

Cogénération : pour une meilleure protection de l'environnement ?

La cogénération permet, à partir d'un même combustible, de produire à la fois de l'énergie thermique (chaleur) et de l'énergie mécanique transformable en électricité. Ainsi, pour produire une quantité donnée de chaleur et d'électricité, on utilisera en cogénération de 30 à 50 % moins d'énergie primaire (combustible) que pour produire les mêmes quantités par des systèmes indépendants (une chaudière pour la chaleur et une centrale thermique pour l'électricité).

Par conséquent, la cogénération contribue à limiter les rejets de polluants à l'atmosphère et à réduire l'effet de serre. Ceci est d'autant plus vrai que le gaz naturel est aujourd'hui de plus en plus utilisé comme combustible au détriment d'autres combustibles fossiles (fioul, charbon) plus polluants.

Une évaluation réalisée par l'ADEME indique que 1 kWh de cogénération remplace 0,5 kWh charbon et 0,5 kWh nucléaire. Les gains, sur le plan environnemental, apportés par la cogénération ont donc pu être évalués (la pollution nucléaire, d'un ordre trop différent, n'a pas été prise en considération). Les résultats, consignés dans le tableau suivant, montrent que, lorsque l'on utilise le gaz, les diminutions de rejets à l'atmosphère peuvent être relativement importants.

Le bilan des émissions en «parc EDF actuel»

Scénario «parc actuel»	Différentiel d'émissions par rapport au parc centralisé (marginal thermique : 48 %)		
	CO ₂	SO _x	NO _x
Technique de cogénération			
Turbine à gaz sans injection d'eau	-52 %	-100 %*	-3 %
Turbine à gaz avec injection d'eau	-52 %	-100 %*	-94 %
Moteur fuel domestique sans réduction catalytique	-26 %	-95 %	+142 %
Moteur à gaz (MAG)	-37 %	-100 %*	-10 %
Moteur à fuel lourd avec postcombustion	-33 %	-62 %	+81 %
Turbine à contrepression, chaudière charbon	+24 %	+36 %	-25 %
Turbine à contrepression, chaudière fuel	-5 %	-9 %	-36 %
Turbine à contrepression, chaudière gaz	-28 %	-100 %*	-77 %

Source : Ademe - Février 1997

(*) la disparition des émissions d'oxyde de soufre s'explique par le fait que le gaz utilisé n'est pas soufre.

Le tableau ci-dessous indique les prévisions des dates d'enquêtes publiques (EP) des Installations Classées en Vallée de Seine telles qu'elles sont connues le jour de parution.

Société	Commune	Activités	Date EP prévue
Refinal Industries	Poissy	Affinage d'aluminium (régularisation)	25/05/99 au 24/06/99
Novartis Agro	Trappes	Stockage de liquides inflammables et agro-pharmaceutiques (régularisation)	03/06/99 au 02/07/99
Cogecel	La Celle-St-Cloud	Installation de cogénération et modification de la chaudière existante	07/06/99 au 06/07/99
AGM	Chanteloup-les-Vignes	Plate-forme de tri et traitement de DIS en petits conditionnements	14/06/99 au 13/07/99
Recymet	Carrières/Seine	Stockage et récupération de déchets de métaux et d'alliages	29/09/99 au 21/10/99

La Lettre du SPI
Vallée de Seine

Directeur de la publication :
Jean-Pierre Richard

Rédactrice :
Stéphanie Boulay

Composition et Impression :
L'IMPRIMERIE PROSO - 61324 19 40 - VERSAILLES

ISSN - 1286 5680



La Lettre du SPI Vallée de Seine

Bulletin trimestriel d'information - n°13 - Mai 1999

SPI Vallée de Seine - 5 et 7, rue Pierre Lescon 78000 Versailles - Tél : 01 39 24 82 52 - Fax : 01 30 21 54 71

Bien qu'elle soit une technique de production d'énergie connue et maîtrisée depuis longtemps, la cogénération n'a connu un développement important que depuis 1995. Cet engouement est lié aux tarifs d'achat qu'EDF doit appliquer pour toute électricité non consommée et produite soit par des énergies renouvelables (systèmes solaires ou éoliens), soit par des incinérateurs de déchets ou soit par des installations de cogénération d'un rendement supérieur à 65 % (énergie totale valorisée/énergie consommée). Produire de l'électricité peut donc être rentable.

Actuellement, outre les avantages économiques, la cogénération présente également des avantages environnementaux notamment en matière de réduction globale des émissions atmosphériques.

La Lettre du SPI se propose de faire le point sur ce système de production d'énergie alors que les nouvelles conditions d'achat de l'électricité viennent de paraître.

Qu'est-ce que la cogénération ? Rappel sur les principes et techniques de base

La cogénération est la production combinée d'énergie mécanique, le plus souvent convertie en électricité, et d'énergie thermique.

Le choix des techniques s'appuiera sur le besoin en énergie thermique. En effet, un rendement élevé ne peut être atteint que si l'essentiel de l'énergie thermique est utilisé. Selon la quantité et le type d'énergie thermique nécessaire (vapeur, eau chaude), la technique de cogénération sera différente.

On distingue trois techniques principales qui, globalement, s'appliquent à des marchés différents.

La turbine à vapeur (TAV)

Le principe consiste en la production de vapeur par une chaudière qui est ensuite détendue dans une turbine qui elle-même entraîne un arbre de transmission ou un alternateur pour la production d'électricité. La vapeur détendue est valorisée thermiquement.

Cette technique fiable permet un grand choix de combustibles (gaz, fioul, déchets, bois, charbon) et présente une certaine souplesse d'utilisation puisque les turbines permettent de faire varier la part thermique et électrique en fonction des besoins. Toutefois, elle reste relativement coûteuse à l'investissement et n'offre qu'un faible rendement électrique (maximum 25 %). De moins en moins utilisée, elle s'adresse à des gros consommateurs de vapeur.

Le moteur thermique

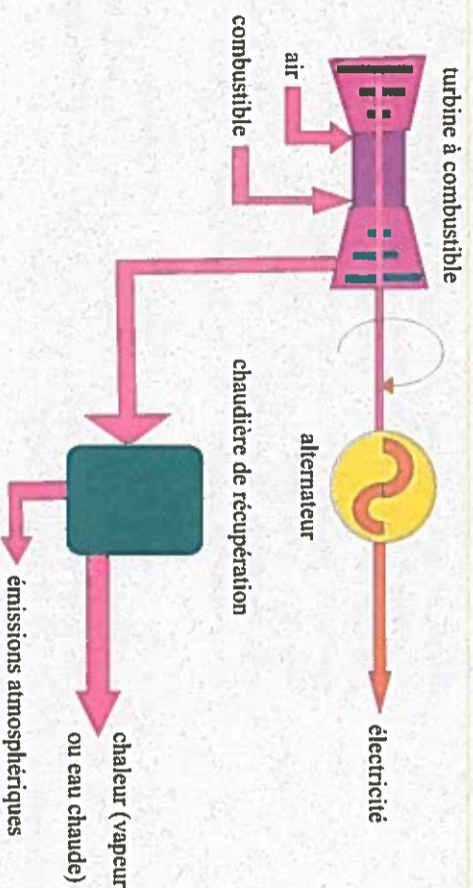
Le moteur, alimenté par du fioul ou le plus souvent du gaz (MAG), fournit de l'énergie mécanique utilisable directement en entraînement de machine tournante ou envoyée vers un alternateur. 60 % de l'énergie thermique récupérée provient du circuit de refroidissement du bloc moteur, le complément est fourni par les gaz d'échappement. La température atteinte permet d'obtenir de l'eau chaude. Les moteurs sont donc utilisés prioritairement pour les petites cogénérations industrielles ou sur les réseaux de chauffage urbain pour lesquels la température de l'eau issue du système suffit pour la distribution.

Souple en fonctionnement, le moteur thermique a le meilleur rendement électrique (35 à 37 %).

Il est donc bien adapté au secours électrique. De plus, il est disponible pour les petites puissances (application inférieure à 5 MWe) contrairement à la turbine à gaz.
 «Peu cher» à l'investissement, sa maintenance est par contre relativement élevée et sa durée de vie (40 000 heures) inférieure à celle des turbines à gaz (150 000 heures).

La turbine à gaz (TAG)

Le combustible (fioul ou gaz) et l'air comprimé (le «gaz» de la turbine à gaz) sont introduits dans une chambre à combustion. Lors de leur détente, les produits de combustion entraînent l'arbre de sortie (énergie mécanique qui peut être transmise à un alternateur). Les gaz d'échappement (500°C environ) sont valorisés thermiquement en vapeur surchauffée ou en eau chaude.



Cette technique permet la production de vapeur haute pression et, est utilisée aujourd'hui pour les installations supérieures à 5 MWe (ex. : chauffage urbain de grande taille). Le rendement global est de 85 % pour un rendement électrique de l'ordre de 30 à 34 %.

Cette technique est très fiable et nécessite peu de maintenance. En revanche, l'investissement est légèrement supérieur à celui du moteur.

Cogénération et rentabilité économique

Jusqu'aux années 80, les sucreries et les papeteries étaient les principales industries à mettre en place des installations de cogénération. Consommatrices importantes d'énergie thermique, elles étaient équipées de puissantes chaudières qui produisaient de la vapeur à haute pression destinée à alimenter leur processus. L'électricité non consommée sur le site de production était alors vendue à EDF dans la limite légale de 8 MVA.

Afin d'encourager ce type de production d'électricité, EDF établit en 1993 un tarif d'achat de même structure que les tarifs de vente. Certains groupes industriels installent alors des centrales équipées de moteurs thermiques afin de pouvoir produire de l'énergie électrique pendant la période hivernale, lorsque le prix d'achat de l'électricité est le plus élevé. Or, le faible rendement de ces centrales (35 %) en faisaient des outils de production d'énergie rentables mais peu performants voire polluants.

C'est pourquoi, le décret du 20 décembre 1994 a levé l'obligation d'achat de toute électricité par EDF excepté lorsqu'elle provient d'énergie renouvelable, de l'incinération de déchets industriels ou ménagers ou encore de systèmes de cogénération d'un rendement supérieur à 65 %.

Néanmoins, jusqu'en 1997, la cogénération ne connaît qu'un développement restreint.

En mars 1997, un contrat, signé pour deux ans, entraîne alors un essor considérable des installations de cogénération. En effet, même si la rémunération n'est pas forcément plus élevée, le contrat assure une stabilité pour l'investisseur quel que soit le devenir de la politique énergétique de la France puisque le prix d'achat du kWh, calqué sur le principe du coût évité par EDF s'il avait dû le produire, est fixé pour 12 ans. Or, dans ces conditions, le retour sur investissement est estimé à environ 4 à 5 ans pour une fourniture d'énergie électrique à EDF maximale de 3624 heures par an.

Les nouvelles conditions d'achat de 1999

Au terme de ces deux premières années, les conditions de rémunération ont été révisées en mars 1999 de la façon suivante.

Les projets dont la demande de certificat aura été formulée avant le 31 décembre 1998 et qui, en outre, auront obtenu ce certificat avant le 31 mars 1999 bénéficieront des conditions d'achat fixées en 1997.

Pour les nouveaux projets, un **dispositif transitoire**, plafonné à 500 MW, sera mis en place en attendant les textes d'application de la prochaine loi de modernisation et de développement du Service Public de l'électricité. En bénéficieront les installations relevant de l'obligation légale d'achat (< 8 MWe ou sans limitation de puissance pour les installations fonctionnant à partir de déchets ou alimentant des réseaux de chaleur placés sous l'autorité des collectivités locales, ou d'établissements publics ou de leur groupement). Les installations supérieures à 40 MWe seront toutefois traitées au cas par cas.

Le prix d'achat de l'électricité continuera à être basé sur les coûts d'investissement et d'exploitation évité par EDF et prendra en compte la baisse du coût des équipements de production. Les économies de réseau seront également revalorisées et la «rémunération complémentaire» plafonnée à 600 k€/an continuera d'être versée. Le nouveau mode de calcul mis en place permettra de valoriser les installations les plus performantes. Ainsi, les cogénérateurs connaîtront une évolution de la rémunération du kWh, par rapport au contrat de 1997, variant sensiblement de - 4 % à + 4% selon la performance des installations.

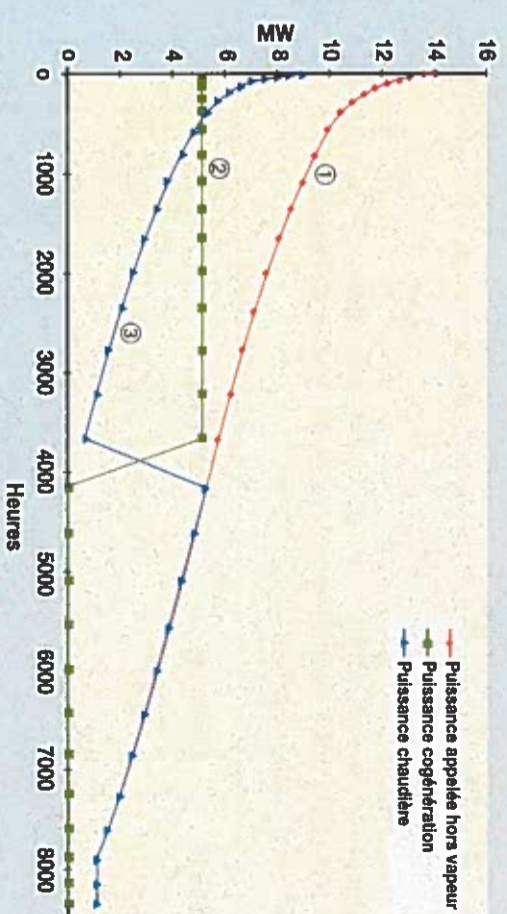
Les installations de cogénération pourront être rémunérées pendant leurs périodes d'essai sur la base des coûts de combustibles évités à EDF.

Enfin, le contrat prévoit que le cogénérateur procédera à la mise en service de son installation au plus tard 24 mois après la signature du contrat sous peine de perdre le bénéfice du contrat EDF.

EDF a la responsabilité technique de la réalisation des nouvelles infrastructures nécessaires à la mise en œuvre du projet de cogénération (poceaux, raccordements, etc.) tandis que l'investissement financier est supporté par le cogénérateur. Elle assure ensuite l'entretien et l'exploitation du réseau électrique une fois que le système de cogénération fonctionne.

Exemple : positionnement de la cogénération pour un réseau de chaleur

La courbe 1 représente les besoins annuels en énergie thermique. La centrale de cogénération fonctionne en règle générale entre 3600 et 4100 heures/an pendant la période hivernale lorsque la demande en électricité est la plus importante et la plus rémunératrice. Pendant cette période (novembre à mars), l'énergie thermique produite par cogénération (courbe 2) est récupérée en



priorité par le réseau et fournit la base des besoins énergétiques tandis que l'appoint est assuré par des installations indépendantes (chaudières). En dehors de cette période, lorsque l'unité de cogénération ne fonctionne pas, les chaudières fournissent alors la totalité de la puissance nécessaire au fonctionnement du réseau (superposition des courbes 1 et 3).

Les contraintes réglementaires

Comme toute installation de combustion, les installations de cogénération dont la puissance thermique est supérieure à 2 MW doivent répondre aux contraintes imposées par la législation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).

En effet, les installations soumises à autorisation (puissance thermique ≥ 20 MW) dépendent de l'arrêté intégré du 2 février 1998 et, un projet d'arrêté ministériel relatif à la réduction des émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion ainsi que des chaudières utilisées en postcombustion est actuellement en cours de publication. Les installations de cogénération soumises à déclaration (puissance thermique > 2 MW et < 20 MW) sont, quant à elles, régies par l'arrêté ministériel du 25 juillet 1997 dit arrêté PIC (petites installations de combustion) modifié par l'arrêté du 10 août 1998.

Instruction des dossiers

Outre la procédure de demande d'autorisation ou de déclaration au titre des ICPE, le futur exploitant doit constituer un dossier de demande de certificat en application de l'arrêté du 23 janvier 1995 relatif aux installations utilisant des techniques de cogénération. L'étude technique de ce dossier est assurée par la DRIRE (vérification du rendement global notamment). Si le dossier est jugé recevable, un certificat de conformité est délivré au futur exploitant. Néanmoins, ce certificat peut être retiré à tout moment par la DRIRE dès lors qu'elle constate un non-respect des conditions prises en considération lors de sa délivrance. Dans ce cas, EDF n'est plus tenue d'acheter l'électricité produite par l'installation considérée.

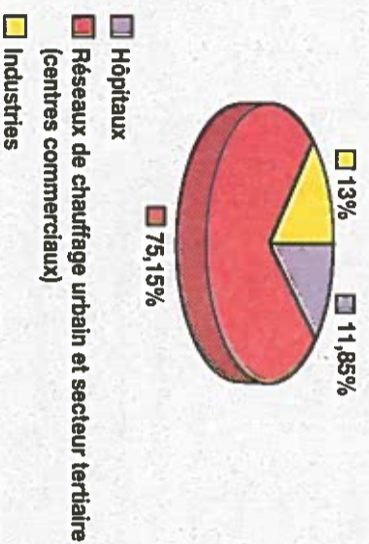
Les contraintes réglementaires fixées par ces textes portent notamment sur l'implantation des installations, les hauteurs de cheminées, les rejets de polluants dans l'atmosphère (vitesse d'éjection, seuils limites de rejets et contrôles périodiques, etc.) et les nuisances sonores (niveau sonore limite, critères d'urgence).

En effet, si les émissions atmosphériques constituent un des principaux impacts environnementaux des installations de combustion, les nuisances sonores et vibratoires n'en sont pas moins négligeables (moteurs, ventilateurs, aéro-réfrigérants, poste de détente gaz). La multiplicité des centrales de cogénération en milieu urbain implique une prise en compte de ces nuisances potentielles dès la réalisation de l'avant-projet.

Le développement de la cogénération dans les Yvelines

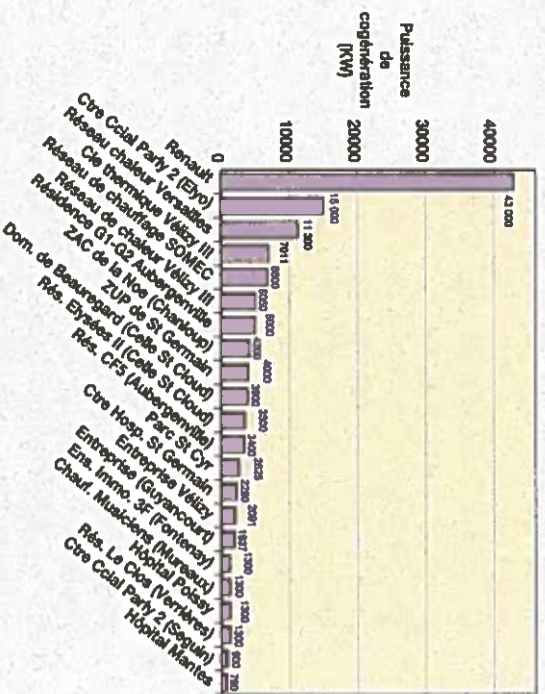
Amorcé en 1995, le développement des installations de cogénération a été sans précédent non seulement en nombre de projets mais aussi en puissance unitaire à partir de 1997. D'une puissance moyenne de 5 MWe en 1995, les projets industriels atteignaient 24 MWe en 1998. En Ile-de-France, les projets de cogénération se sont surtout concentrés au niveau de la petite couronne en raison de l'existence de sites de production thermique. Les réseaux de chauffage urbain représentent plus des 3/4 des projets de cogénération d'Ile-de-France.

Répartition des projets de cogénération en Ile de France à fin janvier 1999

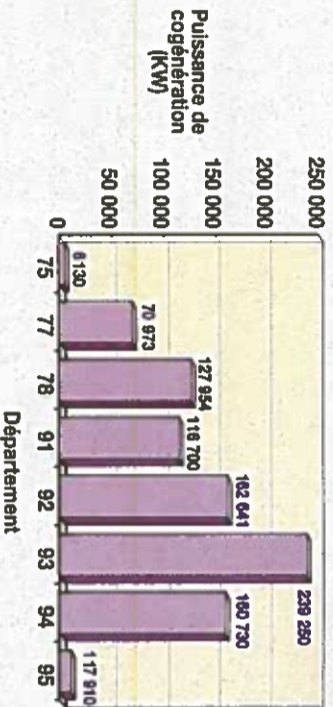


En 1995, les certificats de conformité délivrés par la DRIRE Ile-de-France concernaient au total une puissance électrique de 24 MW dont 5,05 MW pour les Yvelines (1 projet). Cette puissance n'a cessé d'augmenter pour atteindre 39,5 MW en 1996 dont 2,6 MW pour les Yvelines (2 projets), 88,4 MW en 1997 (aucun projet dans les Yvelines) et 896,8 MW en 1998 dont 120,4 MW dans les Yvelines pour une vingtaine de projets.

Projets de cogénération dans les Yvelines
(dossiers déposés depuis 1995)
Source Drire Ile-de-France - février 1999



Projets de cogénération en Drire Ile-de-France
(dossiers déposés depuis 1995)



Au total, la puissance de cogénération prévue en Ile-de-France s'élève à plus de 1000 MW dont près de 128 MW dans les Yvelines.

A noter que le projet de cogénération de l'usine Renault à Flins représente, à lui seul, une puissance électrique de 43 MW soit 33,6 % de la puissance totale projetée dans les Yvelines à fin janvier 1999.

Quant aux autres systèmes de cogénération prévus dans le département, ils concernent essentiellement des réseaux de chauffage urbain. On retiendra également que trois hôpitaux ont opté pour ce système.

La cogénération sur le site de Renault à Flins

La cogénération n'est pas une nouveauté à Flins. Dès l'origine, la centrale thermique de l'usine, qui était équipée de trois chaudières à charbon et de quatre chaudières à fuel lourd, avait été conçue pour produire vapeur, eau chaude, air comprimé et électricité par des turbines à vapeur entraînant des alternateurs ou des compresseurs.

La nouvelle installation qui modernisera la centrale thermique de l'usine doit fonctionner dès la fin de l'année 1999, elle sera capable de produire 100 t/h de vapeur à 475°C et 65 bar. Une production de 158 GWh d'électricité et de 168 GWh de chaleur est prévue pour une durée annuelle d'utilisation de 3600 à 4100 heures.

Le système de cogénération dont sera équipée l'usine de Flins est alimenté par une turbine à gaz de 43 MWe fonctionnant comme un réacteur d'avion. L'air de combustion est comprimé à haute pression puis envoyé dans la chambre de combustion où est injecté le gaz naturel. Le mélange qui en résulte actionne une turbine qui entraîne un alternateur fabriquant l'électricité. Les gaz d'échappement sont ensuite envoyés dans une chaudière de récupération avec postcombustion.

L'exploitation sera assurée par la société COGESTAR (filiale de DALKIA).

D'un point de vue environnemental, la nouvelle installation permettra la suppression des trois chaudières à charbon et une baisse sensible de la consommation du fuel lourd. Les émissions de poussières et de SO₂ seront diminuées de 50 % et les rejets de NO_x de 30 %.