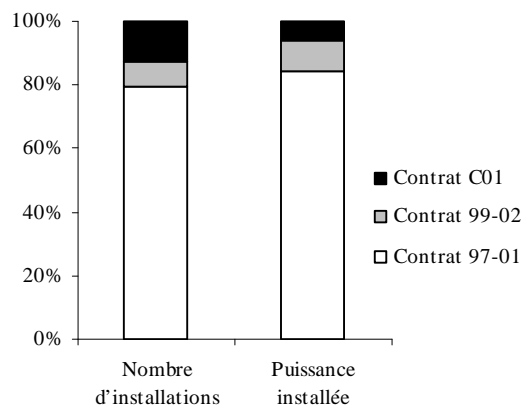


Tableau 3

	Contrat 97-01	Contrat 99-02	Contrat C01
Volumes			
Nombre d'installations	620	60	100
Nombre d'équipements	967	74	125
<i>dont turbines</i>	164	28	15
<i>dont moteurs</i>	803	46	110
Puissances (MW_e)			
Puissance installée	3 900	450	270
<i>dont turbines</i>	1 220	355	80
<i>dont moteurs</i>	2 680	95	190
Puissance moyenne	6,5	9,6	2,6
Répartition par secteurs (MW_e)			
Résidentiel tertiaire	310	0	30
Réseaux de chaleur	1 280	240	160
Industrie	2 310	210	80

Source : Étude de l'ATEE sur les installations de cogénération

C. Le régime de compensation de l'obligation d'achat date de 2000

1. L'obligation d'achat date de 1955

La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a nationalisé l'activité de production d'électricité, à l'exception des installations de production d'une puissance inférieure ou égale à 8 000 kVA. Le décret du 20 mai 1955 réglant les rapports entre EDF et les producteurs autonomes d'énergie électrique a, quant à lui, organisé l'obligation d'achat de l'électricité des producteurs autonomes et l'obligation de passer un contrat¹. Le décret fixait les prix minima qu'EDF était tenu de consentir aux producteurs autonomes. Aucune procédure de compensation des surcoûts subis par EDF n'avait toutefois été prévue par ce décret. Le décret du 20 décembre 1994 est venu rendre permanente l'obligation de passer un contrat d'achat à l'égard des installations utilisant des techniques de cogénération (article 1^{er}).

Deux modèles de contrat, dits « 97-01 » et « 99-02 », ont été approuvés par le ministre de l'Industrie dans ce cadre. Ces contrats, conclus pour 12 ans, présentent des tarifs modulés en fonction de la disponibilité des installations et de leur efficacité énergétique. Les conventions signées antérieurement à l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000 se poursuivent si elles n'ont pas été dénoncées par leurs bénéficiaires.

2. La loi du 10 février 2000 renove le régime d'obligation d'achat

a) La loi du 10 février 2000 confirme l'obligation légale d'achat de l'électricité produite par cogénération

L'obligation d'achat est prévue à l'article 10² de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Cet article dispose en effet que « sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, EDF et (...) les distributeurs non nationalisés (...) sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par (...) (2°) les installations qui utilisent des énergies renouvelables (...) ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération. Un décret en Conseil d'État fixe les limites de puissance installée des installations de production qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat. »

Le même article prévoit que les installations bénéficiant de l'obligation d'achat ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat. En outre, il convient de préciser que, sous réserve du maintien des contrats en cours et des dispositions de l'article 50, l'obligation de conclure un contrat d'achat peut être partiellement ou totalement suspendue par décret, pour une durée qui ne peut excéder dix ans, si cette obligation ne répond plus aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements (art. 10).

b) L'obligation d'achat ainsi définie est cependant conditionnelle

L'obligation d'achat est limitée à une puissance de 12 MW (art. 3 du décret du 6 décembre 2000) sauf lorsque l'installation alimente un réseau de chaleur, auquel cas sa puissance n'est pas limitée. Le producteur d'électricité qui souhaite bénéficier de l'obligation d'achat doit, par ailleurs, produire auprès du préfet (DRIRE) un dossier comportant les informations mentionnées à l'article 1^{er} du décret du 10 mai 2001. Lorsque l'installation vise l'alimentation d'un réseau de chaleur, le dossier doit également comporter les éléments établissant que la puissance de l'installation est en rapport avec la taille du réseau de chaleur existant ou à créer qui sera alimenté par cette installation (art. 1^{er} du décret du 10 mai 2001). Dans un délai de deux mois à compter de la réception du dossier, le préfet délivre un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat de l'électricité (art. 1^{er} du même décret).

¹ Ces contrats ont le caractère de contrats administratifs, compte tenu, notamment, du caractère obligatoire de leur conclusion (CE Sect., 19 janvier 1973, Société d'exploitation électrique de la rivière du Sant).

² Modifié par la loi du 13 juillet 2005.

c) Les tarifs d'achat sont déterminés par arrêté

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 dispose que les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), les conditions d'achat de l'électricité. Les contrats conclus doivent prévoir des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs d'électricité, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000 (article 10 de la loi du 10 février 2000). Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé. Les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées à l'article 5 (article 10 de la même loi).

Les objectifs définis à l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000 sont l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre, la gestion optimale et le développement des ressources nationales, la maîtrise de la demande d'énergie, la compétitivité de l'activité économique et la maîtrise des choix technologiques d'avenir, ainsi que l'utilisation rationnelle de l'énergie.

L'article 8 du décret du 10 mai 2001 prévoit que les conditions d'achat précisent notamment les conditions relatives à la fourniture de l'électricité, les tarifs d'achat de l'électricité, ainsi que la durée du contrat. Ces tarifs d'achat de l'électricité fournie sont égaux aux coûts de production, incluant investissement et exploitation, évités sur le long terme au système électrique, auxquels peut s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs définis à l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000. L'arrêté actuellement en vigueur est l'arrêté du 31 juillet 2001³ fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée de puissance inférieure ou égale à 12 MW.

3. *La loi du 10 février 2000 introduit la compensation des charges de service public de l'électricité*

Les surcoûts subis par EDF et les distributeurs non nationalisés du fait de l'obligation d'achat sont intégralement compensés. L'article 10 prévoit une compensation des surcoûts supportés par EDF ou les distributeurs non nationalisés, selon les modalités prévues à l'article 5. L'article 5 de la loi du 10 février 2000 met en place une compensation intégrale des charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques. Ces charges sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

La compensation est assurée par des contributions dues par les consommateurs finals installés sur le territoire national. Elle est collectée puis versée aux opérateurs électriques par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). Les surcoûts sont calculés selon les modalités prévues par le décret du 29 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité. Ce décret dispose en son article 4 que « les charges imputables aux missions de service public de l'électricité, qui donnent lieu à une compensation intégrale, sont constituées par les surcoûts de production et de fourniture ». Il résulte de ces dispositions combinées que le surcoût supporté par EDF ou les distributeurs non nationalisés lors du rachat de l'électricité aux producteurs d'électricité par cogénération n'est pas supporté par l'acheteur d'électricité, mais par les consommateurs finals, par l'intermédiaire de la compensation.

³ Modifié par les arrêtés du 26 mars 2003, du 23 décembre 2004 et du 23 août 2005.

4. La compensation des charges de service public de l'électricité passe par la CSPE

Les charges de service public de l'électricité, telles que définies par l'article 5 de la loi du 10 février 2000 concernaient initialement les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite par certains types d'installations (éoliennes, photovoltaïque, cogénération...) et les surcoûts de production dans les zones non interconnectées telles que les départements d'outre-mer. Cet article a été modifié par la loi du 3 janvier 2003 qui a complété les définitions précédentes par les coûts résultant, pour les distributeurs d'électricité, de la mise en œuvre du tarif électrique « produit de première nécessité », prévu par l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et une partie des coûts supportés par les organismes de fourniture d'électricité en raison de leur participation financière au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Le nouvel article 5 de la loi du 10 février 2000 institue un encadrement de l'évolution du montant des charges, ainsi qu'un plafonnement de la contribution par site de consommation. L'encadrement de la contribution unitaire par kWh est fixé à 7% du tarif bleu 6 kVA, ce qui correspond actuellement à un plafonnement de la contribution unitaire à 0,5355 centimes d'euro par kWh. Il s'agit là d'un maximum qui est à comparer au 0,45 centime d'euro de contribution fixé en 2004. Par ailleurs, le montant de la contribution due, par site de consommation, a été plafonné à 500 000 €. Cette mesure concerne environ 150 sites de consommation. Le décret du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité précise les modalités de fonctionnement du dispositif de la CSPE.

ANNEXE IV

CONDITIONS TARIFAIRES DE L'OBLIGATION D'ACHAT

A. Conditions tarifaires du contrat 97-01

1. Indexation de la rémunération

La rémunération de l'électricité produite par cogénération dans le cadre de l'obligation d'achat du contrat 97-01 fait l'objet d'une révision annuelle au coefficient K. Elle est par ailleurs très dépendante du taux de disponibilité d de l'installation et du niveau de la puissance garantie PG au système électrique. Les données retenues pour définir l'installation à laquelle la cogénération vient se substituer présentent, enfin, une grande importance pour la détermination du niveau de la rémunération.

a) Le coefficient de révision K

Par définition, le coefficient de révision est donné par la formule suivante :

$$K = 0,2 + 0,6 \cdot \frac{IME}{IME_0} + 0,2 \cdot \frac{PsdA}{PsdA_0}$$

avec IME⁴ la dernière valeur connue au mois d'octobre de l'indice du coût de la main d'œuvre des industries mécaniques et électriques et PsdA⁵ la dernière valeur connue au mois d'octobre de l'indice du prix des produits et services divers "A"⁶.

b) Le taux de disponibilité d

Par définition, le taux de disponibilité est le rapport entre, d'une part, l'énergie effectivement produite par l'installation de cogénération pendant la période d'hiver où le contrat s'applique D et dans la limite d'une puissance écrêtée à 1,075 × PG (en cas de fourniture totale⁷) et à PG (en cas de fourniture partielle⁸) et, d'autre part, l'énergie que l'installation de cogénération aurait pu théoriquement produire à une puissance PG et pendant une durée D. Le taux de disponibilité est donné par la formule suivante :

$$d = \frac{\delta_{\text{fourniture totale}} \cdot E_{P \leq 1,075 \times PG} + \delta_{\text{fourniture partielle}} \cdot E_{P \leq PG}}{PG \times D}$$

où δ est le symbole de Kronecker, E en kWh, PG en kW et D en heures

c) Le cycle combiné au gaz de référence

La référence retenue dans le contrat 97-01 est un cycle combiné au gaz d'une puissance de 650 MW, d'une disponibilité de 95% et d'un rendement effectif sur PCI de 51%. Les éléments de coûts retenus pour ce CCG de référence, indexés sur K, sont donnés dans les tableaux suivants :

Tableau 4

Nature du coût	Montant
Amortissement annuel (PFa)	84,91 €/kW
Charges d'exploitation fixes annuelles (PFe)	20,58 €/kW
Charges d'exploitation proportionnelles (PPe)	3,05 €/MWh

⁴ IME0 = IME(octobre 1996).

⁵ PsdA0 = PsdA (octobre 1996).

⁶ L'indice PsdA a été remplacé par un autre indice à partir d'août 2004.

⁷ L'énergie produite au-delà de PG n'est fournie à EDF que si elle est livrée sur son réseau. L'énergie produite et non fournie à EDF est utilisée par le producteur.

⁸ L'énergie au-delà de PG est fournie à EDF.

Les coûts évités en matière de réseau dépendent directement de la tension de livraison. Le tarif d'achat tient compte de cette dépendance en adaptant le montant de la part fixe et de la part proportionnelle des économies de réseau en fonction de la tension. Ces montants sont indexés sur K.

Tableau 5

Tension de livraison	Part fixe des économies de réseau PFr (€/kW)	Part proportionnelle des économies de réseau PPr (€/MWh)
HTA	PFr = 33,54 – 0,76 (0,001 PG – 5) avec 23,73 ≤ PFr ≤ 37,35	PPr = 2,29 – 0,066 (0,001 PG – 5) avec 1,97 ≤ PPr ≤ 2,61
HTB	PFr = 18,29 – 0,76 (0,001 PG – 25) avec 6,86 ≤ PFr ≤ 23,73	PPr = 0,98 – 0,066 (0,001 PG – 25) avec 0 ≤ PPr ≤ 1,97
225 kV	PFr = 6,86	PPr = 0

2. Les éléments de la rémunération

a) La prime fixe annuelle

Proportionnelle à la puissance garantie PG, elle est fonction de la disponibilité d :

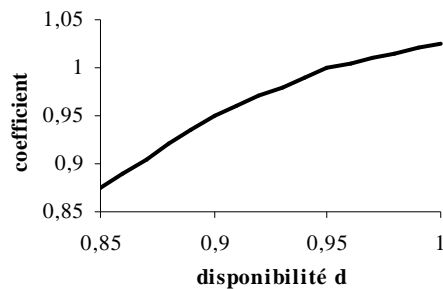
$$PF = PG \times \text{TBPf} \times \text{coef}(d) \quad \text{avec PF en } \text{€}, \text{ PG en kW et TBPf en } \text{€}/\text{kW}$$

avec TBPf, le taux de base annuel de la prime fixe égal à la somme de l'annuité d'amortissement du cycle combiné de référence (PFa), des charges fixes annuelles d'exploitation du cycle combiné de référence (PF_e) et de la part fixe des économies de réseau (PFr). Le coefficient fonction de d est donné dans le tableau et dans la figure *infra*. Il apparaît à cet égard que la rémunération est d'autant plus intéressante que la disponibilité est grande. Une disponibilité inférieure à 1 est par ailleurs d'autant plus pénalisée qu'elle est réduite.

Tableau 6

Disponibilité	Coefficient
d = 0,95	1
d > 0,95	$1 + 0,5 \cdot (d - 0,95) \leq 1,025$
$0,90 \leq d < 0,95$	$1 + (d - 0,95)$
d < 0,90	$0,95 + 1,5 \cdot (d - 0,90) \geq 0$

Figure 10



b) La rémunération de l'énergie active fournie

Par définition, seule l'énergie fournie dans la limite de la puissance maximale de production définie dans le certificat de conformité est valorisée au prix proportionnel.

La rémunération de l'énergie active fournie est un prix proportionnel saisonnalisé selon les périodes d'été et d'hiver égal au prix du gaz saisonnalisé, éventuellement plafonné, ramené au rendement du cycle combiné de référence (pris égal à 51%) auquel sont ajoutées les charges d'exploitation variable (PPE) et les économies variables de réseau (PPr).

Le prix du gaz fait l'objet d'un mécanisme de plafonnement. Le niveau du prix plafond dépend de la durée de fourniture d'électricité en dehors de la période hivernale (dfe). Plus la fourniture estivale est importante, plus le prix plafond est bas. Le prix du gaz est plafonné si le prix annuel du gaz (Prg) est supérieur au prix-plafond annuel défini par le barème décrit dans le tableau ci-dessous. En cas de plafonnement, le producteur peut mettre l'installation de cogénération à la disposition du système électrique (installation dispatchable). Le prix du gaz retenu dans la formule de la rémunération de l'électricité produite est alors le tarif STS.

Tableau 7 : Barème du prix-plafond

dfe (heures)	Prix-plafond annuel (c€/kWh PCI)
0	1,82
376	1,71
1 376	1,45
2 376	1,23
3 376	1,20
4 376	1,17
5 136	1,16

En cas de plafonnement, le prix plafonné est égal à :

$$\text{Prix du gaz} \times \frac{\text{Prix plafond annuel}}{\text{Pr g}}$$

avec :

$$\text{Pr g} = \frac{3624 \times \text{prix du gaz (hiver)} + \text{dfe} \times \text{prix du gaz (été)}}{3624 + \text{dfe}}$$

Au total, la formule donnant la rémunération de l'énergie active fournie, hors plafonnement, est la suivante :

$$\frac{\text{Prix du gaz au tarif STS (hiver, été)}}{0,51} + \text{P Pe} + \text{P Pr}$$

c) *La rémunération complémentaire*

Un élément complémentaire doit permettre de moduler la rémunération en fonction de l'efficacité énergétique de l'installation, mesurée par le rendement électrique équivalent (Ree). Cette rémunération complémentaire est proportionnelle à l'énergie active fournie et fait l'objet d'un plafonnement. Elle est indexée sur K. Son barème est donné dans le tableau ci-dessous

Tableau 8 : barème de la rémunération complémentaire

Ree	Rémunération complémentaire (€/MWh)	Plafond annuel (€)
Ree ≤ 55%	0	0
55% < Ree ≤ 65%	1,524	45 734
Ree > 65%	3,049	91 469

Formule du Ree :

$$\text{Ree} = \frac{E_{\text{él, produite}}}{E_{\text{consommée}} - \frac{E_{\text{th, utilisée}}}{0,9}}$$

B. Conditions tarifaires du contrat 99-02

Les conditions tarifaires du contrat 99-02 reprennent pour l'essentiel les éléments de rémunération du contrat 97-01 décrits ci-dessus. Les valeurs de référence sont cependant actualisées et la rémunération complémentaire est modifiée substantiellement. Par ailleurs, les installations éligibles doivent avoir une puissance électrique inférieure à 40 MW.

1. Mise à jour des valeurs de référence

Les valeurs de référence sont actualisées comme indiqué dans les tableaux ci-dessous. Le rendement du CCG de référence sur PCI est par ailleurs pris égal à 52,5%.

Tableau 9

Nature du coût	Contrat 97-01	Contrat 99-02
Amortissement annuel (PFa)	84,91 €/kW	81,76 €/kW
Charges d'exploitation fixes annuelles (PFe)	20,58 €/kW	
Charges d'exploitation proportionnelles (PPE)	3,05 €/MWh	3,16 €/MWh

Tableau 10

Tension de livraison	Part fixe des économies de réseau PFR (€/kW)	Part proportionnelle des économies de réseau PPR (€/MWh)
HTA	PFR = 57,47 – 1,64 (0,001 PG – 5) avec 49,26 ≤ PFR ≤ 65,68	PPR = 2,38 – 0,068 (0,001 PG – 5) avec 2,03 ≤ PPR ≤ 2,71
HTB	PFR = 57,47 – 1,64 (0,001 PG – 5) avec 0 ≤ PFR ≤ 49,26	PPR = 1,02 – 0,068 (0,001 PG – 25) avec 0 ≤ PPR ≤ 2,03
225 kV	PFR = 0	PPR = 0

Tableau 11 : barème du prix-plafond du gaz (c€/kWhPCI)

dfe (heures)	Contrat 97-01	Contrat 99-02
0	1,82	1,88
376	1,71	1,77
1 376	1,45	1,50
2 376	1,23	1,27
3 376	1,20	1,24
4 376	1,17	1,22
5 136	1,16	1,20

2. La rémunération complémentaire de l'énergie active fournie

La notion de rendement électrique équivalent, utilisée dans le contrat 97-01 pour évaluer l'intérêt énergétique des installations de cogénération, est abandonnée au profit de la notion d'économie d'énergie primaire Ep, dont la formule est donnée ci-dessous :

$$E_p = 1 - \frac{E_{\text{consommée}}}{\frac{E_{\text{électrique, produite}}}{0,525} + \frac{E_{\text{thermique, utilisée}}}{0,9}}$$

La rémunération complémentaire est donnée par le barème suivant. Elle est plafonnée à 92 500 € par an et indexée sur K.

Tableau 12

Ep	Rémunération complémentaire (€/MWh)	Plafond annuel (€)
0% < Ep ≤ 15%	30,83 × Ep	92 500
Ep > 15%	4,63	

C. Conditions tarifaires du contrat C01

Le tarif d'achat de l'électricité cogénérée sous le régime de la loi du 10 février 2000 est défini dans l'arrêté du 31 juillet 2001 pour les installations d'une puissance électrique inférieure à 12 MW. Le tarif d'achat se décompose en une prime fixe et une rémunération de la production électrique. Cette dernière se décompose en trois termes : une rémunération proportionnelle à la production, une rémunération du gaz et une prime à l'efficacité énergétique.

À la différence des conditions tarifaires des contrats antérieurs, le tarif d'achat C01 ne prend pas appui sur une installation évitée de référence. Il est en revanche indexé de la même façon que le tarif 99-02.

1. La prime fixe

La prime fixe est une fonction de la puissance garantie par le cogénérateur en hiver (PGH) et de la disponibilité effective en hiver d. Deux régimes de rémunération sont distingués en fonction de la tension U délivrée.

Au total, la prime fixe est égale à (en € pour PGH en kW et TB en €/kW) :

$$PF = PGH \times TB \times \text{coefficient}(d)$$

avec TB le taux de base annuel de la prime fixe et coefficient(d) le coefficient qui module la prime fixe en fonction de la disponibilité effective en hiver de la production (voir le Tableau 6 *supra*). TB est égal à (en €/kW avec PGH en kW) :

$$TB = \begin{cases} 153,49 - 0,00171 \times PGH & \text{si } U < 225 \text{ kV (BT, HTA, HTB)} \\ 85,11 & \text{si } U = 225 \text{ kV} \end{cases}$$

2. La rémunération proportionnelle

Deux régimes existent pour la rémunération proportionnelle en fonction de la tension délivrée par l'installation de cogénération (RP en c€/kWh et PGH en kW) :

$$RP = \begin{cases} 0,655 - 0,015 \cdot 10^{-3} \cdot PGH & \text{si } U < 225 \text{ kV (BT, HTA, HTB)} \\ 0,31 & \text{si } U = 225 \text{ kV} \end{cases}$$

3. La rémunération du gaz

La rémunération du gaz fait l'objet d'un plafonnement en fonction du prix du gaz, selon les mêmes modalités que pour les contrats précédents. Le rendement du CCG de référence sur PCI est pris égal à 54%.

Tableau 13 : barème du prix-plafond du gaz (€/MWh RCI)

dfe (heures)	Contrat 97-01	Contrat 99-02	Contrat C01
0	1,82	1,88	1,96
376	1,71	1,77	1,84
1 376	1,45	1,50	1,56
2 376	1,23	1,27	1,33
3 376	1,20	1,24	1,29
4 376	1,17	1,22	1,27
5 136	1,16	1,20	1,25

4. La prime à l'efficacité énergétique

La prime à l'efficacité énergétique est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{efficacité}} = 8 \cdot (E_p - 0,05) \quad \text{en c€/kWh}$$

Elle est plafonnée à 180 000 € par an et dépend du niveau d'économies d'énergie primaire E_p qui doit être supérieur à 5%.

$$E_p = 1 - \frac{E_{\text{consommée}}}{\frac{E_{\text{électrique, produite}}}{0,54} + \frac{E_{\text{thermique, utilisée}}}{\eta_{\text{productions séparées thermique}}}}$$

$$\eta_{\text{productions séparées thermique}} = (1 - t) \cdot \begin{cases} 0,91 & \text{si } \tilde{T}_{\text{eau}} \leq 80^\circ\text{C} \\ 0,107 - 0,002 \cdot \tilde{T}_{\text{eau}} & \text{si } 80^\circ\text{C} < \tilde{T}_{\text{eau}} \leq 110^\circ\text{C} \\ 0,85 & \text{si } \tilde{T}_{\text{eau}} > 110^\circ\text{C} \end{cases} \quad \text{où } t = \begin{cases} 0 & \text{si } U = 225 \text{ kV} \\ 0,025 & \text{si } U = \text{HTB} \\ 0,04 & \text{si } U = \text{HTA} \\ 0,07 & \text{si } U = \text{BT} \end{cases}$$

D. Comparaison des conditions tarifaires des contrats 97-01, 99-02 et C01

L'énoncé *supra* des conditions tarifaires des contrats 97-01, 99-02 et C01 permet de comprendre l'esprit qui a présidé à l'élaboration du premier tarif et de toucher du doigt la complexité des formules de rémunération. La comparaison des tarifs des trois contrats successifs permet, en tout état de cause, de faire trois commentaires :

- les conditions tarifaires ont fait l'objet d'un raffinement croissant au cours du temps. Le tarif du contrat C01 prend ainsi en compte un nombre très important de paramètres pour adapter au plus juste le niveau de rémunération ;
- la prime complémentaire est devenue une prime écologique en passant d'une logique « technologique » de comparaison avec le CCG de référence (Ree) à une logique d'efficacité énergétique (E_p) ;
- la référence aux coûts évités, explicite et chiffré dans les premiers tarifs, est devenue implicite dans la formule du contrat C01.

Plus précisément, en appliquant les formules des trois tarifs d'achat à une même situation (voir le tableau 14 *infra*), les résultats se recouvrent pour l'essentiel (voir la figure 11 ci-contre). Seule la prime complémentaire a été légèrement augmentée dans le tarif C01.

La rémunération de l'électricité cogénérée est donc largement conservée d'un tarif à l'autre dans toutes ces composantes. La prime fixe représente ainsi toujours environ 40 €/MWh tandis que la prime proportionnelle est à un peu moins de 40€/MWh pour un prix du gaz de 18 €/MWh. La prime « écologique » est très faible par rapport à la rémunération totale (entre 1 et 5%).

Figure 11 : Tarif d'achat pour une installation de 1 MW

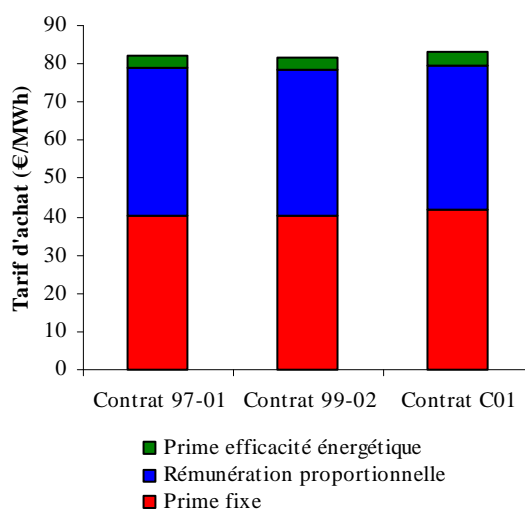


Figure 12

La figure 12 ci-contre permet de comparer la sensibilité du tarif d'achat à la taille des installations de cogénération. Il apparaît ainsi que le tarif 97-01 est moins décroissant que les tarifs 99-02 et C01. Autrement dit, le tarif 97-01 est relativement plus avantageux pour les grandes installations que les tarifs suivants (et les tarifs 99-02 et C01 favorisent davantage les petites installations de cogénération).

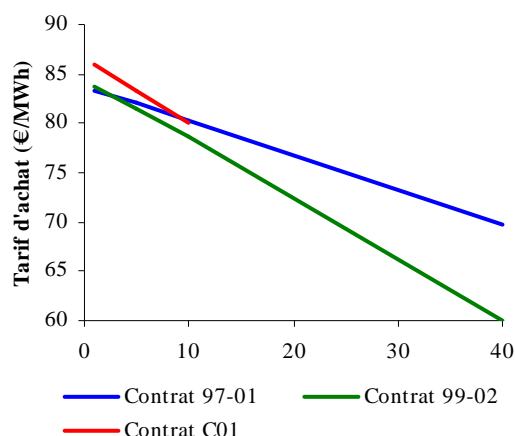


Tableau 14 : Comparaison des conditions tarifaires des contrats 97-01, 99-02 et C01⁹

		1 MW HTA	5 MW HTA	10 MW HTB	40 MW HTB
Contrat 97-01	Prime fixe	41,23	40,35	39,23	32,61
	Rémunération proportionnelle	38,94	38,67	38,35	36,38
	Rémunération complémentaire	3,05	3,05	2,66	0,66
	TOTAL	83,22	82,07	80,24	69,66
Contrat 99-02	Prime fixe	42,34	40,44	38,06	23,77
	Rémunération proportionnelle	38,19	37,92	37,58	35,54
	Rémunération complémentaire	3,08	3,08	3,08	0,67
	TOTAL	83,62	81,44	78,72	59,98
Contrat C01	Prime Fixe	44,10	42,11	39,63	
	Rémunération proportionnelle	6,40	5,80	5,05	
	Prime efficacité énergétique	4,00	4,00	4,00	
	Rémunération du gaz	31,48	31,48	31,48	
	TOTAL	85,98	83,39	80,16	

⁹ Hypothèses de calcul retenues : disponibilité de 95%, pas de fonctionnement en été, coefficient d'indexation égal à 1, prix du gaz de 17 €/MWh, Ree de 65% et Ep de 10%, température de l'eau égale à 90°C. Les comparaisons réalisées dans ce tableau ont une portée relative puisque les éléments de rémunération du tarif 97-01 ont fait l'objet d'une revalorisation dans les tarifs suivants.

ANNEXE V

COÛTS DE RÉFÉRENCE

A. Références

Les informations concernant les coûts d'investissement et d'exploitation retenues par la mission sont issues de trois sources :

- une étude réalisée par la profession (ATEE, FG3E et UNIDEN) en date du 15 février 2006 relative aux « Coûts et rendements de référence » de la cogénération. Cette étude porte sur la gamme de puissances 0,05 à 5 MW_{el} pour les moteurs et 5 à 12 MW_{el} pour les turbines. Les coûts d'investissements ont été déterminés par l'audit d'installations sous contrat C01 et les coûts d'exploitation ont été déterminés par un audit plus large sur des installations sous contrats 97-01, 99-02 et C01 ;
- une étude de COGEN Europe, l'association des cogénérateurs auprès des institutions européennes sur la petite cogénération (« Cut your energy bills with cogeneration », mars 2006) ;
- les données du ministère de l'Industrie rassemblées dans le document sur les « Coûts de référence de la production électrique » de la DGEMP-DIDEME (octobre 2004).

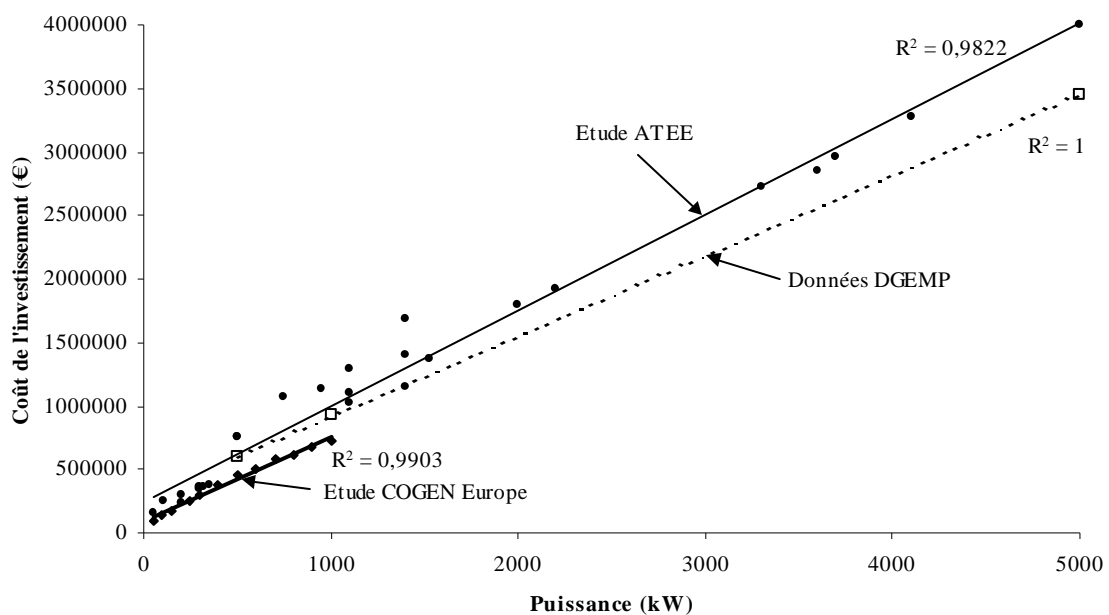
Le périmètre et les hypothèses de chacune de ces études peuvent naturellement varier à la marge, mais leur vocation est toujours de donner une image fidèle et complète des coûts réels. Force est de constater cependant qu'il existe des écarts, parfois significatifs, entre les évaluations qui sont faites dans ces études. La mission n'ayant pas mesuré la pertinence des méthodes d'évaluation employées par chacun des travaux, les résultats afférents sont tous présentés ci-dessous.

B. Coûts d'investissement

1. Moteurs (gamme de 50 à 5 000 kW)

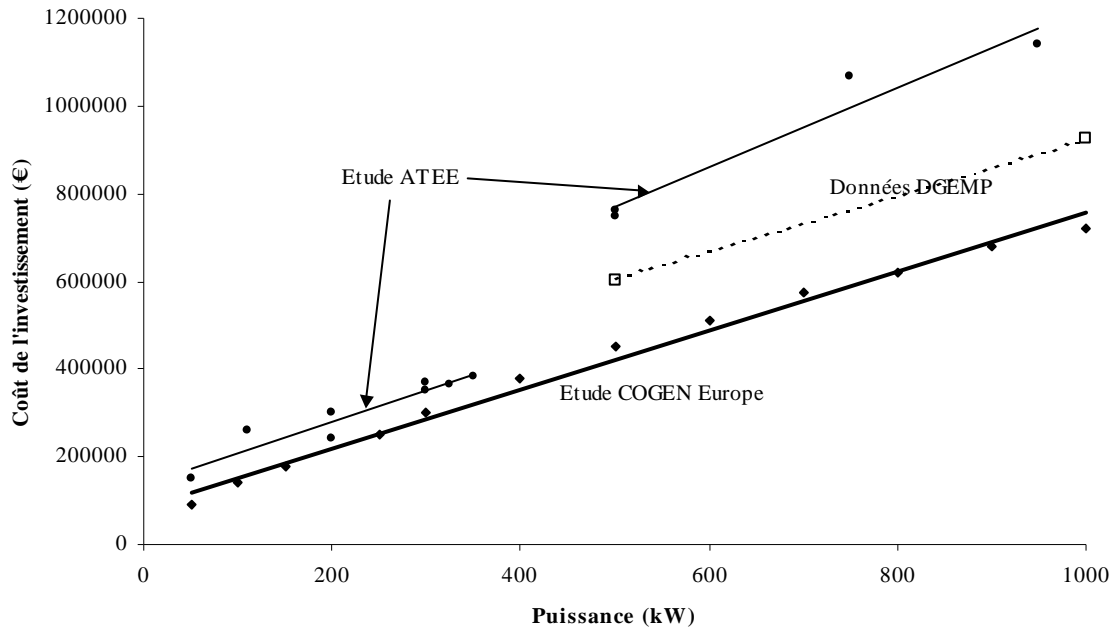
Les trois travaux présentés au paragraphe précédent donnent des éléments sur les coûts d'investissement des moteurs, l'étude de COGEN Europe étant centrée plus spécifiquement sur les petites installations de cogénération d'une puissance inférieure à 1 MW (voir la figure 13 *infra*).

Figure 13 : Coûts d'investissement (en €) en fonction de la puissance électrique



Une régression linéaire sur les coûts d'investissement en fonction de la puissance donne des résultats concluants pour tous les travaux retenus (R^2 compris entre 0,98 et 1). Pour affiner cette analyse, il convient cependant de distinguer les coûts pour les installations de plus petites puissances (inférieures à 500 kW dans l'étude de l'ATEE) (voir la figure 14 ci-dessous).

Figure 14 : Coûts d'investissement (en €) en fonction de la puissance électrique



Il est alors possible de dégager, pour chacune des trois séries de données, une relation linéaire entre le coût d'investissement et la puissance électrique. Cette relation peut s'écrire, en toute généralité :

$$\text{Coût d'investissement} = A \times \text{Puissance électrique} + B$$

où les facteurs A et B peuvent être assimilés respectivement à un coût marginal et à un « coût d'entrée », soit le coût minimal à couvrir pour investir dans un moteur à combustion. Le tableau 15 *infra* donne le résultat des régressions linéaires. Ce résultat appelle deux commentaires :

- les coûts marginaux et les coûts d'entrée donnés par l'ATEE sont sensiblement plus élevés que les valeurs retenues par la DGEMP et COGEN Europe (entre 6 et 11% pour les coûts marginaux) ;
- les régressions linéaires dégagent des valeurs proches et permettent donc d'approcher les ordres de grandeur des coûts d'investissement de manière pertinente.

Tableau 15 : Décomposition des résultats de la régression des données relatives aux coûts d'investissement des moteurs en fonction de la puissance électrique

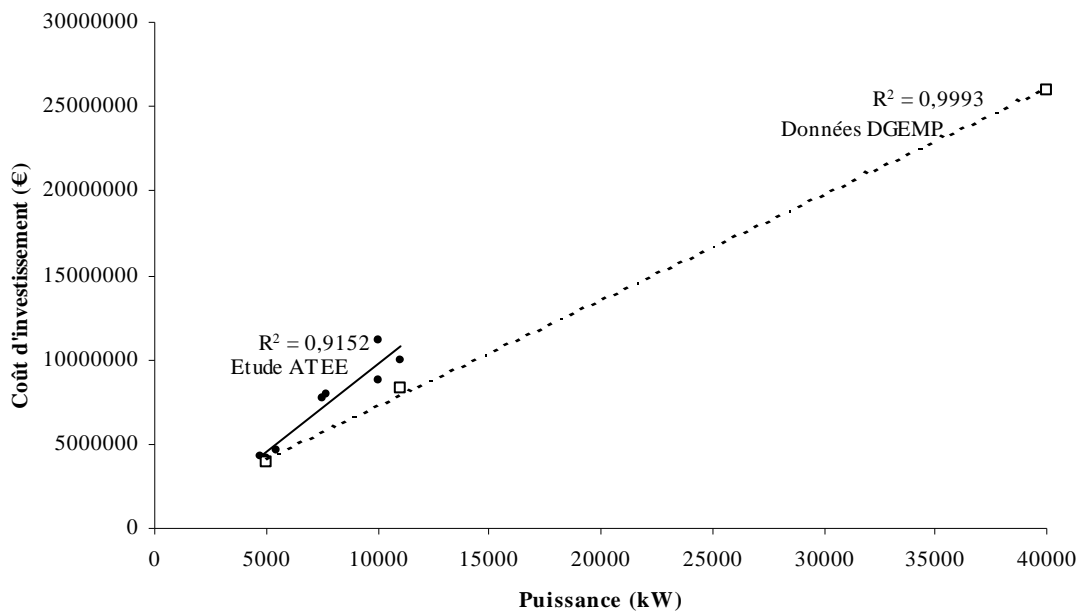
	« Coût d'entrée » (€)	Coût marginal (€/kW)
Petite cogénération		
Étude ATEE (entre 50 et 500 kW)	138 000	717
Étude COGEN Europe(entre 50 et 1 000 kW)	86 600	671
Cogénération		
Étude ATEE (entre 500 et 5 000 kW)	409 600	699
Données DGEMP (entre 500 et 5 000 kW)	289 000	633

2. Turbines (gamme de 5 à 40 MW)

Le même travail peut être fait sur les coûts d’investissement des turbines à gaz (voir la figure 15 ci-dessous). La portée des résultats de ce travail est cependant davantage limitée en raison du faible nombre de données, de la dispersion des données de l’ATEE (la régression linéaire présente un R^2 de 0,91) et de la différence de périmètre (5 à 12 MW pour l’ATEE, 5 à 40 MW pour les données DGEMP).

La plus grande dispersion des données pour les turbines à gaz est due au fait que le montant des investissements réalisés dépend de la nature de la chaleur produite (eau chaude dans les chaufferies, eau chaude et vapeur dans les réseaux de chaleur, vapeur surchauffée dans l’industrie). Dans le secteur industriel en particulier, les investissements sont plus lourds (fourniture de vapeur, disponibilité de 100%) en raison du coût d’équipements supplémentaires (post-combustion, ventilation d’air ambiant...).

Figure 15 : Coûts d’investissement (en €) en fonction de la puissance électrique



Il est cependant possible de chercher une relation linéaire entre le coût d’investissement et la puissance électrique. Cette relation s’écrit :

$$\text{Coût d'investissement} = A \times (\text{Puissance électrique} - 5 \text{ MW}) + B$$

où les facteurs A et B sont respectivement le coût marginal et le « coût d’entrée » égal au coût d’investissement d’une turbine de 5 MW. Le tableau 16 *infra* donne le résultat des régressions linéaires. Il apparaît que les coûts d’entrée donnés par l’ATEE et la DGEMP sont proches. En revanche, le coût marginal issu de l’étude ATEE est beaucoup plus élevé que les valeurs retenues par la DGEMP.

Tableau 16 : Décomposition des résultats de la régression des données relatives aux coûts d’investissement des turbines en fonction de la puissance électrique

	Coût d’entrée (€)	Coût marginal (€/kW)
Étude ATEE (entre 5 et 12 MW)	4 508 000	1 050
Données DGEMP (entre 5 et 40 MW)	4 190 000	625

C. Coûts d'exploitation, d'entretien et de maintenance

1. Moteurs (gamme de 0,05 à 5 MW)

Un travail similaire sur les coûts d'exploitation montre que le coût annuel de l'exploitation d'un moteur fonctionnant en semi-base avec une disponibilité de 95% est linéairement lié à sa puissance électrique (voir la figure 15 *infra*). Le détail de la régression montre à nouveau que les coûts présentés par l'ATEE sont sensiblement plus élevés que les valeurs retenues par la DGEMP (voir le tableau 17 *infra*).

Figure 16 : Coûts d'exploitation annuels (en €) en fonction de la puissance électrique

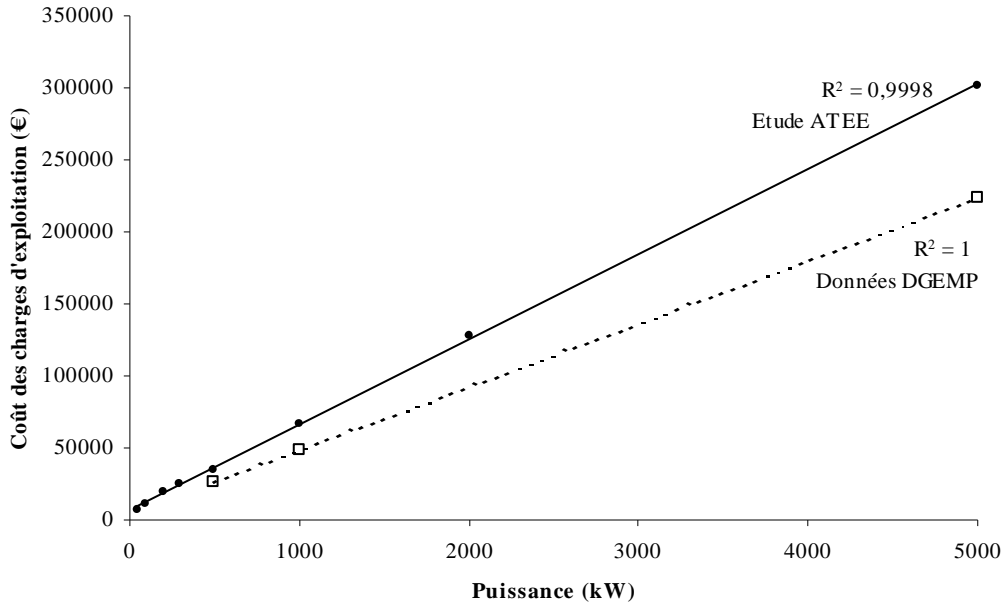


Tableau 17 : Décomposition des résultats de la régression linéaire

	Coût d'entrée (€)	Coût marginal (€/kW)
Étude ATEE (entre 0,05 et 5 MW)	6 432	59
Données DGEMP (entre 0,5 et 5 MW)	4 032	44

2. Turbines (gamme de 5 à 40 MW)

Pour les turbines, les coûts d'exploitation varient selon les spécificités des installations. La comparaison des éléments apportés par l'ATEE et la DGEMP donne des chiffres proches (voir le tableau 18 ci-dessous).

Tableau 18 : Charges d'exploitation pour des turbines à gaz

ATEE (€/MWh)				DGEMP (€/MWhél)		
5 MW		12 MW		5 MW	11 MW	40 MW
Mini	Maxi	Mini	Maxi			
15,95	17,74	14,77	16,7	17,93	16,42	9,73

D. Contenu en CO₂ de la production énergétique cogénérée

1. Méthode retenue par la mission

La mission a retenu la méthode de l'UNIPED¹⁰, reprise par l'OCDE¹¹, l'AIE¹² et EUROSTAT¹³, qui consiste à répartir la consommation de combustible entre les productions d'électricité et de chaleur d'une installation de cogénération¹⁴. Cette méthode revient à considérer que le rendement équivalent des productions d'électricité et de chaleur est égal au rendement global de la cogénération. Autrement dit :

$$E_{\text{consommée}} = E_{\text{él,consommée}} + E_{\text{th,consommée}} \quad \text{avec} \quad E_{\text{él}} = (\eta_{\text{él}} + \eta_{\text{th}}) \cdot E_{\text{él,consommée}} \quad \text{et} \quad E_{\text{th}} = (\eta_{\text{él}} + \eta_{\text{th}}) \cdot E_{\text{th,consommée}}$$

où $E_{\text{consommée}}$ est la quantité d'énergie consommée, $E_{\text{él,consommée}}$ la part de l'énergie consommée pour la production électrique, $E_{\text{th,consommée}}$ la part de l'énergie consommée pour la production thermique, $E_{\text{él}}$ la quantité d'énergie électrique produite, E_{th} la quantité d'énergie thermique produite, $\eta_{\text{él}}$ le rendement électrique défini comme le rapport $E_{\text{él}} / E_{\text{consommée}}$ et η_{th} le rendement thermique défini comme le rapport $E_{\text{th}} / E_{\text{consommée}}$.

2. Calcul du contenu en CO₂ de la production énergétique cogénérée

La mission a retenu les hypothèses suivantes :

- rendement électrique de 35%,
- rendement thermique de 42%,
- contenu en CO₂ d'un kWh de gaz utilisé dans une combustion complète : 200 gCO₂/kWh.

Sous ces hypothèses, le contenu en CO₂ d'un kWh d'énergie électrique cogénérée, égal au contenu en CO₂ d'un kWh d'énergie thermique cogénérée, est égal à $200 / (0,35+0,42) = 260$.

La valeur retenue dans le rapport est donc un contenu de 260 gCO₂/kWh électrique ou thermique pour la cogénération.

¹⁰ Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique

¹¹ Organisation pour la coopération et le développement économique

¹² Agence internationale de l'énergie

¹³ Agence européenne de la statistique

¹⁴ Voir à ce titre l'« Energy Statistics Manual » (p.48) de l'OCDE, l'AIE et EUROSTAT

ANNEXE VI

ÉLÉMENTS FINANCIERS DES INSTALLATIONS VISITÉES

- Annexe VI, page 1 -

CONTEXTE	
Technologie	Moteur JENBACHER
Mise en service	décembre 2000
Puissance électrique (kW)	2 480
Investissement total (k€)	2 547
Contrat d'obligation d'achat	contrat 99-02



COMPTE DE RESULTAT													
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PRODUITS	164	806	892	860	1 061	1 192	1 341	1 367	1 378	1 388	1 398	1 409	1 420
Electricité	1 048,1	7 753,4	8 377,4	7 685,0	9 512,7	8 835,9	9 100,0	9 100,0	9 100,0	9 100,0	9 100,0	9 100,0	9 100,0
Quantité vendue (MWh)													
Prix unitaire (€/MWh)	127,0	81,8	88,8	88,6	91,4	106,3	114,0	117,1	118,2	119,3	120,5	121,7	122,9
Produit de la vente (k€)	133	635	744	681	869	939	1 038	1 065	1 076	1 086	1 096	1 107	1 118
Chaleur		5 780,0	6 950,5	8 424,0	8 069,0	8 278,0	8 269,0	8 269,0	8 269,0	8 269,0	8 269,0	8 269,0	8 269,0
Quantité vendue (MWh)													
Prix unitaire (€/MWh) (1)		29,6	21,4	21,3	23,7	30,6	36,7	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5
Produit de la vente (k€)	31	171	149	180	192	253	303	302	302	302	302	302	302
CHARGES (hors frais de structure)	97	789	760	811	865	996	1 281	1 247	1 247	1 247	1 247	1 247	1 247
Combustible	3 754,3	22 172,7	25 647,6	21 853,6	27 378,0	26 161,0	26 820,0	26 820,0	26 820,0	26 820,0	26 820,0	26 820,0	26 820,0
Quantité achetée (MWh) PCI													
Prix unitaire (€/MWh)	22,8	21,2	16,9	19,8	18,4	24,5	31,2	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3
Charges (k€)	85	470	434	433	503	640	837	838	838	838	838	838	838
Charges d'exploitation (k€)	12	107	114	166	150	144	232	190	190	190	190	190	190
Amortissements (k€)	0	212	212	212	212	212	212	219	219	219	219	219	219
Loyer de crédit-bail (k€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de structure (k€)	4	35	38	55	49	48	77	63	63	63	63	63	63

EFFICACITE ENERGETIQUE													
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Rendement électrique	28%	35%	33%	35%	35%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Rendement thermique		26%	27%	39%	29%	32%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
Chaleur valorisée (1)		74%	68%	96%	74%	79%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Rendement électrique équivalent (Ree) (2)		57%	55%	75%	61%	62%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%
Economie d'énergie primaire (Ep) (2)		6%	3%	18%	9%	10%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%

ANALYSE FINANCIERE													
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Chiffre d'affaires (k€)	164	806	892	860	1 061	1 192	1 341	1 367	1 378	1 388	1 398	1 409	1 420
Excédent brut d'exploitation (k€)	67	229	344	261	408	408	272	339	349	360	370	381	392
Résultat d'exploitation (k€) (3)	67	17	132	49	196	196	60	120	130	141	151	162	173
Cash-flow disponible après impôts	-2 503	223	299	244	341	341	252	298	305	311	318	325	333
Actif économique	2 547	2 335	2 123	1 911	1 699	1 487	1 275						
Marge d'exploitation	26,7%	1,4%	9,7%	3,7%	12,1%	10,8%	3,0%						
Rentabilité économique	1,7%	0,5%	4,1%	1,7%	7,6%	8,6%	3,1%						
TRI projet après impôts	5,8%												

(1) en prenant un rendement thermique réel de 40% (le rendement utile étant de 39% en 2003)

(2) calcul à titre indicatif (l'Ep et le Ree sont calculés par saison de chauffe et non par exercice comptable)

(3) résultat d'exploitation hors frais de structure

CONTEXTE	
Technologie	Moteur CAT + chaudière
Mise en service	janvier 1998
Puissance électrique (kW)	1 000
Investissement total (k€)	936
Contrat d'obligation d'achat	contrat 97-01



COMPTE DE RESULTAT (1)												
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PRODUITS	339	365	399	450	453	436	458	504	565	576	580	585
Electricité												
Quantité vendue (MWh)	3 555,9	3 693,5	3 648,3	3 585,8	3 604,6	3 563,2	3 723,0	3 532,9	3 716,0	3 600,0	3 600,0	3 600,0
Prix unitaire (€/MWh)	70,6	74,5	83,5	92,0	92,9	89,8	92,4	105,2	112,0	116,3	117,4	118,6
Produit de la vente (k€)	251	275	305	330	335	320	344	372	416	419	423	427
Chaleur												
Quantité vendue (MWh)	3 889,2	4 039,8	3 990,4	4 183,0	3 804,0	3 897,2	4 072,1	4 064,0	4 064,4	3 937,5	3 937,5	3 937,5
Prix unitaire (€/MWh)	22,7	22,1	23,8	28,8	30,9	29,8	27,9	32,5	36,7	40,0	40,0	40,0
Produit de la vente (k€)	88	89	95	120	118	116	114	132	149	158	158	158
CHARGES (hors frais de structure)	279	362	363	412	402	391	399	470	535	557	557	557
Combustible												
Quantité achetée (MWh) PCI	11 112,1	11 542,2	11 401,0	11 173,5	11 085,9	11 135,0	11 634,4	11 445,0	11 612,5	11 250,0	11 250,0	11 250,0
Prix unitaire (€/MWh)	12,5	15,1	17,1	21,0	19,0	20,8	19,2	25,8	31,2	33,3	33,3	33,3
Charges (k€)	139	174	195	235	211	232	223	295	362	375	375	375
Charges d'exploitation (k€) (2)	61	80	60	71	85	53	69	68	66	75	75	75
Amortissements (k€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loyer de crédit-bail (k€)	80	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Frais de structure (k€)	27	30	27	32	36	23	30	27	25	31	31	31

EFFICACITE ENERGETIQUE												
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Rendement électrique	32%	32%	32%	32%	33%	32%	32%	31%	32%	32%	32%	32%
Rendement thermique	35%	35%	35%	37%	34%	35%	35%	36%	35%	35%	35%	35%
Chaleur valorisée (3)	92%	92%	92%	99%	90%	92%	92%	93%	92%	92%	92%	92%
Rendement électrique équivalent (Ree) (4)	63%	63%	63%	66%	63%	63%	63%	61%	63%	63%	63%	63%
Economie d'énergie primaire (Ep) (4)	10%	10%	10%	12%	10%	10%	10%	8%	10%	10%	10%	10%

ANALYSE FINANCIERE												
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Chiffre d'affaires (k€)	339	365	399	450	453	436	458	504	565	576	580	585
Excédent brut d'exploitation (k€)	140	110	144	145	157	152	165	141	137	127	131	135
Résultat d'exploitation (k€) (5)	62	32	66	67	79	74	87	63	59	49	53	57
Cash-flow disponible après impôts	-817	99	121	122	130	126	135	119	117	110	113	116
Actif économique	858	780	702	624	546	468	390	312	234			
Marge d'exploitation	12,0%	5,8%	10,8%	9,8%	11,5%	11,1%	12,6%	8,2%	6,9%			
Rentabilité économique	4,7%	2,7%	6,1%	7,0%	9,5%	10,4%	14,7%	13,2%	16,6%			
TRI après impôts	8,8%											

(1) compte de résultat extrapolé à partir des données fournies (hypothèses : rendement électrique de 32% et Ep de 10%)

(2) fractions des charges d'exploitation totales au prorata des charges de combustible

(3) en prenant un rendement thermique réel de 38% (le rendement thermique utile étant de 37% en 2001)

(4) calcul théorique (le Ree et l'Ep sont calculés sur la période de chauffe et non l'exercice comptable)

(5) résultat d'exploitation hors frais de structure et pour un amortissement de 78 k€/an

- Annexe VI, page 3 -

CONTEXTE	
Technologie	4 moteurs CAT
Mise en service	mars 1997
Puissance électrique (kW)	8 100
Investissement total (k€)	5 325
Contrat d'obligation d'achat	contrat 97-01

SITE N°3	
(corrigé pour un prix de vente de la chaleur = coût du combustible d'une chaudière classique)	

COMPTE DE RESULTAT													
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PRODUITS	2 481	2 461	2 528	2 935	3 434	3 151	3 126	3 402	3 781	4 220	4 316	4 348	4 380
Electricité	Quantité vendue (MWh)	28 000,0	28 791,0	29 072,1	28 978,5	29 053,1	28 663,4	28 459,0	29 488,8	28 868,8	28 500,0	28 544,1	28 544,1
	Prix unitaire (€/MWh)	73,7	70,5	71,8	80,3	93,8	90,3	90,1	92,2	101,9	110,9	114,1	115,2
	Produit de la vente (k€)	2 064	2 030	2 087	2 327	2 724	2 588	2 565	2 720	2 940	3 160	3 256	3 320
Chaleur	Quantité vendue (MWh)	28 600,0	29 438,0	31 224,0	30 975,0	29 903,0	28 290,0	26 308,0	31 655,0	29 967,0	31 112,0	31 112,0	31 112,0
	Prix unitaire (€/MWh)	14,6	14,6	14,1	19,6	23,7	19,9	21,3	21,5	28,1	34,1	34,1	34,1
	Produit de la vente (k€)	418	431	441	608	709	563	561	682	841	1 060	1 060	1 060
CHARGES (hors frais de structure)	1 778	2 277	2 491	2 741	3 576	2 984	3 085	3 181	3 764	4 175	4 200	4 200	4 200
Combustible	Quantité achetée (MWh) PCI	85 982,0	89 674,0	90 224,2		91 136,4	90 790,9	89 679,8	92 048,8	89 533,2	88 869,0	88 591,0	88 591,0
	Prix unitaire (€/MWh)	13,7	12,7	14,5		20,8	18,0	19,1	19,9	26,4	30,9	30,9	30,9
	Charges (k€)	1 178	1 138	1 309	1 468	1 895	1 634	1 715	1 828	2 363	2 750	2 738	2 738
Charges d'exploitation (k€)		600	586	629	720	1 128	797	813	796	844	868	905	905
Amortissements (k€)			84	84	84	84	84	88	88	88	88	88	88
Loyer de crédit-bail (k€)			469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469
Frais de structure (k€)		200	193	208	238	372	263	268	263	279	287	299	299

EFFICACITE ENERGETIQUE													
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Rendement électrique	33%	32%	32%		32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
Rendement thermique	33%	33%	35%		33%	31%	29%	34%	33%	35%	35%	35%	35%
Chaleur valorisée (1)	90%	89%	94%		89%	84%	79%	93%	90%	95%	95%	95%	95%
Rendement électrique équivalent (Ree) (2)	61%	60%	63%		60%	57%	55%	62%	61%	63%	63%	63%	63%
Economie d'énergie primaire (Ep) (2)	9%	8%	10%		7%	5%	3%	9%	9%	10%	10%	10%	10%

ANALYSE FINANCIERE													
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Chiffre d'affaires (k€)	2 481	2 461	2 528	2 935	3 434	3 151	3 126	3 402	3 781	4 220	4 316	4 348	4 380
Excédent brut d'exploitation (k€)	703	737	590	747	411	720	598	778	574	603	673	704	737
Résultat d'exploitation (k€)	703	293	146	303	-33	277	154	334	131	159	229	261	293
Cash-flow disponible après impôts	-4 863	636	540	643	422	625	545	663	530	548	594	615	636
Actif économique	5 325	4 881	4 438	3 994	3 550	3 106	2 663	2 219	1 775	1 331			
Marge d'exploitation		7,8%	3,8%	6,8%	-0,6%	5,8%	3,2%	6,4%	2,3%	2,5%			
Rentabilité économique		3,9%	2,2%	5,0%	-0,6%	5,8%	3,8%	9,9%	4,8%	7,8%			
TRI après impôts	6,0%												

- (1) en prenant un rendement thermique réel de 40%
 (2) calcul théorique (le Ree et l'Ep sont calculés sur la période de chauffe et non l'exercice comptable)
 (3) résultat d'exploitation hors frais de structure

- Annexe VI, page 4 -

CONTEXTE	
Technologie	Turbine LM 6000
Mise en service	novembre 2001
Puissance électrique (kW)	44 000
Investissement total (k€)	33 615
Contrat d'obligation d'achat	contrat 97-01

SITE N°4												
----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

COMPTE DE RESULTAT													
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013
PRODUITS	13 613	16 012	15 962	16 246	20 683	20 643	20 767	20 894	21 024	21 158	21 292	21 445	
Electricité	Quantité vendue (MWh)	150 691	158 064	163 291	144 451	157 419	153 078	153 078	153 078	153 078	153 078	153 078	153 078
	Prix unitaire (€/MWh)	73,4	76,7	75,5	86,4	97,6	101,4	102,2	103,1	103,9	104,8	105,7	106,7
	Produit de la vente (k€)	11 059	12 127	12 322	12 483	15 366	15 527	15 651	15 778	15 908	16 041	16 176	16 329
Chaleur	Quantité vendue (MWh)	136 950	187 521	182 712	155 096	161 481	149 651	149 651	149 651	149 651	149 651	149 651	149 651
	Prix unitaire (€/MWh)	18,7	20,7	19,9	24,3	32,9	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
	Produit de la vente (k€)	2 554	3 885	3 640	3 763	5 318	5 117	5 117	5 117	5 117	5 117	5 117	5 117
CHARGES (hors frais de structure)	12 718	13 865	13 323	14 561	18 209	18 704	18 542	18 586	18 631	18 677	18 723	18 771	
Combustible	Quantité achetée (MWh) PCI	472 728	483 803	481 000	433 222	468 256	446 580	446 580	446 580	446 580	446 580	446 580	446 580
	Prix unitaire (€/MWh)	15,8	16,7	16,9	20,1	26,5	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
	Charges (k€)	7 474	8 080	8 129	8 686	12 423	12 750	12 750	12 750	12 750	12 750	12 750	12 750
Charges d'exploitation (k€)		1 833	2 163	1 563	2 404	2 318	2 362	2 200	2 244	2 289	2 335	2 381	2 429
Amortissements (k€)		0	27	36	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Loyer de crédit-bail (k€)		3 411	3 595	3 595	3 439	3 436	3 560	3 560	3 560	3 560	3 560	3 560	3 560
Frais de structure (k€)		605	714	516	793	765	779	726	741	755	770	786	802

EFFICACITE ENERGETIQUE													
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013
Rendement électrique	32%	33%	34%	33%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Rendement thermique	29%	39%	38%	36%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Chaleur valorisée (1)	72%	97%	95%	90%	86%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%
Rendement électrique équivalent (Ree)	55%	70%	71%	66%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%
Economie d'énergie primaire (Ep)	3%	15%	16%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%

ANALYSE FINANCIERE													
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013
Chiffre d'affaires (k€)	13 613	16 012	15 962	16 246	20 683	20 643	20 767	20 894	21 024	21 158	21 292	21 445	
Excédent brut d'exploitation (k€)	4 307	5 770	6 270	5 156	5 942	5 531	5 817	5 900	5 986	6 073	6 161	6 267	
Résultat d'exploitation (k€) (2)	1 505	2 968	3 468	2 355	3 141	2 730	3 016	3 099	3 184	3 272	3 360	3 465	
Cash-flow disponible	-29 825	4 751	5 079	4 348	4 864	4 594	4 782	4 836	4 892	4 950	5 008	5 077	
Actif économique	30 814	28 013	25 211	22 410	19 609	16 808							
Marge d'exploitation	7,3%	12,2%	14,3%	9,5%	10,0%	8,7%							
Rentabilité économique	3,2%	7,0%	9,0%	6,9%	10,5%	10,7%							
TRI après impôts	11,0%												

(1) en prenant un rendement thermique réel de 40% (le rendement étant de 39% en 2002-2003)

(2) résultat d'exploitation hors frais de structure

ANNEXE VII

SIMULATIONS FINANCIÈRES RÉALISÉES PAR LA MISSION

Hypothèses retenues dans le calcul des simulations

Les simulations faites par la mission ont pour objet d'évaluer l'impact sur le TRI de l'évolution du prix du gaz et du niveau de dé plafonnement du prix du gaz dans la formule du tarif d'achat de l'électricité cogénérée. Les valeurs des TRI calculées par cette méthode ne sont donc pas intéressantes *per se* mais permettent de faire des comparaisons entre les différentes situations examinées. Les hypothèses de travail retenues conduisent d'ailleurs à sous-évaluer en partie le TRI des installations équivalentes, notamment dans le choix du prix de vente de la chaleur.

Les hypothèses retenues par la mission pour le calcul des simulations sont les suivantes :

- la disponibilité des installations a été prise égale à 95% et la tension de raccordement est en HTA jusqu'à 10 MW et en HTB au-delà ;
- les rendements électrique et thermique ont été pris égaux respectivement à 32 et 35%, ce qui correspond pour l'essentiel aux rendements observés sur les installations visitées par la mission ;
- le prix d'achat du combustible a été pris égal au tarif STS (voir le tableau ci-dessous), ce qui correspond aux observations de la mission (voir le paragraphe II.A.2.a. du rapport) ;
- le prix de vente de la chaleur a été pris égal au coût du combustible d'une chaudière classique d'un rendement 90% approvisionnée au tarif STS (voir le tableau ci-dessous). Ce choix permet de s'approcher de la situation réelle sans risque d'une surévaluation du résultat dégagé (voir le paragraphe II.A.2.b. du rapport) ;
- le tarif de l'électricité a été calculé sur la base des conditions de rémunération définies dans le contrat 97-01, pour un taux d'indexation K précisé dans le tableau ci-dessous ;
- les coûts d'investissement et les charges d'exploitation ont été calculés à partir des éléments de référence décrits dans l'annexe IV *supra*. La mission a retenu les chiffres issus de l'étude de l'ATEE sur le parc des installations existantes. Les charges d'exploitation ont été fixées pour l'année 2006 et actualisée au taux de 2% pour les années antérieures ;
- pour la période postérieure à 2006, il a été retenu une réévaluation annuelle de 2% du taux d'indexation et des charges d'exploitation.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Date de mouvement du STS	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01	01/01 11/01
Tarif STS (€/MWh)	13,75 13,84	13,86 12,12	11,78 14,09	15,95 20,28	22,64 19,41	17,87 18,01	19,66 18,49	18,25 21,09	23,12 28,46	30,67
Tarif STS sur la période d'hiver (€/MWh)	13,79	13,16	12,71	17,68	21,35	17,93	19,19	19,39	25,26	30,70
Prix de vente de la chaleur (€/MWh)	15,32	14,62	14,12	19,64	23,72	19,92	21,32	21,54	28,06	34,11
Taux d'indexation K	1,03	1,04	1,08	1,13	1,14	1,16	1,20	1,22	1,24	1,26

Moteur 1 MW

Puissance installée (kW)	1 000
Coût d'investissement (k€)	1 000
Coût d'exploitation (k€ en 2006)	70
Disponibilité	95%
Rendement thermique	35%
Rendement électrique	32%
Prix du combustible	Tarif STS
Prix de la chaleur	Coût du combustible d'une chaudière classique

COMPTE DE RESULTAT

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUITS	315	312	373	416	385	404	411	460	526	531	535	539	543
Electricité													
Quantité vendue (MWh)	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443	3 443
Prix unitaire (€/MWh)	75,4	75,1	86,9	95,0	90,1	94,0	95,9	102,9	115,6	116,8	118,1	119,3	120,6
Produit de la vente (k€)	260	258	299	327	310	324	330	354	398	402	406	411	415
Chaleur													
Quantité vendue (MWh)	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766	3 766
Prix unitaire (€/MWh)	14,6	14,1	19,6	23,7	19,9	21,3	21,5	28,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Produit de la vente (k€)	55	53	74	89	75	80	81	106	128	128	128	128	128
CHARGES (hors frais de structure)	201	198	252	293	258	272	276	340	400	401	403	404	406
Combustible													
Quantité achetée (MWh) PCI	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759	10 759
Prix unitaire (€/MWh)	13,2	12,7	17,7	21,3	17,9	19,2	19,4	25,3	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Charges (k€)	142	137	190	230	193	206	209	272	330	330	330	330	330
Charges d'exploitation (k€)	60	61	62	63	65	66	67	69	70	71	73	74	76
Amortissements (k€)	0	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Flux d'investissement	-1 000												

ANALYSE FINANCIERE

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Chiffre d'affaires (k€)	315	312	373	416	385	404	411	460	526	531	535	539	543
Excédent brut d'exploitation (k€)	113	114	121	123	128	131	136	120	126	129	132	135	138
Résultat d'exploitation (k€)	113	31	37	40	44	48	52	36	43	46	49	51	54
Cash flow disponible après impôts sans déplafonnement	-925,56	103,48	107,95	109,61	112,45	114,87	117,60	107,13	85,93	89,73	93,60	97,55	101,57
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 80%	-925,56	103,48	107,95	109,61	112,45	114,87	117,60	107,13	101,45	103,25	105,08	106,94	108,85
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 90%	-925,56	103,48	107,95	109,61	112,45	114,87	117,60	107,13	108,25	110,05	111,88	113,74	115,65
Cash-flow disponible après impôts avec déplafonnement à 92,5%	-925,56	103,48	107,95	109,61	112,45	114,87	117,60	107,13	111,65	113,45	115,28	117,14	119,05
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 95%	-925,56	103,48	107,95	109,61	112,45	114,87	117,60	107,13	115,05	116,84	118,67	120,54	122,45
Cash flow disponible après impôts sans plafonnement	-925,56	103,48	107,95	109,61	112,45	114,87	117,60	107,13	121,85	123,64	125,47	127,34	129,24

TRI après impôts sans déplafonnement	4,98%
TRI après impôts avec déplafonnement à 80%	5,66%
TRI après impôts avec déplafonnement à 90%	6,04%
TRI après impôts avec déplafonnement à 92,5%	6,23%
TRI après impôts avec déplafonnement à 95%	6,41%
TRI après impôts sans plafonnement	6,76%

Moteur 5 MW

Puissance installée (kW)	5 000
Coût d'investissement (k€)	4 000
Coût d'exploitation (k€ en 2006)	325
Disponibilité	95%
Rendement thermique	35%
Rendement électrique	32%
Prix du combustible	Tarif STS
Prix de la chaleur	Coût du combustible d'une chaudière classique

COMPTE DE RESULTAT

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUITS	1 553	1 538	1 845	2 060	1 904	1 996	2 033	2 275	2 608	2 628	2 648	2 669	2 691
Electricité													
Quantité vendue (MWh)	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214	17 214
Prix unitaire (€/MWh)	74,2	73,9	85,7	93,7	88,8	92,6	94,6	101,5	114,2	115,4	116,6	117,8	119,0
Produit de la vente (k€)	1 278	1 272	1 475	1 613	1 529	1 595	1 628	1 747	1 966	1 986	2 007	2 028	2 049
Chaleur													
Quantité vendue (MWh)	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828	18 828
Prix unitaire (€/MWh)	14,6	14,1	19,6	23,7	19,9	21,3	21,5	28,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Produit de la vente (k€)	275	266	370	447	375	401	406	528	642	642	642	642	642
CHARGES (hors frais de structure)	985	966	1 240	1 443	1 265	1 339	1 355	1 677	1 975	1 981	1 988	1 995	2 002
Combustible													
Quantité achetée (MWh) PCI	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794	53 794
Prix unitaire (€/MWh)	13,2	12,7	17,7	21,3	17,9	19,2	19,4	25,3	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Charges (k€)	708	683	951	1 148	964	1 032	1 043	1 359	1 650	1 650	1 650	1 650	1 650
Charges d'exploitation (k€)	277	283	289	294	300	306	312	319	325	332	338	345	352
Amortissements (k€)	0	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333
Flux d'investissement	-4 000												

ANALYSE FINANCIERE

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Chiffre d'affaires (k€)	1 553	1 538	1 845	2 060	1 904	1 996	2 033	2 275	2 608	2 628	2 648	2 669	2 691
Excédent brut d'exploitation (k€)	568	571	605	617	639	657	678	598	633	646	660	675	689
Résultat d'exploitation (k€)	568	238	272	284	306	324	345	265	299	313	327	341	356

Cash flow disponible après impôts sans déplafonnement	-3627,05	489,67	511,74	519,70	534,08	546,14	559,70	507,31	401,41	420,40	439,76	459,51	479,65
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 80%	-3627,05	489,67	511,74	519,70	534,08	546,14	559,70	507,31	479,03	488,00	497,16	506,50	516,03
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 90%	-3627,05	489,67	511,74	519,70	534,08	546,14	559,70	507,31	513,02	521,99	531,15	540,49	550,02
Cash-flow disponible après impôts avec déplafonnement à 92,5%	-3627,05	489,67	511,74	519,70	534,08	546,14	559,70	507,31	530,01	538,99	548,15	557,49	567,01
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 95%	-3627,05	489,67	511,74	519,70	534,08	546,14	559,70	507,31	547,01	555,98	565,14	574,48	584,01
Cash flow disponible après impôts sans plafonnement	-3627,05	489,67	511,74	519,70	534,08	546,14	559,70	507,31	581,00	589,98	599,13	608,47	618,00

TRI après impôts sans déplafonnement	8,59%
TRI après impôts avec déplafonnement à 80%	9,29%
TRI après impôts avec déplafonnement à 90%	9,68%
TRI après impôts avec déplafonnement à 92,5%	9,86%
TRI après impôts avec déplafonnement à 95%	10,04%
TRI après impôts sans plafonnement	10,40%

Turbine 10 MW

Puissance installée (kW)	10 000
Coût d'investissement (k€)	10 000
Coût d'exploitation (k€ en 2006)	600
Disponibilité	95%
Rendement thermique	35%
Rendement électrique	32%
Prix du combustible	Tarif STS
Prix de la chaleur	Coût du combustible d'une chaudière classique

COMPTE DE RESULTAT

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUITS	3 049	3 017	3 628	4 056	3 743	3 927	3 999	4 482	5 146	5 184	5 224	5 265	5 306
Electricité													
Quantité vendue (MWh)	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428	34 428
Prix unitaire (€/MWh)	72,6	72,2	83,9	91,9	86,9	90,7	92,6	99,5	112,2	113,3	114,5	115,6	116,8
Produit de la vente (k€)	2 498	2 486	2 889	3 163	2 993	3 124	3 188	3 425	3 862	3 901	3 941	3 982	4 023
Chaleur													
Quantité vendue (MWh)	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656	37 656
Prix unitaire (€/MWh)	14,6	14,1	19,6	23,7	19,9	21,3	21,5	28,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Produit de la vente (k€)	551	532	740	893	750	803	811	1 057	1 283	1 283	1 283	1 283	1 283
CHARGES (hors frais de structure)	1 928	1 889	2 435	2 840	2 483	2 630	2 662	3 305	3 900	3 912	3 924	3 936	3 949
Combustible													
Quantité achetée (MWh) PCI	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588	107 588
Prix unitaire (€/MWh)	13,2	12,7	17,7	21,3	17,9	19,2	19,4	25,3	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Charges (k€)	1 416	1 367	1 902	2 297	1 929	2 065	2 086	2 717	3 300	3 300	3 300	3 300	3 300
Charges d'exploitation (k€)	512	522	533	543	554	565	577	588	600	612	624	637	649
Amortissements (k€)	0	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833	833
Flux d'investissement	-10 000												

ANALYSE FINANCIERE

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Chiffre d'affaires (k€)	3 049	3 017	3 628	4 056	3 743	3 927	3 999	4 482	5 146	5 184	5 224	5 265	5 306
Excédent brut d'exploitation (k€)	1 121	1 128	1 194	1 216	1 260	1 296	1 337	1 177	1 246	1 273	1 300	1 328	1 357
Résultat d'exploitation (k€)	1 121	295	360	383	427	463	503	343	412	439	467	495	524

Cash flow disponible après impôts sans déplafonnement	-9264	1027	1070	1085	1114	1137	1164	1059	847	885	923	962	1002
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 80%	-9264	1027	1070	1085	1114	1137	1164	1059	1002	1020	1038	1056	1075
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 90%	-9264	1027	1070	1085	1114	1137	1164	1059	1070	1088	1106	1124	1143
Cash-flow disponible après impôts avec déplafonnement à 92,5%	-9264	1027	1070	1085	1114	1137	1164	1059	1104	1122	1140	1158	1177
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 95%	-9264	1027	1070	1085	1114	1137	1164	1059	1138	1156	1174	1192	1211
Cash flow disponible après impôts sans plafonnement	-9264	1027	1070	1085	1114	1137	1164	1059	1206	1224	1242	1260	1279

TRI après impôts sans déplafonnement	4,76%
TRI après impôts avec déplafonnement à 80%	5,46%
TRI après impôts avec déplafonnement à 90%	5,84%
TRI après impôts avec déplafonnement à 92,5%	6,03%
TRI après impôts avec déplafonnement à 95%	6,21%
TRI après impôts sans plafonnement	6,56%

Turbine 40 MW

Puissance installée (kW)	40 000
Coût d'investissement (k€)	28 000
Coût d'exploitation (k€ en 2006)	1800
Disponibilité	95%
Rendement thermique	35%
Rendement électrique	32%
Prix du combustible	Tarif STS
Prix de la chaleur	Coût du combustible d'une chaudière classique

COMPTE DE RESULTAT													
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUITS	10 841	10 699	13 087	14 730	13 472	14 168	14 415	16 311	18 943	19 066	19 192	19 320	19 450
Electricité	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712	137 712
Quantité vendue (MWh)													
Prix unitaire (€/MWh)	62,7	62,2	73,5	81,0	76,0	79,6	81,1	87,7	100,3	101,2	102,1	103,0	104,0
Produit de la vente (k€)	8 638	8 572	10 128	11 158	10 472	10 956	11 171	12 084	13 811	13 934	14 059	14 187	14 318
Chaleur	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623	150 623
Quantité vendue (MWh)													
Prix unitaire (€/MWh)	14,6	14,1	19,6	23,7	19,9	21,3	21,5	28,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Produit de la vente (k€)	2 203	2 126	2 959	3 572	3 000	3 212	3 244	4 227	5 133	5 133	5 133	5 133	5 133
CHARGES (hors frais de structure)	7 201	7 035	9 206	10 817	9 377	9 955	10 073	12 634	14 999	15 035	15 072	15 109	15 147
Combustible	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350	430 350
Quantité achetée (MWh) PCI													
Prix unitaire (€/MWh)	13,2	12,7	17,7	21,3	17,9	19,2	19,4	25,3	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Charges (k€)	5 664	5 468	7 608	9 186	7 714	8 259	8 343	10 869	13 199	13 199	13 199	13 199	13 199
Charges d'exploitation (k€)	1 536	1 567	1 598	1 630	1 663	1 696	1 730	1 765	1 800	1 836	1 873	1 910	1 948
Amortissements (k€)	0	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333	2 333
Flux d'investissement	-28 000												

ANALYSE FINANCIERE													
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Chiffre d'affaires (k€)	10 841	10 699	13 087	14 730	13 472	14 168	14 415	16 311	18 943	19 066	19 192	19 320	19 450
Excédent brut d'exploitation (k€)	3 641	3 664	3 881	3 914	4 095	4 212	4 342	3 677	3 945	4 032	4 120	4 211	4 303
Résultat d'exploitation (k€)	3 641	1 331	1 547	1 580	1 762	1 879	2 009	1 344	1 611	1 698	1 787	1 878	1 970

Cash flow disponible après impôts sans déplafonnement	-25609	3207	3349	3371	3490	3567	3652	3216	2363	2500	2640	2782	2928
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 80%	-25609	3207	3349	3371	3490	3567	3652	3216	2984	3041	3099	3158	3219
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 90%	-25609	3207	3349	3371	3490	3567	3652	3216	3256	3313	3371	3430	3491
Cash-flow disponible après impôts avec déplafonnement à 92,5%	-25609	3207	3349	3371	3490	3567	3652	3216	3391	3449	3507	3566	3627
Cash flow disponible après impôts avec déplafonnement à 95%	-25609	3207	3349	3371	3490	3567	3652	3216	3527	3585	3643	3702	3763
Cash flow disponible après impôts sans plafonnement	-25609	3207	3349	3371	3490	3567	3652	3216	3799	3857	3915	3974	4035

TRI après impôts sans déplafonnement	6,54%
TRI après impôts avec déplafonnement à 80%	7,45%
TRI après impôts avec déplafonnement à 90%	7,94%
TRI après impôts avec déplafonnement à 92,5%	8,17%
TRI après impôts avec déplafonnement à 95%	8,40%
TRI après impôts sans plafonnement	8,85%

Résultats de la simulation

		Baisse de 50% en 4 ans	Baisse de 20% en 4 ans	Prix stables	Hausse de 20% en 4 ans	Hausse de 50% en 4 ans	Hausse de 100% en 4 ans
MOTEUR 1 MW	Plafonnement	6,15%	5,73%	4,98%	4,20%	2,92%	0,30%
	Déplafonnement à 85%	5,91%	5,76%	5,67%	5,58%	5,45%	5,24%
	Déplafonnement à 90%	6,18%	6,10%	6,04%	5,99%	5,92%	5,81%
	Déplafonnement à 92,5%	6,32%	6,26%	6,23%	6,19%	6,15%	6,07%
	Déplafonnement à 95%	6,45%	6,42%	6,41%	6,39%	6,37%	6,33%
	Déplafonnement à 100%	6,71%	6,74%	6,76%	6,77%	6,80%	6,83%
MOTEUR 5 MW	Plafonnement	9,76%	9,33%	8,59%	7,83%	6,59%	4,10%
	Déplafonnement à 85%	9,53%	9,38%	9,29%	9,21%	9,08%	8,88%
	Déplafonnement à 90%	9,81%	9,73%	9,68%	9,63%	9,56%	9,44%
	Déplafonnement à 92,5%	9,95%	9,89%	9,86%	9,83%	9,78%	9,71%
	Déplafonnement à 95%	10,09%	10,06%	10,04%	10,03%	10,01%	9,97%
	Déplafonnement à 100%	10,35%	10,38%	10,40%	10,41%	10,44%	10,47%
TURBINE 10 MW	Plafonnement	5,95%	5,53%	4,76%	3,97%	2,66%	-0,03%
	Déplafonnement à 85%	5,70%	5,55%	5,46%	5,37%	5,24%	5,03%
	Déplafonnement à 90%	5,98%	5,89%	5,84%	5,79%	5,71%	5,60%
	Déplafonnement à 92,5%	6,12%	6,06%	6,03%	5,99%	5,94%	5,87%
	Déplafonnement à 95%	6,25%	6,22%	6,21%	6,19%	6,17%	6,13%
	Déplafonnement à 100%	6,52%	6,54%	6,56%	6,58%	6,60%	6,64%
TURBINE 40 MW	Plafonnement	8,06%	7,51%	6,54%	5,50%	3,70%	-0,67%
	Déplafonnement à 85%	7,76%	7,56%	7,45%	7,33%	7,17%	6,90%
	Déplafonnement à 90%	8,11%	8,00%	7,94%	7,87%	7,78%	7,63%
	Déplafonnement à 92,5%	8,29%	8,21%	8,17%	8,13%	8,07%	7,98%
	Déplafonnement à 95%	8,46%	8,42%	8,40%	8,38%	8,35%	8,31%
	Déplafonnement à 100%	8,79%	8,83%	8,85%	8,87%	8,90%	8,94%

Résultats de la simulation en base 100 prise pour un déplafonnement de 92,5% et des prix du gaz stables entre 2007 et 2010

		Baisse de 50% en 4 ans	Baisse de 20% en 4 ans	Prix stables	Hausse de 20% en 4 ans	Hausse de 50% en 4 ans	Hausse de 100% en 4 ans
MOTEUR 1 MW	Plafonnement	99	92	80	67	47	5
	Déplafonnement à 85%	95	92	91	90	88	84
	Déplafonnement à 90%	99	98	97	96	95	93
	Déplafonnement à 92,5%	101	101	100	99	99	98
	Déplafonnement à 95%	104	103	103	103	102	102
	Déplafonnement à 100%	108	108	109	109	109	110
MOTEUR 5 MW	Plafonnement	99	95	87	79	67	42
	Déplafonnement à 85%	97	95	94	93	92	90
	Déplafonnement à 90%	100	99	98	98	97	96
	Déplafonnement à 92,5%	101	100	100	100	99	98
	Déplafonnement à 95%	102	102	102	102	101	101
	Déplafonnement à 100%	105	105	105	106	106	106
TURBINE 10 MW	Plafonnement	99	92	79	66	44	-1
	Déplafonnement à 85%	95	92	91	89	87	83
	Déplafonnement à 90%	99	98	97	96	95	93
	Déplafonnement à 92,5%	102	101	100	99	99	97
	Déplafonnement à 95%	104	103	103	103	102	102
	Déplafonnement à 100%	108	109	109	109	110	110
TURBINE 40 MW	Plafonnement	99	92	80	67	45	-8
	Déplafonnement à 85%	95	93	91	90	88	84
	Déplafonnement à 90%	99	98	97	96	95	93
	Déplafonnement à 92,5%	101	101	100	99	99	98
	Déplafonnement à 95%	103	103	103	103	102	102
	Déplafonnement à 100%	108	108	108	109	109	109
MOYENNE	Plafonnement	99	93	82	70	51	9
	Déplafonnement à 85%	95	93	92	90	89	86
	Déplafonnement à 90%	99	98	97	97	96	94
	Déplafonnement à 92,5%	101	100	100	100	99	98
	Déplafonnement à 95%	103	103	103	102	102	102
	Déplafonnement à 100%	107	108	108	108	108	109

Impact du dé plafonnement sur le TRI selon divers scénarios d'évolution des prix du gaz entre 2007 et 2010

(base 100 = TRI pour un dé plafonnement de 92,5% et des prix du gaz stables)

