

Evaluation des missions de service public de l'électricité

Rapport de Jean Syrota

(février 2000)

SOMMAIRE

I INTRODUCTION : UN SERVICE PUBLIC RÉNOVÉ, DES ENJEUX ÉCONOMIQUES ET FINANCIERS CONSIDÉRABLES	3
I.A LES ENJEUX FINANCIERS	4
I.B LES ENJEUX ÉCONOMIQUES.....	5
I.C PRÉSENTATION DU PRÉSENT RAPPORT	6
II LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE : APERÇU HISTORIQUE ET TRAITS CARACTÉRISTIQUES ...7	7
II.A LA PÉRIODE DE RECONSTRUCTION APRÈS LA DEUXIÈME GUERRE MONDIALE : MONOPOLES ET SERVICE PUBLIC.....	7
II.B LES CHOCS PÉTROLIERS : INVESTISSEMENTS LOURDS ET MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE.....	8
II.C LA PÉRIODE RÉCENTE : LIBÉRALISATION ET INTERNATIONALISATION.....	10
II.D LA SITUATION ACTUELLE : UN MARCHÉ EUROPÉEN.....	12
III LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION..... 14	14
III.A LA MUTUALISATION DES COÛTS LOCAUX DE DISTRIBUTION.....	14
III.A.1 <i>Le dispositif antérieur à la loi</i>	14
III.A.1.1 Le FPE.....	14
III.A.1.2 Les dispositions tarifaires d'EDF en faveur des DNN.....	15
III.A.1.3 Coût du dispositif existant.....	16
III.A.1.4 Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE).....	16
III.A.2 <i>Comparaisons internationales</i> :.....	17
III.A.3 <i>Dispositions de la loi et enjeux financiers</i>	17
III.A.4 <i>Propositions</i>	18
III.B L'AIDE AUX PERSONNES EN SITUATION DE PAUVRETÉ OU DE PRÉCARITÉ.....	19
III.B.1 <i>Le dispositif actuel</i>	19
III.B.2 <i>Coût du dispositif actuel</i>	20
III.B.3 <i>Comparaisons internationales</i>	21
III.B.4 <i>Dispositions de la loi</i>	21
III.B.5 <i>Propositions et enjeux financiers</i>	22
III.B.5.1 Dispositif de la loi du 1 ^{er} décembre 1988.....	22
III.B.5.2 Tarif "électricité produit de première nécessité".....	23
III.B.5.3 Coût total du dispositif prévu par la loi et financement.....	24
IV LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE PRODUCTION..... 26	26
IV.A LES ZONES NON INTERCONNECTÉES AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL.....	26
IV.A.1 <i>La situation actuelle</i>	26
IV.A.1.1 Une forte croissance de la consommation.....	27
IV.A.1.2 Des déficits en augmentation rapide.....	27
IV.A.1.3 Des surcoûts de production élevés.....	27
IV.A.1.4 Des incitations à l'accroissement de la consommation d'électricité.....	28
IV.A.2 <i>Comparaisons internationales (pour mémoire)</i>	29
IV.A.3 <i>Les dispositions de la loi</i>	29
IV.A.4 <i>Effets socio-économiques</i>	30
IV.A.5 <i>Propositions</i>	30
IV.A.5.1 Mise en place d'une "comptabilité appropriée" et contrôle.....	31
IV.A.5.2 Mode de calcul et de répartition des surcoûts de production.....	31
IV.A.5.3 Optimiser les investissements de production.....	32
IV.A.5.4 Maîtriser la consommation d'électricité.....	33
IV.B LES OBLIGATIONS D'ACHAT.....	34
IV.B.1 <i>La situation actuelle</i>	34
IV.B.1.1 L'obligation d'achat proprement dite.....	34
IV.B.1.2 Effets de l'obligation d'achat.....	36
IV.B.1.3 Les aides à la cogénération.....	37
IV.B.1.4 Les appels d'offres pour la production éolienne.....	38

<i>IV.B.2</i>	<i>Les dispositions de la loi</i>	39
IV.B.2.1	Les obligations d'achat à caractère général.....	39
IV.B.2.2	Les appels d'offres	39
IV.B.2.3	Calcul et répartition des charges de service public	40
IV.B.2.4	Les coûts échoués	40
<i>IV.B.3</i>	<i>Aspects économiques</i>	41
<i>IV.B.4</i>	<i>Propositions</i>	41
IV.B.4.1	Promotion de solutions énergétiques performantes par les appels d'offres de l'article 8.....	41
IV.B.4.2	Eligibilité aux obligations d'achat de l'article 10 :	43
IV.B.4.3	Fixation des tarifs d'achat et calcul des coûts évités	45
	a) Analyse de la position d'EDF.....	45
	aa) Cas du monopole	45
	bb) Cas de la concurrence pour les consommateurs éligibles	47
	b) Les dispositions de la loi.....	47
	c) Propositions	48
V	CONCLUSION	50

EVALUATION DES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE

I Introduction : un service public rénové, des enjeux économiques et financiers considérables

La loi sur "la modernisation et le développement du service public de l'électricité", tout en transposant en droit français la directive européenne sur le "marché intérieur de l'électricité", fait évoluer de manière très significative les dispositions de service public applicables en France à cette énergie. Il s'agit sans nul doute de l'évolution la plus importante depuis la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

La loi précise, formalise et, dans un certain nombre de cas, crée de nouvelles missions de service public. Afin de ne pas désavantager les opérateurs électriques en charge de ces missions et ne pas créer de distorsion de concurrence à leur détriment sur un marché électrique européen désormais concurrentiel et intégré, elle prévoit explicitement des mécanismes de compensation pour les coûts liés à ces responsabilités qui ne seraient pas couverts en totalité par les recettes correspondantes. Cette compensation s'effectuera par l'intermédiaire de deux fonds :

- Dans le domaine de la **distribution**, les charges seront mutualisées entre l'ensemble des distributeurs par l'intermédiaire du "Fonds de péréquation de l'électricité" (FPE) créé par la loi de nationalisation de 1946. Aujourd'hui, ce fonds a pour objet de **compenser les effets de la structure des réseaux** sur les résultats des distributeurs non nationalisés (DNN), qui assurent environ 5% de cette activité. Il s'agit principalement de prendre en compte la situation des distributeurs situés en zone rurale, qui doivent desservir un habitat dispersé, avec des lignes de longueur importante comportant un faible nombre de clients. La loi confirme cette fonction, et élargit les attributions du fonds au **dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité**.
- Dans le domaine de la **production**, la loi institue un "fonds du service public de la production d'électricité" alimenté par un prélèvement sur les opérateurs d'une taille suffisante, pour la partie de leurs livraisons assurée à des clients finals installés en France, et sur ceux qui importent ou produisent pour leur propre usage. Ce fonds a vocation à compenser trois types de charges :
 - . **les surcoûts de production dans les zones non interconnectées** au réseau métropolitain continental (DOM et Corse pour l'essentiel), où la loi prévoit des tarifs identiques à ceux pratiqués sur le reste du territoire national ;
 - . **les surcoûts résultant, le cas échéant, de l'obligation d'achat** de l'électricité produite en France par la valorisation des déchets ménagers ou, dans certaines limites de puissance, par des installations utilisant des énergies renouvelables ou des techniques performantes telles que la cogénération. A ces surcoûts peuvent s'ajouter, le cas échéant, ceux liés aux contrats d'achat consécutifs aux appels d'offres que le

Gouvernement a la possibilité de lancer, s'il prévoit que les capacités de production ne correspondront pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements ;

. **les charges dites de "coûts échoués"**, pour lesquelles la loi ne prévoit qu'une seule catégorie : les charges **liées aux contrats de type "appel modulable"** passés il y a quelques années par EDF avec des producteurs autonomes de pointe.

I.A Les enjeux financiers

L'évaluation précise de certaines charges à compenser par les deux fonds n'est pas aisée. Ainsi, en ce qui concerne le dispositif en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité, la loi n'en précise pas toutes les modalités. Suivant les hypothèses retenues, les coûts correspondants peuvent varier dans des proportions importantes, ainsi qu'on le verra dans la suite de ce rapport. Pour les charges liées aux obligations d'achat d'électricité (cogénération notamment), de fortes divergences d'appréciation existent sur le montant des surcoûts pour EDF, entre cette entreprise, l'Administration (DIGEC) et les producteurs concernés.

En ajoutant les estimations des autres postes, pour lesquels il n'y a guère de contestation, l'ordre de grandeur des charges annuelles à compenser visées par la loi se présente comme indiqué ci-dessous :

Production :	
-DOM/Corse :	2000 MF
-Obligations d'achat :	400 à 2035MF (1)
-Contrats "appel modulable" :	74MF
Total :	2474 à 4109MF

(1) Suivant mode d'évaluation par EDF et la DIGEC

Distribution :	
-Ecart de structure des réseaux	> 381 MF
-Dispositif pauvreté/précarité :	213 à 2550 MF (2)
Total :	> 594 à 2931 MF

(2) Système préconisé, ou dispositif automatique "à l'italienne"

Total général :	3068 à 7040 MF
------------------------	----------------

Ce total de **3 à 7 milliards de francs par an** représente 0,8 à 1,8 centimes par kWh livré en France, ou encore 2,2 à 5,1% du prix de vente moyen d'EDF. Pour les seules charges liées à la production, si leur montant était réparti uniformément sur tous les kWh, la fourchette serait de 0,6 à 1,1 centimes ce qui représenterait 4,3 à 7,2% du prix d'achat que peut obtenir aujourd'hui un client éligible sur le marché européen. En outre le montant des charges est susceptible de s'accroître fortement dans les prochaines années pour dépasser 10 milliards de francs en 2001, selon certaines estimations d'EDF sur lesquelles nous reviendrons.

Tous ces chiffres témoignent s'il en était besoin, de l'importance des montants financiers en cause. Ils démontrent également l'importance qu'il y a à définir des principes clairs permettant une évaluation rigoureuse des charges, à estimer avec précision les sommes en jeu lorsque des décisions restent à prendre par la puissance publique, et à répartir avec équité les

montants entre les parties concernées tout en veillant à l'efficacité économique, à l'emploi, à l'intérêt des consommateurs domestiques et industriels ainsi qu'à celui des opérateurs énergétiques dans un contexte international concurrentiel.

Si l'on voulait avoir une idée plus complète des compensations effectivement pratiquées, au delà de celles prévues dans la loi, il faudrait ajouter d'autres péréquations ou charges qui représentent au total, en ordre de grandeur, plus du double de celles qui sont étudiées dans le présent rapport : ainsi celles qui sont pratiquées entre centres de distribution d'EDF-GDF services, les tarifs au personnel et aux retraités des deux établissements, l'effet des distorsions pratiquées par EDF à travers ses tarifs pour favoriser certaines utilisations soumises à concurrence (chauffage électrique) ainsi que les sommes gérées par le FACE (fonds d'amortissement des charges d'électrification). Ce fonds, qui joue un rôle important pour le financement des investissements en réseaux de distribution (cf. III.A.1.4 ci-après), est alimenté par un prélèvement sur les ventes d'électricité en basse tension pour un montant de 1923 MF en 1998. Les exigences de transparence qui vont désormais s'imposer, en matière de régulation des systèmes nationaux dans le cadre d'un marché électrique européen intégré, impliqueront, sans aucun doute, un réexamen approfondi de certains de ces transferts et de leurs modalités de mise en œuvre.

1.B Les enjeux économiques

L'évaluation des missions de service public ne saurait évidemment se limiter à la stricte mesure d'un coût financier, qui serait celui supporté par un ou plusieurs opérateurs pour assurer la réalisation de ces missions. La lettre de mission demande justement qu'une attention particulière soit accordée « à la rationalité et à l'efficacité économique, à l'investissement, à l'intérêt des consommateurs, aux effets sur l'emploi ainsi qu'aux implications sur les opérateurs dans un contexte international concurrentiel ».

A la notion de coût financier se superpose sans se confondre celle plus générale de *coût économique*, auquel peut se comparer *l'avantage ou le bénéfice* attendu, dans une étude coût-bénéfice.

Certains des coûts ou « surcoûts » examinés dans le rapport ont la nature d'un transfert entre opérateurs ou entre catégories de consommateurs : c'est le cas notamment de ceux liés aux dispositions visant à assurer la péréquation des tarifs pour les consommateurs non éligibles, et qui concernent à la fois la distribution (pour la métropole continentale) et la production (pour les zones non interconnectées au réseau continental). Leur coût financier consolidé est nul¹ puisque l'avantage des bénéficiaires est exactement égal au supplément de prix payé par les autres catégories d'usagers. Un tel dispositif a néanmoins un « coût d'efficacité économique », correspondant à la perte d'efficacité entraînée par la distorsion des mécanismes de marché. En contrepartie, il a un effet qui est celui recherché par la mesure considérée : solidarité nationale ou redistribution entre catégories de citoyens ou de ménages. Cet effet peut être quantifié, sous certaines hypothèses, ou éventuellement être comparé en termes d'efficacité avec d'autres mesures ayant le même objectif.

En ce qui concerne les autres missions de service public et notamment celles relatives aux obligations d'achat, il existe un surcoût économique marchand, égal au surcoût financier tel qu'il est évalué dans le rapport. L'avantage attendu a en général un caractère non

¹ Aux frais de gestion près.

marchand, par exemple une réduction des dommages à l'environnement, que l'on ne sait pas quantifier de manière indiscutable.

C'est la comparaison des coûts économiques et des bénéfices attendus qui permet d'apprécier la rationalité et l'efficacité économique, mais la complexité des mécanismes en jeu, et notamment de leurs effets macro-économiques rend ce genre d'évaluation particulièrement difficile².

Par ailleurs, l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité aura probablement des effets incitatifs sur le comportement des opérateurs, ainsi qu'on a pu l'observer pour les télécommunications : innovation, efficacité accrue et retrocession des gains de productivité aux consommateurs par la baisse des tarifs. C'est à l'évidence un des enjeux essentiels de la directive européenne et de la loi la transposant en droit français. Dans la situation actuelle, les exemples étrangers sont trop peu nombreux et trop divers pour que des évaluations précises soient effectuées. L'expérience à venir sera riche d'enseignements et devrait permettre d'améliorer les outils d'évaluation.

1.C Présentation du présent rapport

Le présent rapport présente le résultat des réflexions d'un groupe de travail (liste en annexe 2) qui a examiné ces sujets de septembre 1999 à février 2000, répondant ainsi à la demande formulée par les ministres chargés de l'économie, du budget et de l'industrie (lettre de mission en annexe 1). Les membres du groupe ont effectué une large consultation des parties concernées en rencontrant des représentants des producteurs d'électricité, des distributeurs, des entreprises consommatrices, des collectivités concédantes, de l'administration ainsi que différents experts (liste en annexe 3). Qu'ils soient ici remerciés pour leur disponibilité. En ce qui concerne les références étrangères, le groupe a utilisé le rapport récemment établi par le Conseil général des mines et l'Inspection générale des finances, comparant les pratiques de régulation du secteur énergétique dans différents pays d'Europe et d'Amérique du Nord. Il s'est également appuyé sur les travaux du groupe de travail "services publics en réseaux" réuni dans le cadre du Commissariat général au Plan sous la présidence de M.Bergougnoux, ainsi que sur ceux du groupe d'expertise économique présidé par M.Champsaur, relatifs à la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, et à celle de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

Il apparaît difficile d'étudier le service public de l'électricité indépendamment de la situation générale du secteur de l'énergie. Dans une première partie est esquissée brièvement l'évolution du contexte énergétique depuis l'immédiat après-guerre, époque où ont été mises en place les principales dispositions concernant l'électricité, jusqu'à la loi qui vient d'être votée. Les deux parties suivantes analysent les systèmes prévus en matière de distribution et de production. Pour chaque catégorie de charges seront examinées successivement les dispositions existant préalablement, celles introduites par la loi votée en dernière lecture le 1^{er} février 2000, ainsi que, le cas échéant, les dispositifs comparables existant dans d'autres pays. Sont ensuite proposés des critères d'évaluation des charges et des clés de répartition. Malgré les difficultés de l'exercice, on s'est efforcé de présenter des évaluations des montants en jeu, éventuellement sous forme de fourchettes.

² Les analyses correspondantes sont plus particulièrement développées dans les annexes 5 et 7 qui traitent des externalités et de la péréquation tarifaire.

II Le contexte énergétique : aperçu historique et traits caractéristiques

Le secteur de l'énergie, et l'électricité en particulier, a connu, au cours des 50 dernières années, de profondes mutations, dont les conséquences modèlent encore le contexte actuel. On peut schématiquement distinguer trois périodes :

II.A La période de reconstruction après la deuxième guerre mondiale : monopoles et service public

La priorité était alors claire : il s'agissait de mettre le plus rapidement possible à la disposition de l'économie nationale les infrastructures énergétiques (et de transport, de télécommunications etc.) dont elle avait besoin.

La filière électrique dans son ensemble était alors vue par les économistes comme un "monopole naturel", du fait de deux types de considérations en partie liées :

- La première tient à l'existence "**d'infrastructures essentielles**" : les réseaux électriques sont, en effet, une activité à "rendements fortement croissants", en ce sens que dans une zone déterminée, il n'est pas souhaitable, du point de vue de l'intérêt public, qu'il existe plusieurs réseaux de distribution ou de transport d'électricité concurrents fonctionnant en parallèle. Cela entraînerait des coûts exorbitants, sans avantage évident pour la collectivité. Dans ces conditions, les réseaux électriques constituent des **monopoles naturels** locaux.
- La seconde est que la **production** d'électricité est également, dans certaines limites, une industrie à "rendements croissants". A l'époque les économies d'échelle étaient importantes pour la production thermique, ce qui a conduit à un fort accroissement des tailles unitaires des centrales au charbon et au fioul, puis, plus tard, des centrales nucléaires³. L'effet de taille est encore plus significatif au niveau de chaque producteur d'électricité, du fait de la **marge de sécurité** dont il doit disposer, tout au moins s'il fonctionne en autarcie. L'électricité étant une énergie peu stockable, le producteur doit en effet disposer d'une réserve de puissance pour pouvoir continuer à alimenter ses clients en cas d'aléas : incident sur une ou plusieurs centrales, défaillance de certains fournisseurs, aléas climatiques...⁴ On conçoit aisément **qu'en valeur relative**, le montant de cette marge de sécurité baisse tout d'abord fortement avec le nombre de centrales : il y a beaucoup plus de risque pour un producteur disposant de 2 centrales d'avoir 50% de son parc à l'arrêt du fait d'incidents, que pour un producteur disposant de 20 centrales. Ce facteur de coût important a conduit à la mise en place de réseaux d'interconnexion reliant des centrales se portant mutuellement secours, en pratique confondus avec les réseaux de transport.

³ Aujourd'hui le développement des centrales à cycle combiné à gaz a réduit significativement le seuil de puissance au delà duquel l'effet de taille devient faible.

⁴ La notion de marge de sécurité s'applique de la même manière aux réseaux, et a conduit notamment à leur **maillage**, de manière à ce que chaque nœud important soit desservi par plusieurs lignes.

Les économistes de l'époque, qui appréhendaient la filière électrique globalement, en concluaient que l'avantage dont disposait le producteur détenteur du réseau d'interconnexion dans une zone donnée était tel qu'il rendait pratiquement impossible l'arrivée de nouveaux entrants. Ils concluaient donc à un monopole naturel de la production-transport d'électricité (comme on le verra plus loin, on considère aujourd'hui que ce monopole se limite à la gestion technique des réseaux). En outre la situation de "rendements croissants" devait conduire à une rapide concentration du secteur, et, dans la pratique, on observait un petit nombre de monopoles intégrés de production-transport dans chaque pays. Jusqu'à une date récente, en Europe comme en Amérique du Nord, ceux-ci étaient toujours nationaux ou locaux, ne franchissant pas les frontières des états. Cela s'explique certainement par des réglementations techniques hétérogènes, et plus encore par la forte implication des pouvoirs publics occidentaux dans la reconstruction des infrastructures énergétiques.

En France comme dans beaucoup d'autres pays européens existait un opérateur national largement dominant. Le Canada comportait un monopole par province. En Allemagne coexistaient neuf monopoles se partageant le pays, et au Japon dix. La situation était encore plus complexe aux Etats-Unis, où la loi interdisait, sauf autorisation spéciale, à une société holding de disposer d'un monopole dans plusieurs états.

En contrepartie de la reconnaissance de ces situations de monopole, globales ou locales, considérées comme inévitables, les Pouvoirs publics avaient mis en place dans la plupart des pays, des dispositions visant à protéger les intérêts des consommateurs en imposant en général aux entreprises en monopole une obligation de desserte de la totalité du territoire et des consommateurs ("service universel") et un encadrement des prix voire des investissements.

Un tel mode d'organisation associant **monopoles nationaux ou locaux**, privés ou publics, et **obligations de service public** a été appliqué de manière quasi générale, y compris dans les pays réputés les plus libéraux. Bien que la situation soit en évolution rapide, une grande partie des Etats-Unis est encore aujourd'hui desservie par des « investor owned utilities » (IOU), sociétés qui intègrent les fonctions de production, de transport et de vente de l'électricité, avec un monopole pour une zone géographique. En contrepartie, une IOU est dans l'obligation de servir toute clientèle potentielle sur son territoire, selon des tarifs fixés par les autorités de l'Etat concerné.

Ce système s'est maintenu, à peu près inchangé dans ses principes, dans la plupart des pays de l'Union européenne jusqu'à la mise en œuvre de la récente directive électricité (les exceptions étant le Royaume-Uni, la Suède et, dans une certaine mesure, l'Italie).

Il apparaît caractéristique d'une époque où la priorité allait à la planification centralisée et à la concentration des moyens, en vue de réaliser au plus vite les outils nécessaires pour satisfaire une demande d'électricité en croissance forte et régulière, et non, comme aujourd'hui, à l'optimisation du prix d'un bien devenu abondant et partout disponible.

II.B Les chocs pétroliers : investissements lourds et maîtrise de l'énergie

Avec la baisse au cours des ans du prix du pétrole, et la perspective annoncée de poursuite de cette tendance, de nombreuses centrales au fuel avaient été construites en France comme dans beaucoup d'autres pays, à la fin des années 60 et au début des années 70. Les

hausse brutales du prix du pétrole lors des deux chocs de 1974 et 1978 ont de ce fait entraîné une **forte augmentation du coût de l'électricité**, et plus encore de ses **coûts marginaux**.

Les principes de gestion rationnelle de la production d'électricité sont fondés sur le recours à plusieurs types de moyens de production : certains dits "de base" sont utilisés pour satisfaire la part de la production nécessaire pendant toute l'année. Il s'agit des outils présentant les coûts proportionnels de fonctionnement les plus bas, des coûts d'investissement élevés pouvant être justifiés par leur amortissement sur toute la durée de l'année. Pour satisfaire les demandes les plus importantes, qui n'apparaissent que pendant certaines périodes, on a recours à des équipements dits "de pointe" caractérisés par des coûts d'investissements plus réduits que ceux des moyens de base, et par des coûts proportionnels plus élevés, mais acceptables dans la mesure où ces équipements ne doivent fonctionner que pendant une partie de l'année. Bien entendu, il peut également exister des outils intermédiaires entre moyens de base et moyens de pointe et présentant des coûts d'investissements et de fonctionnement également intermédiaires.

Dans les années précédant les chocs pétroliers, les centrales au fuel cumulaient l'avantage du faible prix de ce combustible ainsi que de coûts d'investissement plus bas que pour les outils concurrents de l'époque (centrales au charbon, premières centrales nucléaires, hydraulique). Il avait donc été fait systématiquement appel à elles pour faire face à l'accroissement des besoins de puissance, pratiquement de la pointe à la base, et des centrales charbon existantes avaient même été modifiées pour fonctionner au fuel.

Avec l'augmentation du prix du pétrole, les centrales au fuel n'ont plus été utilisées qu'en dernier lieu, après tous les autres types d'outils de production, et leur place a régressé progressivement, au fur et à mesure de la construction d'autres équipements. Toutefois, en début de période, leur importance dans la composition du parc était telle qu'il fallait faire appel au moins à certaines d'entre elles, pendant presque toutes les périodes de l'année. Dans ces conditions, tout accroissement de la demande d'électricité se traduisait directement par une augmentation corrélative de la consommation d'hydrocarbures, à l'encontre des actions menées par les gouvernements européens pour réduire leur dépendance vis-à-vis du pétrole importé.

La situation était aggravée en France par une forte croissance de la saisonnalité de la demande et des phénomènes de pointe, eux-mêmes liés à l'essor du chauffage électrique. Cet usage, dont EDF avait engagé la promotion quelques années auparavant, connaissait un fort développement, encouragé par des tarifs ne traduisant pas la réalité des coûts, et conduisant, de fait, à une subvention du chauffage électrique par d'autres catégories d'usagers.

Aussitôt après le premier choc pétrolier, les pouvoirs publics occidentaux ont mis en œuvre deux types de politique :

- des actions visant à **diversifier les sources d'énergie primaire**. Pour l'électricité, celles-ci se sont traduites par **des investissements en moyens de production lourds** (nucléaire et charbon principalement) destinés à satisfaire la croissance des besoins de base et à remplacer les centrales au fuel en milieu de courbe de charge. C'est également à cette époque qu'ont commencé à être développées de manière industrielle les techniques de production à partir d'énergies renouvelables : solaire, éolien, valorisation thermique des déchets ;
- des politiques de **maîtrise de l'énergie**, visant à en promouvoir une utilisation plus économe et plus rationnelle. Dans le domaine électrique, celles-ci se sont traduites, en

particulier, par une différenciation accrue des tarifs suivant les périodes de l'année, tout au moins pour les usagers industriels, par la mise en place de réglementations limitant les déperditions thermiques des bâtiments tertiaires ou d'habitation nouveaux et par la promotion de techniques performantes notamment en matière d'isolation. Rétrospectivement, ces politiques se sont avérées efficaces, et ont permis une forte réduction du couplage entre croissance économique et croissance de la consommation d'énergie.

Les programmes d'investissement en production d'électricité mentionnés plus haut ont été menés de façon très variable suivant les pays, qualitativement et quantitativement. Toutefois, on peut globalement considérer qu'ils ont été surdimensionnés, leur volume ayant été déterminé en continuité avec les tendances de consommation du passé, sans intégrer, pendant plusieurs années après le premier choc pétrolier, l'impact des politiques de maîtrise de l'énergie, voire tout simplement de l'augmentation de son prix. Cela a été en particulier le cas en France, pour des investissements qui ont consisté, pour l'essentiel, en la construction de centrales nucléaires.

Ces politiques n'ont pas modifié à court terme l'organisation électrique héritée de la période précédente ; les monopoles ont été certainement confortés par le lancement de programmes d'investissement nécessitant la gestion centralisée de moyens importants. En revanche, la notion de service public de l'énergie s'est profondément modifiée dans l'opinion, la croissance de la consommation n'étant plus considérée comme un but en soi, et étant remplacée par le souci d'une utilisation plus rationnelle.

Enfin, cette époque a laissé en Europe une situation du parc électrique dont les conséquences restent importantes aujourd'hui et le resteront encore quelques années : **de fortes disparités de coûts de production suivant les pays**, certains comme la France disposant de capacités disponibles à coût proportionnel réduit pendant une grande partie de l'année (cf. sur ce point le paragraphe IV.B.4.3 ci-après) alors que d'autres (Italie, Espagne) présentent en général des coûts marginaux de production élevés, voire se trouvent en sous-capacité pendant certaines périodes.

II.C La période récente : libéralisation et internationalisation

Depuis de nombreuses années, les grands électriciens européens avaient développé l'interconnexion de leurs réseaux en vue de réduire leurs coûts et d'en améliorer la fiabilité et la sécurité. Progressivement, la normalisation des équipements, le développement d'automatismes spécifiques et la définition de procédures d'exploitation unifiées ont permis la mise en place d'un vaste système interconnecté synchrone. Celui-ci couvre aujourd'hui la partie continentale de l'Union européenne, avec des liens en expansion avec les pays nordiques et la Grande-Bretagne, et d'autres liaisons avec les pays de l'Est et le Maghreb.

Les progrès de l'interconnexion ont permis de réduire les marges de sécurité nécessaires, et ont ainsi libéré des capacités de production de type, et donc de coût marginal, variable suivant les producteurs. Dans le contexte décrit plus haut de fortes disparités des coûts de production entre pays, les échanges internationaux entre compagnies d'électricité se sont développés, pour l'essentiel à court terme. Ceux-ci ont symétriquement constitué une puissante incitation au renforcement et à l'extension de l'interconnexion.

Ainsi, quand il est devenu évident que le rythme d'augmentation de la consommation française resterait durablement plus faible que dans les années antérieures, EDF a tiré parti de la compétitivité de son outil de production pour vendre à d'autres producteurs d'électricité, en améliorant si nécessaire l'interconnexion avec eux. Les échanges ont ainsi atteint rapidement un volume substantiel : partant de zéro au début des années 80, les exportations françaises ont atteint, une dizaine d'années plus tard, 70 TWh soit 15% de la production d'EDF. Ce chiffre, sans égal en Europe par son importance, s'est à peu près maintenu jusqu'aujourd'hui.

L'**internationalisation du marché de l'électricité** restait cependant encore limitée, car il s'agissait seulement d'échanges entre opérateurs nationaux, chacun restant maître sur son territoire. Ce développement des échanges a certes permis une utilisation plus rationnelle des équipements de production existant. On restait cependant très loin de la mise sous pression concurrentielle des opérateurs dans le cadre de marchés bien structurés, qui allait bientôt être considérée, dans un certain nombre de pays, comme la forme la plus efficace d'organisation pour les systèmes électriques.

Dès les années 60 aux Etats-Unis, l'organisation traditionnelle basée sur des monopoles régionaux ou locaux réputés "naturels" a commencé à être critiquée, à cause de sa médiocre efficacité. Ces critiques ont été prolongées au niveau de l'analyse économique. Il a été mis en évidence que le monopole naturel se limitait à la seule gestion technique des infrastructures (réseaux de transport et de distribution pour l'électricité). Il y avait donc lieu **d'ouvrir à la concurrence** la production et l'activité d'import-export de cette énergie. S'agissant des réseaux, il était possible de distinguer l'activité physique de transport-distribution, qui demeurait un monopole naturel, de l'activité commerciale consistant à acheter ou à vendre des kWh d'électricité ou des m³ de gaz en fournissant des services associés. La distribution, au sens français du terme, pouvait donc être dissociée en une activité d'acheminement (en anglais : "distribution") et une activité de fourniture (en anglais : "supply"). Après cette réorganisation, le système pouvait être "**régulé**" par une "**autorité spécifique**", chargée de veiller à un accès équitable et transparent aux infrastructures restant en situation de monopole (réseau de transport) et à l'instauration de pratiques concurrentielles sur les secteurs ouverts à la concurrence.

L'approche conceptuelle qui vient d'être décrite a été mise en œuvre, à partir des années 1980, au Royaume-Uni (Angleterre et Pays de Galles) et dans les pays scandinaves (Norvège d'abord puis Suède). Elle a, depuis, été appliquée aux Etats-Unis par différents états ainsi que dans plusieurs pays du Commonwealth (Canada, Australie, Nouvelle-Zélande). La directive électricité a été très largement inspirée par les expériences menées au Royaume-Uni et en Suède et se fonde sur les principes généraux exposés ci-dessus. Elle a maintenant été transposée dans la plupart des pays de l'Union européenne, ouvrant à la concurrence le marché des plus gros clients dits "**éligibles**" (une analyse de cette notion nouvelle introduite par la loi est donnée en annexe 4).

La **libéralisation** s'est conjuguée avec une accélération et une intensification de l'**internationalisation** mentionnée plus haut : les entreprises interviennent de plus en plus couramment en dehors de leur territoire national, ce qui pousse réciproquement à la libéralisation dans leur propre pays.

Cette évolution conduit inéluctablement à une **restructuration profonde et rapide du secteur** ; les opérations de concentration ainsi que les acquisitions à l'étranger se multiplient : ainsi, depuis moins d'un an, EDF s'est constitué une importante base de clientèle au

Royaume-Uni ; trois des quatre producteurs hollandais d'électricité sont passés sous contrôle étranger ; et deux des trois plus grosses compagnies d'électricité allemandes ont fusionné, créant ainsi la troisième entreprise européenne du secteur.

II.D La situation actuelle : un marché européen

Les principales caractéristiques du marché européen résultent de l'évolution historique décrite ci-dessus :

- La consommation totale d'électricité en Europe croît à un rythme relativement faible (moins de 3% par an, en moyenne).
- Les marchés de l'Union européenne sont aujourd'hui largement ouverts à la concurrence, dans un premier temps pour les gros consommateurs (les clients "éligibles"). Comme le prévoit la "directive électricité" adoptée par les pays membres de l'Union Européenne, cette ouverture ira croissant. D'ores et déjà, certains pays ont devancé les dispositions de la directive en ouvrant, au moins en théorie, totalement leur marché (Royaume-Uni, Suède, Allemagne).
- L'existence d'un vaste réseau synchrone géré de manière coordonnée (cf. § II-C ci-dessus) rend physiquement possibles des échanges importants entre pays. Ce réseau, qui couvre aujourd'hui la plus grande partie de l'Europe continentale va prochainement être élargi à la Scandinavie et à la Grande-Bretagne. Concernant son prix d'utilisation, les experts s'orientent assez unanimement vers un tarif de type "**timbre-poste**", c'est-à-dire **ne dépendant pas de la distance, pouvant se décomposer en un tarif d'injection et un tarif d'extraction, tenant compte le cas échéant des situations de congestion**. Telle est la recommandation du récent groupe de travail animé par M.Champsaur, et le souhait de la Commission européenne. La conséquence fondamentale de ce choix est l'émergence d'un **véritable marché européen**, chaque producteur se trouvant dans la même situation vis à vis de chaque client éligible, quelle que soit son implantation, à l'exception près des situations de congestion éventuelles.
- Dans ce contexte d'un marché européen intégré, la notion de surcapacités nationales perd son sens. Il y a des équipements qu'il est judicieux de maintenir en service parce que les kWh qu'ils sont susceptibles de produire, valorisés au prix du marché européen, couvrent les charges qu'entraîne leur maintien en service (coûts de combustible et charges fixes d'exploitation hors charges de capital), et d'autres qu'il faut déclasser parce que tel n'est pas le cas.

Les tendances prévisibles de ce marché sont les suivantes :

- Avec l'intensification de la concurrence liée à la libéralisation des marchés, il faut s'attendre à une forte baisse des prix aux clients éligibles. En Allemagne, ces prix ont baissé de plus de 30% depuis un an, partant, il est vrai, d'un niveau sensiblement plus élevé qu'en France. Il est vraisemblable que, pendant quelques années, les prix de marché pourront se situer en dessous des prix de revient y compris amortissement des outils de production les plus performants.

- Tant que ne se pose pas la question de remplacer des centrales trop anciennes, la plupart des investissements de production nouveaux ne sont pas économiquement rentables. Ainsi, le moyen de production le moins coûteux aujourd'hui pour la plupart des types d'utilisation est la turbine à gaz à cycle combiné. Dans les hypothèses les plus favorables retenues par la DIGEC dans son rapport sur les coûts de référence de l'électricité, le coût complet (c'est-à-dire y compris amortissements) de cet outil s'élève à 18.2c/kWh. Or une centrale au charbon même ancienne, même fonctionnant seulement la moitié de l'année, aura des coûts proportionnels inférieurs à 12c/kWh. Dans ces conditions, on ne l'arrêtera pas pour la remplacer par un outil plus moderne, tout au moins tant que des investissements trop importants de maintien en état, ou pour réduire la pollution atmosphérique, ne deviendront pas indispensables. Ce raisonnement s'applique à tous les investissements de production à l'exception de quelques créneaux particuliers, permettant d'utiliser des énergies qui seraient autrement mal valorisées :
 - . valorisation de sous-produits fatals (gaz de la sidérurgie, de raffineries...).
 - . production d'électricité associée à une production importante de chaleur (cogénération) ou de chaleur et de froid (trigénération);
 - . consommation d'énergies économiquement fatales (contrats "take or pay").

- Les entreprises souhaitant entrer sur le marché européen de l'électricité devront, pour y occuper une place significative, acheter des sociétés ou des capacités de production existantes. Par ailleurs, l'électricité va ressembler de plus en plus à une matière première comme les autres, ce qui va inciter les producteurs à rechercher des marges sur des prestations de service associées à la fourniture de « commodités » qui ne seraient pas limitées à l'électricité ; cette stratégie est d'autant plus attrayante que nombreux sont les gros consommateurs d'énergie qui souhaitent se replier sur leur cœur de métier et externaliser les autres prestations ; il en résultera, entre autres, une évolution des entreprises du secteur de l'installation de l'équipement et de l'entretien électrique.

- Pour orienter la production d'énergie vers des sources jugées particulièrement intéressantes pour la protection de l'environnement, il est indispensable de mettre en place des dispositions incitatives. Il en irait différemment si un dispositif économique était institué pour internaliser les effets externes, en particulier pour les émissions de gaz à effet de serre, **à condition que ce dispositif soit européen.** Ce point important est analysé dans l'annexe 5.

III Les charges de service public de la distribution

D'une manière générale, les différentes missions du service public sont définies dans l'article 1 de la loi et détaillées dans son article 2, l'article 5 précisant les mécanismes de compensation des charges correspondantes.

Dans le domaine de la distribution, les charges imputables aux missions de service public sont les suivantes :

- les surcoûts supportés par les organismes de distribution pour desservir certaines zones particulières (par exemple zones rurales à habitat dispersé).
- la participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité.

Il est prévu que ces charges seront compensées par le biais du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) institué par la loi de 1946, dont le champ d'application sera élargi.

III.A La mutualisation des coûts locaux de distribution

III.A.1 Le dispositif antérieur à la loi

Initialement basé sur le FPE, le dispositif a été ultérieurement complété par des dispositions de nature tarifaire, qui rendent l'ensemble complexe, opaque et peu lisible.

Dans un souci d'exhaustivité, et bien qu'il ne soit pas visé par la loi, on présentera aussi brièvement le FACE (fonds d'amortissement des charges d'électrification), qui gère des sommes très supérieures à celles du FPE tout en concourant à un but analogue, mais par le biais de l'investissement.

III.A.1.1 Le FPE

L'article 33 de la loi du 8 avril 1946 a créé un fonds commun au gaz et à l'électricité, devenu le "fonds de péréquation de l'électricité" (FPE) lors de la modification de cet article par le décret du 18 septembre 1956. Ce texte, assez peu explicite, indique que l'objet du fonds est de compenser la disparition de rabais accordés précédemment par EDF à certains distributeurs non nationalisés (DNN), du fait de leur faible consommation spécifique. En fait, il s'agissait principalement de prendre en compte la situation des distributeurs situés en zone rurale, qui doivent desservir un habitat dispersé, avec des lignes de longueur importante alimentant un faible nombre de clients.

Le fonds est abondé par des prélèvements sur les recettes des organismes de distribution d'électricité réputés bénéficiaires en exploitation, et verse des dotations aux organismes réputés déficitaires, en application d'une formule complexe dont les paramètres sont fixés annuellement par arrêté interministériel. Cette formule prend en compte notamment la longueur des lignes électriques, le nombre et la nature des postes de transformation, le nombre de contrats par catégorie pondérés par un coefficient de "ruralité", le montant pondéré des recettes etc.

Les sommes gérées par le FPE sont globalement modestes : Elles se sont élevées à environ 23 MF en 1997 comme en 1998, et le montant a été vraisemblablement comparable en 1999.

En 1998, 71 distributeurs non nationalisés sur 172 ont alimenté le fonds pour un total de 13.3 MF, soit en moyenne 0,2% de leur chiffre d'affaire. Ce montant est très inégalement réparti : Les 4 plus gros contributeurs (Electricité de Strasbourg, régies de Grenoble, de Metz et de Colmar) ont apporté 10.3 MF, soit 77%.

La contribution d'EDF s'est élevée à 9.5 MF, mais cette somme recouvre des différences très importantes entre centres de distribution, qui se trouvent péréquées au sein de l'établissement. Il n'a pas été possible d'obtenir d'informations plus détaillées sur ces montants.

101 DNN ont bénéficié du fonds, mais les 5 plus gros bénéficiaires (régies des Deux-Sèvres, de la Vienne, de la Gironde, de Ray-Cendrecourt en Haute-Saône et de Pithiviers dans le Loiret) se sont partagé 14.5MF.

Si l'on exclut les 10 entreprises qui viennent d'être citées, les sommes concernées sont minimales : 67 DNN ont versé au total 3MF et 98 se sont partagé 8.3MF. Pour certains petits distributeurs, les chiffres peuvent être plus importants en valeur relative tout en restant modestes en valeur absolue : le taux de cotisation le plus élevé est atteint par la régie de Moyeuve-Petite en Moselle avec 1.5% du chiffre d'affaires (mais seulement 7607 F), la régie de Montsapey en Savoie ayant le plus fort taux de subvention avec plus de 5% du CA pour 7251 F. Dans la majeure partie des cas, l'impact du FPE sur le chiffre d'affaires des distributeurs est très limité.

Les frais de fonctionnement du fonds ont été de l'ordre de 365 kF soit 1,6% du montant des sommes faisant l'objet de la péréquation.

III.A.1.2 Les dispositions tarifaires d'EDF en faveur des DNN

Alors même que le FPE avait été créé pour se substituer aux rabais consentis à certains distributeurs pour tenir compte de leur situation particulière, EDF a réintroduit au cours du temps divers dispositifs spécifiques qui viennent infléchir très sensiblement les modalités du "tarif vert" sur lequel est théoriquement fondée la facturation.

On peut citer en particulier la possibilité pour un DNN de regrouper "tarifairement" ses points de livraison tout en conservant une alimentation physique en plusieurs points, une ristourne liée à la tension d'exploitation du réseau, une facturation particulière des dépassements de puissance, un rabais lié à la durée du contrat (pour plus de détail, voir l'annexe 6). Le coût annuel de ces mesures n'a pu nous être indiqué par EDF, mais il est certainement très supérieur au montant géré par le FPE.

En outre, des mesures supplémentaires ont été mises en place au milieu de l'année 1997, pour prendre en compte les dispositions du contrat de plan d'EDF qui aurait conduit à une baisse des écarts de prix entre niveaux de tension, sur lesquels est fondée la marge des distributeurs. Ces mesures, réputées transitoires jusqu'à la transposition de la directive électricité, comportent principalement deux volets :

- une remise uniforme sur le prix de vente de l'électricité, égale en 1999 à 6.7% soit environ 318 MF

- un fonds spécial, visant à prendre en compte des situations particulières, dont la répartition a été confiée aux organisations représentatives des DNN. Son montant s'est élevé à 45 MF pour la période séparant les mouvements tarifaires de 1997 et 1998 et à 40 MF pour la période comprise entre la date du mouvement tarifaire de 1998 et aujourd'hui.

A ce jour, nous n'avons pas pu obtenir de description précise des critères de répartition de ces sommes. Les montants sont là encore beaucoup plus importants que ceux du FPE.

III.A.1.3 Coût du dispositif existant

On peut donner les estimations suivantes pour l'année 1998 :

-FPE actuel :	23 MF
-Tarifs de cession aux DNN :	> 358 MF
dont : - aménagements tarifaires :	??
- rabais 6.7% :	318 MF
- enveloppe spéciale 1999 :	40 MF
<u>Total :</u>	> 381 MF

III.A.1.4 Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE)

Ce fonds crée indirectement une autre péréquation des coûts de la distribution, en intervenant sur **les investissements**. Créé par l'article 108 de la loi de finances du 31 décembre 1936, le FACE avait pour but d'alléger les charges financières des collectivités communales et départementales ayant souscrit des prêts pour financer le développement et le renforcement des réseaux ruraux. La loi de nationalisation de 1946 a maintenu ces dispositions, tout en confiant la gestion du fonds à EDF.

Ces dernières années, les sommes gérées ont crû régulièrement, de 1.4 à 1.9 milliard de francs de 1991 à 1998. Le fonds est alimenté par un prélèvement sur les ventes d'électricité en basse tension des distributeurs (EDF et DNN), dont le taux fixé annuellement est 5 fois plus élevé pour les ventes effectuées sur le territoire des communes de plus de 2000 habitants (en 1998, 2.2 contre 0.44%). Il conduit donc à une redistribution importante au profit des zones rurales.

Le FACE représente aujourd'hui, avec la taxe communale, la principale source de financement des travaux d'électrification rurale et consacre toujours l'essentiel de ses moyens à cette activité (en 1998, 1540 MF sur un total de 1923 MF) . Ses missions ont été élargies, notamment en 1986 (renforcement anticipé d'ouvrages de distribution endommagés par les intempéries), en 1991 (amélioration esthétique des réseaux de distribution) et en 1995 (maîtrise de la consommation électrique et production à partir d'énergies renouvelables).

Le FACE attribue des aides d'un montant égal à 70% du montant des travaux. Les 30% restant sont financés par les collectivités et par une récupération de la TVA (pour environ 17%). Pour les travaux d'amélioration

esthétique des réseaux, le taux d'aide du fonds est réduit à 50% du montant des travaux. Une présentation plus détaillée du FACE est donnée en annexe 7.

III.A.2 Comparaisons internationales :

Parmi les huit pays récemment étudiés par une mission conjointe du Conseil général des mines et de l'Inspection générale des finances, un seul disposait de mesures législatives ou réglementaires imposant une péréquation géographique des tarifs de l'électricité. Il s'agit de l'Italie où la loi transposant la directive européenne fixe un tarif unique pour les usagers captifs. L'objet de cette mesure est de ne pas désavantager les habitants du "mezzogiorno" où les coûts de distribution sont plus élevés, particulièrement, semble-t-il, dans les zones urbaines.

Dans les autres pays, la distribution est en général répartie entre un grand nombre d'entreprises qui se voient chacune imposer des conditions particulières. La question est peu sensible en Belgique et aux Pays-Bas du fait d'une densité de population assez uniforme. Aux Etats-Unis, l'électricité est encore largement distribuée par des entreprises bénéficiant de monopoles locaux, moyennant l'obligation de vendre à des tarifs fixés par les pouvoirs publics régionaux. Ces prix peuvent varier dans de fortes proportions suivant les zones.

Jusqu'à ces derniers mois, la situation était analogue en Allemagne, où la distribution est assurée par plus de 900 « Stadtwerke ». Depuis la transposition de la directive européenne, l'ensemble du marché de ce pays est aujourd'hui ouvert à la concurrence, et les Länder fixent seulement des prix plafond pour la "petite distribution" (particuliers et PME). Un même usager peut donc se voir offrir la même fourniture électrique pour des prix différents, plus élevés en cas de garantie d'un fort contenu en énergies renouvelables.

La libéralisation est également totale au Royaume-Uni et en Suède. Dans ce dernier pays, la densité de population varie beaucoup suivant les régions, mais les tarifs ne sont pas péréqués pour autant. Les pouvoirs publics locaux indiquent que cela incite à retenir dans chaque zone l'organisation la mieux adaptée, et va en définitive dans le sens de l'intérêt des consommateurs.

III.A.3 Dispositions de la loi et enjeux financiers

La loi introduit dans son article 2 III 1° une **péréquation géographique des tarifs aux clients non éligibles**, sur tout le territoire national. Cette disposition, pratiquée depuis de nombreuses années n'était pas jusqu'ici prescrite par la loi.

En outre, le nouveau texte introduit une clarification appréciable par rapport aux dispositions antérieures en précisant :

- dans son article 4 les conditions de fixation des tarifs de cession de l'électricité aux DNN : ceux-ci seront décidés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE ;
- dans l'article 5 II les principes de calcul des charges de service public liées aux écarts géographiques de coût de distribution : Il s'agit de *"tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à*

l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution".

Les montants en jeu seront à priori les mêmes que dans le dispositif actuel, soit plus de 381 MF hors FACE.

III.A.4 Propositions

La mise en œuvre de ces principes nécessite des études approfondies en liaison étroite avec les parties concernées. Les objectifs suivants sont proposés :

a) Mettre en place une grille tarifaire unique applicable à tous les distributeurs : les tarifs de cession aux DNN devront se substituer à toutes les dispositions existantes, permanentes ou transitoires, mentionnées plus haut. Ils devront être fondés sur les principes généraux de transparence et d'égalité de traitement fixés par la loi et la directive européenne.

D'une manière générale, ces tarifs devront, avec des modalités de transition adaptées, évoluer vers ceux consentis aux autres catégories de clients comparables, et en premier lieu vers le tarif interne de cession aux centres de distribution d'EDF.

b) Faire évoluer en les simplifiant les dispositions du FPE de manière à ce qu'il assure seul la péréquation des coûts d'exploitation, effectuée aujourd'hui principalement par les tarifs de cession aux DNN . Pour cela , il conviendrait de retenir une formule de calcul plus simple et compréhensible, qui pourrait par exemple n'utiliser que deux paramètres : la longueur de lignes électriques et le chiffre d'affaires moyen par abonné. En outre un examen individuel de la situation de chaque DNN devrait être effectuée, en vue d'identifier les écarts de situation objectifs (c'est à dire indépendants de la qualité de gestion du distributeur), qui ont seuls vocation à bénéficier de la péréquation.

c) Fixer aux DNN des objectifs de gestion, par référence aux centres de distribution d'EDF les plus comparables. Environ 80% des DNN sont des régies municipales et 15% sont des sociétés d'économies mixtes (SEM) dans lesquels les collectivités locales sont parties prenantes. On compte également des coopératives et une société anonyme (Electricité de Strasbourg qui est une filiale d'EDF). A l'exception des SEM et d'Electricité de Strasbourg, les distributeurs non nationalisés n'ont pas pour objet social de faire des bénéfices. D'autre part, du fait de la péréquation des tarifs de vente, ils n'ont pas la possibilité de baisser leurs prix pour faire bénéficier leurs clients de leurs gains de productivité, et a contrario n'ont pas non plus la possibilité d'augmenter leurs tarifs pour compenser des pertes.

Dans ces conditions, l'analyse de la qualité de gestion d'un DNN ne peut en général s'effectuer que par comparaison avec d'autres distributeurs, exerçant leur activité dans des conditions analogues. Depuis des années, les DNN ont développé de telles méthodes d'analyse dans le cadre de leurs fédérations professionnelles.

Il est proposé de perfectionner ce dispositif, en élargissant le périmètre de comparaison aux centres de distribution d'EDF. Chaque DNN se verrait analyser par référence à un ou plusieurs centres de distribution, à priori situés dans la même région, et soumis à des conditions objectives d'exploitation (densité de population, structure de clientèle, relief,...) aussi proches que possible, afin de faciliter les comparaisons.

La nouvelle formule de calcul du FPE pourrait ainsi être étalonnée de manière efficace, pour peu que les flux financiers concernant les distributeurs soient suffisamment clarifiés. A cet égard, il conviendrait de distinguer d'une part les coûts **d'acheminement**, c'est à dire ceux liés au fonctionnement, à l'entretien et au développement des réseaux, qui sont largement liés aux conditions naturelles, et d'autre part les coûts de **fourniture**, relatifs à la commercialisation de l'électricité.⁵

Afin d'inciter à l'amélioration des résultats, les conditions d'intervention du FPE pourraient être fixées pour quelques années, et assorties **d'objectifs de performance** fixées par référence aux DNN comparables les plus performants, aux centres de distribution d'EDF voire aux distributeurs étrangers comparables.

Pour le calcul des charges de service public, la loi fait état de "la part relative à l'**utilisation** de ces réseaux". Ce terme peut signifier soit les seuls coûts **d'exploitation** des lignes, soit les coûts complets y compris les coûts de **développement**. Si cette dernière interprétation était la bonne, compte tenu des montants concernés, il serait utile dans un souci de cohérence d'intégrer dans la réflexion les sommes gérées par le FACE, bien qu'il ne soit pas directement visé par la loi.

III.B L'aide aux personnes en situation de pauvreté ou de précarité

Depuis plus de quinze ans, EDF s'est engagé, à la demande de l'Etat, dans une politique active de solidarité dont le cadre a été progressivement élargi et précisé. La loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité intègre cette politique parmi les missions de service public.

III.B.1 Le dispositif actuel

Il a été mis en place par la loi 92-722 du 29 juillet 1992, modifiant la loi n° 88-1088 du 1^{er} décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et à la lutte contre la pauvreté et l'exclusion sociale et professionnelle.

Le chapitre 3 de cette loi, concernant **l'accès à une fourniture minimum d'eau et d'énergie**, précise dans son article 43-5 que "*toute personne ou famille éprouvant des difficultés particulières du fait d'une situation de précarité a droit à une aide de la collectivité pour accéder ou pour préserver son accès à une fourniture d'eau, d'énergie et de services téléphoniques*".

En cas de non-paiement des factures, le maintien de la fourniture d'énergie et d'eau est garanti jusqu'à l'intervention du dispositif fixé par l'article 43-6. Celui-ci est fondé sur des conventions nationales à passer entre l'Etat, et les distributeurs d'eau et d'énergie, définissant le montant et les modalités de leurs concours financiers respectifs.

L'annexe 8 présente une copie de la convention signée en avril 1997 par EDF, GDF et le ministère des affaires sociales en application de cette disposition. Cette convention nationale est relayée à l'échelon local par des conventions départementales signées par les Préfets,

⁵ Sur la distinction entre acheminement et fourniture, voir le paragraphe II C ci-dessus.

associant aux deux établissements publics d'autres partenaires intéressés (communes, départements, caisses d'allocations familiales, associations...).

Dans la pratique, le système fonctionne de la manière suivante : en cas de défaut de paiement d'une facture d'EDF-GDF, les chargés de clientèle de l'agence dont relève l'utilisateur prennent obligatoirement son attaché. Tout client qui se déclare en situation de précarité est invité à contacter les services sociaux pour établir un dossier, qui sera examiné par une commission départementale ad hoc. Celle-ci, à laquelle ne participent pas EDF et GDF, est seule habilitée à se prononcer sur la situation de précarité des personnes sollicitant une aide, et à accorder une prise en charge totale ou partielle des factures d'énergie.

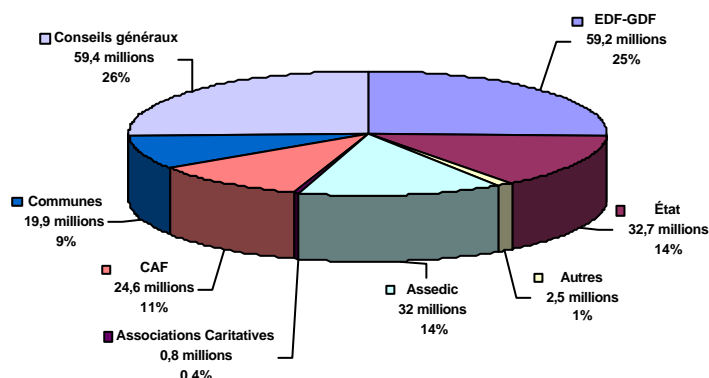
Dans l'attente de l'examen par la commission, aucune interruption de fourniture ne peut avoir lieu, EDF s'engageant au maintien d'une puissance minimale de 3 kW.

Par ailleurs, diverses actions préventives sont menées : conseil aux clients en difficulté pour une meilleure maîtrise de l'énergie, réalisation de bilans tarifaires et optimisation du tarif au vu de l'équipement, amélioration des performances de chauffage dans les HLM.

III.B.2 Coût du dispositif actuel

Le montant des aides allouées a quadruplé de 1993 à 1998, passant de 51 MF à 196 MF. Le nombre de foyers aidés a cru dans les mêmes proportions, de 52 000 à 199 000.

La convention nationale prévoit une participation financière d'EDF et GDF égale à celle du ministère des affaires sociales, avec la possibilité pour les centres d'EDF-GDF Services et les autres partenaires associés, d'abonder ces sommes dans chaque département. En 1998, la participation totale d'EDF et GDF s'est élevée à 59.2 MF, soit environ le quart de la dotation brute du fonds. La répartition détaillée des financements est donnée dans la figure ci-dessous :



Il faut noter que les sommes distribuées en 1998 ont été inférieures à la dotation globale (196 MF sur 232 MF), car certaines commissions départementales n'ont pas utilisé tous leurs crédits, alors que d'autres ont dû refuser des aides après avoir épuisé leurs fonds

On peut enfin signaler que le coût en personnel chez EDF pour gérer le système est élevé, de l'ordre de 250 MF en 1998 suivant l'établissement, mais il joue incontestablement un rôle très positif d'intermédiation dans un contexte difficile et facilite l'allocation efficace des aides. On peut en outre penser que ce montant ne serait pas complètement économisé en l'absence de dispositif social particulier.

III.B.3 Comparaisons internationales

L'Italie fait à nouveau figure d'exception parmi les huit pays d'Europe et d'Amérique du Nord étudiés par la mission CGM/IGF déjà citée. C'est en effet le seul pays à disposer d'un tarif social (*fascia sociale*) pour la consommation domestique d'électricité. Celui-ci est fondé sur un prix très bas pour les consommations inférieures à un certain plafond (2640 kWh), avec une puissance souscrite inférieure à 3 kW. Ce prix représente moins de la moitié de celui des tranches supérieures, qui sont elles les plus chères d'Europe. Compte tenu de l'effet de seuil important, plus de 80% des usagers souscrivent un abonnement de moins de 3 kW (14% en France) et bénéficient donc du système. Cela conduit à une subvention croisée au profit des abonnés domestiques et au détriment des consommateurs moyens, notamment des PME, d'un montant estimé à 10 milliards de francs par an. En outre, le système a pour effet pervers de renforcer les inégalités : afin de ne pas franchir le seuil de 3 kW, la majorité des usagers limite son équipement électroménager, qui est parmi les plus faibles d'Europe. Ces équipements sont, de fait, réservés aux personnes aisées, acceptant le prix élevé des tranches à partir de 6 kW. L'autorité de régulation a repris ces différentes critiques, et envisage de revoir le système.

En Allemagne, les petits usagers sont protégés par un système de prix maximaux fixés au niveau des Länder. Il en est de même aux Pays-Bas et en Belgique pour les clients non éligibles. En Belgique, cette disposition est complétée par un ensemble de mesures analogues à celles existant en France : absence de coupures chez les clients résidentiels pendant l'hiver, annulation des frais fixes de raccordement pour certaines catégories de consommateurs (chômeurs...), financements accordés aux services sociaux des collectivités locales pour aider les personnes en situation de précarité.

Au Royaume-Uni, les usagers mauvais payeurs, y compris les plus démunis, se sont vus imposer des compteurs à pré-paiement (compteurs à pièces) avec un prix de kWh supérieur à celui demandé aux autres catégories de consommateurs. Pour faire face aux protestations que ce dispositif a engendrées, le gouvernement britannique a demandé à l'autorité de régulation d'engager des consultations pour mettre en place un programme social en matière d'électricité et de gaz. Ces réflexions sont actuellement en cours.

Il n'existe pas semble-t-il de dispositif social spécifique à l'électricité en Suède et en Amérique du Nord.

III.B.4 Dispositions de la loi

En matière d'aide aux personnes en situation de précarité, la loi introduit trois dispositions principales :

- Elle conforte le système existant, fondé sur la loi du 1^{er} décembre 1988, en en faisant une composante du service public de l'électricité. L'article 2 § III précise : "*La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire [...] la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles [...] en concourant à la cohésion*

sociale, au moyen [...] de la garantie de maintien temporaire de la fourniture d'électricité instituée par l'article 43-5 de la loi n°88-1088 du 1^{er} décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité par l'article 43-6 de la même loi".

L'article 2 indique que la mission du fonds sera "*élargie*" et qu'un décret définira les modalités des aides, notamment les critères nationaux d'attribution à respecter par les conventions départementales en fonction des revenus et des besoins effectifs des familles et des personnes. Ce point répond à la nécessité d'harmonisation relevée plus haut. Il ne remet pas en cause le rôle d'appréciation des commissions, étant précisé que les aides seront attribuées aux personnes en situation de précarité "*en fonction de leur situation particulière et pour une durée adaptée*".

- L'article 4 introduit au profit des personnes à faibles revenus une tarification spéciale "*produit de première nécessité*" pour une tranche de leur consommation. Rappelons que le dispositif de la loi du 1^{er} décembre 1998 ne vise que les factures impayées. Il s'agit cette fois d'une mesure préventive, destinée à éviter aux clients "fragiles" de ne pouvoir payer leurs factures d'énergie. Pour la définition des bénéficiaires, le texte voté par l'Assemblée Nationale fait état des foyers dont les revenus sont, "*au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond*".

- L'article 5 fixe les conditions de financement des charges de service public liées au dispositif en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité. Il est simplement indiqué que celles-ci seront réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité, présenté au III.A.1 ci-dessus. Aucune clé de répartition n'est mentionnée. Par ailleurs, le texte ne mentionne que les dispositions de l'article 2 III, sans citer explicitement celles de l'article 4 (électricité produit de première nécessité). Il serait donc légitime de considérer que le coût de cette dernière mesure doit être couvert par les entreprises de distribution, sans aucune péréquation. Ce n'est cependant pas l'hypothèse retenue dans la suite de ce texte, en attendant des éclaircissements sur ce point.

III.B.5 Propositions et enjeux financiers

Comme il vient d'être vu, plusieurs modalités importantes du dispositif social restent encore à préciser. Son coût dépendra pour une large part des options qui seront retenues.

III.B.5.1 Dispositif de la loi du 1^{er} décembre 1988

La loi conforte le dispositif actuel qui, d'une manière générale, semble donner satisfaction. Elle introduit pour l'essentiel une harmonisation des critères d'intervention des fonds départementaux dans un souci d'équité. Ces critères devront être fixés par un décret.

Nous préconisons de retenir une règle suffisamment précise de recevabilité des dossiers, pour que les commissions départementales ne soient pas submergées de demandes trop éloignées des critères d'attribution, mais néanmoins assez souple pour que ces commissions continuent à disposer d'une marge d'appréciation, ainsi que le prévoit la loi. Il pourrait s'agir par exemple d'un revenu par unité de consommation du foyer inférieur ou égal au RMI. Le revenu par unité de consommation est un revenu moyen pondéré qui tient compte du nombre de personnes au sein du ménage et des effets d'échelle en fonction de sa taille. Ce type de

revenu est celui utilisé par les enquêtes de l'INSEE. Cette proposition devra faire l'objet d'une concertation avec toutes les parties intéressées, et notamment celles contribuant au financement du système (collectivités territoriales, ASSEDIC, caisses d'allocations familiales, etc.).

Le coût total du dispositif devrait être de l'ordre de 250 MF cette année. Il pourrait atteindre environ 300 MF l'an prochain, puis diminuer progressivement, grâce notamment aux mesures préventives décrites au paragraphe suivant.

La loi ne modifie pas les conditions de financement du système. Il apparaît en tout état de cause très souhaitable que les partenaires actuels continuent à le soutenir activement, y compris par leur participation financière. La part d'EDF-GDF sera en 1999 de 30%, dont 21% pour EDF seul. En cas de maintien de ce taux, la contribution d'EDF serait, l'an prochain, de 63 MF. Dans l'hypothèse où les deux établissements publics feraient face seuls à la croissance des dépenses, les autres partenaires maintenant leur participation en valeur absolue, le montant à payer par EDF s'élèverait alors à 90 MF.

III.B.5.2 Tarif "électricité produit de première nécessité"

La loi soumet à condition de ressources le bénéfice de ce tarif. Cette disposition permet d'éviter le renouvellement de l'expérience du tarif social italien (cf. III.B.3 ci-dessus), qui démontre que la simple création d'une première tranche de consommation à bas prix conduit à des effets pervers : effet d'aubaine pour des catégories d'usagers qui ne sont pas dans le besoin (célibataires aisés, résidences secondaires, minuteriers d'immeubles...) ; distorsion des choix des consommateurs ; coût très élevé entraînant des transferts financiers au détriment des utilisateurs moyens (PME).

Une formule imaginable consisterait à se limiter à un ensemble de critères explicites, fixant des conditions de ressources dépendant de la situation de famille et accordant sous ces seules conditions une tranche de consommation à bas prix. Un tel dispositif aurait le mérite d'être d'un fonctionnement transparent et d'un coût de gestion modéré. Il présenterait en revanche deux graves inconvénients :

- Son coût serait très élevé pour une efficacité relativement faible. Supposons la mise en place d'une tranche de consommation à moitié prix de 2500 kWh par an, analogue à celle existant en Italie. En limitant son bénéfice aux seuls foyers bénéficiant de la couverture maladie universelle, son coût annuel serait de 2.25 milliards de F. Mais l'avantage par usager ne s'élèverait qu'à 50 francs par mois, ce qui est très insuffisant dans de nombreux cas. En effet, 70% des dossiers examinés par les commissions départementales concernent des familles chauffées à l'électricité avec des factures souvent très élevées, pouvant atteindre plus de 10 000 F par an. Les personnes en situation difficile occupent en effet souvent des habitations insalubres, chauffées sommairement avec des convecteurs électriques, bien entendu sans aucune isolation. Dans des cas de ce type, des quantités importantes d'électricité, bien au-delà de 2500 kWh, peuvent légitimement être considérées comme "de première nécessité", au moins transitoirement. La situation serait très différente pour la même famille habitant un logement chauffé de façon optimale. Par ailleurs, il y a un intérêt évident à améliorer concrètement les conditions de confort par des mesures pratiques de maîtrise de l'énergie, plutôt que d'encourager durablement le gaspillage.
- L'application de critères trop systématiques, par exemple un lien automatique entre le RMI et le bénéfice du tarif "première nécessité", renforcerait l'effet de trappe à chômage si

souvent dénoncé, en créant une incitation financière supplémentaire négative à la reprise d'un emploi. Pour répondre aux attentes des acteurs de l'action humanitaire (services sociaux et associations caritatives), l'objectif final doit être de responsabiliser les personnes en difficulté et de faciliter leur retour à l'autonomie, et non de les enfermer dans un système d'assistanat pérenne.

Ces deux points sont des arguments forts, militant en faveur d'un traitement personnalisé des interventions. Dans ces conditions, il est proposé de bâtir le nouveau dispositif sur les principes suivants :

- a)- **Définir une grille tarifaire nationale à prix réduit**, comportant plusieurs modalités, adaptées à la situation particulière des usagers concernés (équipement en chauffage électrique ou non, composition de la famille...).
- b)- **S'appuyer sur les commissions départementales pauvreté/ précarité**, qui ont une expérience de plusieurs années sur le sujet, et ont fait preuve de leur efficacité.
- c)- **Mettre en place un critère général d'éligibilité**, visant à modérer le nombre de dossiers devant être étudiés par les commissions. Ce critère pourrait être le même que celui proposé au paragraphe précédent pour les mesures curatives de la loi de 1988 (revenu par unité de consommation du foyer inférieur au RMI).
- d)- **Fixer au niveau national des critères spécifiques**, pour que les dossiers soient instruits de manière cohérente dans tous les départements. Un critère possible pourrait être que les dépenses d'énergie représentent une part du revenu net du foyer (après paiement du loyer) supérieure à la moyenne nationale. En effet, cela permettrait d'identifier à la fois les foyers aux revenus tellement modestes qu'une consommation modérée d'énergie en représente une part importante, et ceux disposant de ressources plus substantielles, avec une consommation d'énergie anormalement élevée (logements non isolés...). Ces critères devront être définis en concertation avec toutes les parties intéressées.
- e)- **Attribuer des enveloppes financières départementalisées**, sur le modèle de la loi de 1988. Outre une bonne maîtrise financière du dispositif, cela permettrait éventuellement d'associer de manière souple à son financement les collectivités territoriales et les autres partenaires intéressés.
- f)- **Décentraliser la prise de décision au niveau des commissions départementales**, qui accorderaient aux bénéficiaires un tarif réduit adapté à leur situation, en fonction de leurs ressources et de leurs besoins en électricité. Ce tarif s'appliquerait à leur consommation future, plafonnée selon la dimension de la famille et l'équipement du ménage. Il serait accordé pour une durée fixée, au maximum d'un an, afin de permettre un bon suivi de chaque dossier. En cas de consommation jugée excessive, un bilan énergétique du logement sera systématiquement effectué. Des mesures de réhabilitation seront proposées, qui pourront bénéficier des aides de droit, voire d'aides spécifiques accordées par les commissions sur leurs enveloppes.

Le coût global d'un tel système dépend bien sûr de ses modalités. Selon certaines estimations, il pourrait représenter un montant annuel de 700 MF.

III.B.5.3 Coût total du dispositif prévu par la loi et financement

La proposition faite consiste à étendre le dispositif préexistant pour venir en aide aux consommateurs d'électricité en situation de précarité, non seulement à titre curatif comme aujourd'hui, mais à titre préventif au moyen de tarifs appropriés.

Dans cette logique, qui comprend un examen au cas par cas au plan départemental, les modalités de financement préexistantes ont vocation à être étendues de façon homothétique.

Peut-être serait-il difficile pour les associations caritatives d'accentuer leur effort, mais il est indispensable que les collectivités territoriales et les bailleurs sociaux montrent leur attachement au système en gardant leur part dans son financement.

	Coût total (MF)	Coût pour les distributeurs d'électricité (MF)
Loi de 1988	300	63
Tarif "première nécessité"	700	150
Total	1 000	213

Le risque d'un tel système est de dériver en admettant de plus en plus d'ayants droit pour des motifs divers. Ainsi, il y aurait des avantages à **fixer un plafond au coût du dispositif pour la collectivité**, comme cela a été décidé pour les télécommunications. Le décret du 13 mai 1997 a en effet plafonné le montant global des aides à 0.8% du chiffre d'affaires du service téléphonique au public. Ce montant est estimé à 1105 MF pour l'année en cours. L'application d'un taux de 1,1% à la distribution d'électricité serait cohérent avec les modalités préconisées.

En ce qui concerne la péréquation des charges du dispositif pauvreté/précarité entre les différents distributeurs, via le FPE, on a vu que seul le dispositif de la loi de 1988 était visé explicitement (cf. III.B.4 ci-dessus). Pourtant, l'esprit de la loi pourrait laisser penser que les charges reposant sur EDF et le DNN liées au tarif "première nécessité" devraient être aussi péréquées. En effet, la répartition géographique des ménages en situation de précarité est loin d'être homogène.

Le mécanisme actuel du FPE est basé sur une formule compliquée prenant en compte des longueurs de lignes, nombre de transformateurs, etc. Il a été conçu pour compenser des écarts géographiques de coûts de distribution, et ne peut être utilisé tel quel pour ses nouvelles missions. Dans un souci de clarté et de bonne gestion, il est proposé de créer une nouvelle tranche du fonds, dédiée au dispositif social. Comme clé de répartition entre les distributeurs, on pourrait retenir le nombre de kWh distribués (tous types de tarifs ou seulement en tarif bleu pour que la solidarité dans cette matière joue entre les clients domestiques), ce qui apparaît le plus simple et le plus logique. C'est d'ailleurs ce que la loi a prévu pour la péréquation des coûts de distribution au sein du FPE.

IV Les charges de service public de production

Dans son article 5 I, la loi définit les deux catégories de charges à compenser, relevant du service public de la production. Il s'agit :

- Des surcoûts de production dans les **zones non interconnectées** au réseau métropolitain continental (Corse et DOM pour l'essentiel).
- Des charges résultant de certaines **obligations d'achat** (électricité produite par cogénération, à partir de déchets ménagers ou d'énergies renouvelables...).

Ces sommes seront péréquées entre les producteurs et importateurs d'électricité, par l'intermédiaire d'un fonds nouveau, géré par la Caisse de dépôts et consignations. Celui-ci sera alimenté, au prorata des kWh, par un prélèvement sur les opérateurs d'une taille suffisante, pour la partie de leurs livraisons assurée à des clients installés en France, et sur ceux qui produisent ou importent pour leur propre usage.

L'article 48 de la loi rattache au même dispositif les charges dites "de **coûts échoués**", résultant d'engagements pris par les entreprises électriques à la demande des Pouvoirs publics, avant l'entrée en vigueur de la directive européenne sur l'électricité, le 19 février 1997.

IV.A Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

La loi confirme la péréquation des tarifs aux clients non éligibles sur l'ensemble du territoire national, qui est appliquée dans les faits depuis de nombreuses années. C'est en particulier le cas en Corse et dans les DOM, où les coûts de production sont environ **deux fois plus élevés** qu'en France continentale.

IV.A.1 La situation actuelle

Le prix de vente de l'électricité en Corse est le même qu'en France continentale depuis la loi de nationalisation de 1946.

Dans les DOM, la production et la distribution d'électricité ont été nationalisées en 1975, et les tarifs hors taxes ont été en 7 ans alignés à la baisse sur ceux pratiqués dans le reste du pays. Compte tenu du régime fiscal particulier de ces départements, les prix TTC sont aujourd'hui inférieurs à ceux de métropole.

Depuis 25 ans, la consommation électrique a crû à un rythme élevé, double de celui observé en France métropolitaine, et **les déficits se sont fortement accrus**.

IV.A.1.1 Une forte croissance de la consommation

Le taux de croissance de la consommation dans les DOM a été supérieur à 10% par an, en moyenne, sur la période 1974-1986, à comparer à moins de 5% en France continentale. De 1986 à aujourd'hui, le rythme s'est un peu ralenti tout en restant élevé en valeur absolue, 8% par an contre 2.6% dans le reste du pays. Cette évolution s'explique par deux facteurs :

- Une croissance démographique plus forte qu'en métropole, avec une tendance à la décohabitation entre générations, qui augmente le nombre de foyers. De 1992 à 1998, le nombre d'abonnés domestiques a crû en moyenne de 3.5% par an, expliquant la moitié de l'évolution observée.
- L'augmentation de la consommation par abonné, du fait d'un rattrapage de l'équipement électroménager par rapport à la métropole, et du développement de la climatisation. La consommation moyenne par client domestique reste inférieure à celle de la France métropolitaine (en 1998, 4260 kWh contre 5000), mais moins qu'il n'y paraît car celle-ci inclut les consommations dues au chauffage électrique.

Dans les prévisions d'EDF, la consommation devrait continuer à augmenter beaucoup plus vite dans les DOM que dans le reste du pays, de 4.7% par an sur la période 1998-2005 (1.5% en métropole), puis 3.3% sur 2005-2010 (1.3% en métropole).

En Corse, l'évolution de la consommation est proche de celle observée dans les zones comparables de France continentale.

IV.A.1.2 Des déficits en augmentation rapide

Pour les DOM, les pertes d'exploitation d'EDF sont passées de 58 MF en 1976 à 783 MF en 1982, après alignement complet des tarifs sur la métropole, puis à 1.2 milliards de F en 1988, et près de 2 milliards en 1998. En Corse, le déficit s'est élevé à 461 MF l'an dernier, soit une perte par kWh identique à celle constatée dans les DOM.

Le déficit total a donc atteint 2.4 milliards de F en 1998.

Jusqu'aujourd'hui, ces pertes ont été implicitement péréquées dans les comptes d'EDF, et donc financées par les autres catégories d'usagers. L'établissement indique que le déficit provient pour l'essentiel de l'activité de **production**, les performances de la distribution n'étant pas selon lui significativement différentes de la moyenne nationale.

IV.A.1.3 Des surcoûts de production élevés

Du fait de l'isolement géographique et de la relativement faible superficie des territoires non connectés, les techniques de production ne peuvent être identiques à celles de la métropole et sont généralement beaucoup plus coûteuses.

Compte tenu de la géographie de ces zones, EDF gère aujourd'hui huit sous-systèmes distincts : Corse, Réunion, Guadeloupe avec les îles proches (Marie Galante, Désirade et Saintes), Saint Barthélémy, Saint Martin, Martinique, Guyane et Saint Pierre et Miquelon).

Chacun de ces systèmes doit disposer des capacités lui permettant de faire face non seulement aux pointes, mais aussi aux défaillances et aux indisponibilités pour entretien.

Comme les puissances appelées dans chaque système sont faibles, les unités de production sont de taille beaucoup plus réduite qu'en métropole continentale, de l'ordre de 20 MW en moyenne, soit dans un rapport de 1 à 70 avec les centrales nucléaires N4.

Du fait de cet effet de taille, les modes de production sont différents : le nucléaire est bien sûr exclu, mais aussi le gaz naturel (le coût de terminaux de gazéification de GNL importé serait trop important pour la taille du marché). Les ressources disponibles sont donc les combustibles pétroliers, le charbon et les énergies renouvelables : hydraulique, éolien, géothermie, biomasse et photovoltaïque.

Dans les DOM, 75% de l'électricité est aujourd'hui produite à partir de fuel, avec un coût de l'ordre de 75 centimes par kWh, alors qu'en France continentale, plus de 75% provient de centrales nucléaires, pour un coût inférieur à 20 centimes. Il n'est pas étonnant dans ces conditions que les coûts moyens de production soient très élevés, atteignant selon EDF 69 centimes par kWh, soit 42 centimes de plus qu'en métropole.

Les autres moyens de production couramment utilisés sont l'hydraulique, en Guyane et à la Réunion (18% du total, pour 46 centimes par kWh), et les centrales "bagasse-charbon" en Guadeloupe et à la Réunion (2% du total, 39 centimes/kWh). Ces dernières, qui valorisent un sous-produit de la canne à sucre, peuvent donc être considérées comme une solution performante dans le contexte des DOM.

Selon EDF, d'autres facteurs techniques contribuent à augmenter les coûts de production : corrosion des matériels, pointes de consommation plus modulées qu'en métropole, maintenance plus coûteuse du fait de l'éloignement.

En Corse, la production est assurée pour 53% à partir de groupes diesel, 25% d'hydraulique et 22% d'achat à des tiers. Le coût moyen de production est de 53 centimes par kWh, soit environ le double du prix sur le continent.

Dans un autre domaine, les statistiques d'exploitation mettent en évidence un écart anormalement important entre énergie livrée au réseau, et énergie vendue : alors que cet écart est de l'ordre de 7% en France continentale, il atteint 9% à la Réunion, 10% à la Martinique et en Guyane, 13% à la Guadeloupe et plus de 18% en Corse. Ces chiffres ne peuvent résulter des seules pertes en ligne. Il semble bien qu'ils proviennent d'un pourcentage anormal de factures impayées.

IV.A.1.4 Des incitations à l'accroissement de la consommation d'électricité

La péréquation tarifaire, pratiquée dans un souci de solidarité nationale, a pour effet de diviser environ par deux par rapport à son coût, le prix de l'électricité en Corse et dans les DOM. Il est clair que cela modifie sensiblement le comportement des consommateurs.

Ainsi, si l'électricité était facturée à son vrai coût avant péréquation :

- La consommation serait plus faible, du fait d'une plus forte incitation à réaliser des économies.
- Différents procédés utilisant les énergies renouvelables seraient rentables. C'est le cas notamment des chauffe-eau solaires, qui sont en général une solution moins onéreuse que les chauffe-eau électriques à ce niveau de prix de l'électricité. A

l'inverse, avec des prix alignés sur ceux de France métropolitaine, la situation y devient identique : les énergies nouvelles ne sont pas rentables et les chauffe-eau électriques se développent. De même, la climatisation est favorisée au détriment de l'architecture bioclimatique..

Par ce double effet, le système accroît la consommation de fuel, première source de production d'électricité dans les zones non interconnectées, et contribue donc à accentuer l'effet de serre. Un récent article publié dans la revue "La Recherche" citait les tarifs de l'électricité dans les DOM comme l'une des principales "subventions à la pollution" en France. Une analyse plus fouillée des conséquences négatives des péréquations est donnée en annexe 9.

IV.A.2 Comparaisons internationales (pour mémoire)

La mission n'a pas encore pu se procurer de références satisfaisantes pour les zones non interconnectées, eu égard à leurs caractéristiques particulières (faible taille notamment). En particulier, la mission CGM/IGF plusieurs fois citée n'a examiné que des pays ou provinces d'une dimension comparable à celle de la France continentale.

Compte tenu des pertes observées, il serait pourtant extrêmement utile de disposer rapidement de données sur des zones comparables par la taille, les caractéristiques géographiques (îles) et les conditions climatiques.

Nous reviendrons sur ce point dans nos propositions.

IV.A.3 Les dispositions de la loi

Elles portent principalement sur trois points :

- L'article 2 III prescrit l'alignement des tarifs appliqués dans des zones non raccordées au réseau électrique de France continentale sur ceux de la métropole. Les zones visées sont la Corse, les DOM (Réunion, Guadeloupe, Martinique, Guyane), Saint-Martin, Saint-Barthélemy et Saint-Pierre et Miquelon. Mayotte et les TOM ne sont pas concernés, aucune disposition expresse ne prévoyant l'extension de la loi à ces collectivités et territoires.
- Les sommes à considérer comme charges du service public de production sont définies dans l'article 5-2°. Ce sont les surcoûts de production qui, **en raison des particularités du parc de production** dans les zones non raccordées, ne sont pas couverts par la **part relative à la production dans les tarifs de vente** aux clients non éligibles (plafonds de prix pour les clients éligibles). Le même article prévoit que les producteurs qui supportent les surcoûts de production dans les zones dont il s'agit, doivent tenir une "**comptabilité appropriée**" de leurs charges. Cette comptabilité "*est contrôlée à leurs frais par un organisme indépendant agréé par la CRE*".
- L'article 5 précise également les modalités de répartition de ces charges entre les différents producteurs ou importateurs fournissant des clients installés en France. Elles seront compensées "**au prorata du nombre de kWh livrés**" par

l'intermédiaire du nouveau "fonds du service public de la production", géré par la Caisse des dépôts et consignations.

IV.A.4 Effets socio-économiques

Bien que considérées comme des charges de service public de production, et relevant de ce fait du fonds de service public de la production d'électricité, les dispositions de la loi concernant les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental ont des effets socio-économiques de même nature que celles qui concernent la péréquation tarifaire sur le territoire métropolitain continental, et la même analyse, développée dans l'annexe 9, s'applique.

La connaissance des écarts de coûts de production de l'électricité, ainsi que les données disponibles sur les budgets des familles à partir des enquêtes de l'INSEE (uniquement pour les trois régions antillaises), permettent d'évaluer le coût d'efficacité de la péréquation tarifaire et d'apprécier son caractère redistributif.

Le calcul effectué, qui résulte d'une approche macro-économique et non pas microéconomique, confirme toutefois l'importance de la perte d'efficacité économique entraînée par la péréquation. Pour un transfert financier opéré entre les ménages métropolitains continentaux et les ménages antillais de l'ordre de 880 millions de F, le coût d'efficacité peut être évalué dans une fourchette allant de 207 à 310 millions de F, soit de 23,5 à 35,2% du montant redistribué. Bien que l'on ne dispose pas d'élément de comparaison sur le coût d'autres politiques redistributives, ce dernier apparaît élevé. On peut en effet raisonnablement penser que des politiques mieux ciblées permettraient d'atteindre le même objectif à un coût sensiblement moindre.

La péréquation tarifaire a néanmoins un caractère redistributif, puisqu'elle bénéficie à des ménages qui ont un niveau de vie inférieur au niveau de vie français moyen. Mais l'écart n'est pas très important (15% en moyenne, d'après le montant de la consommation moyenne par unité de consommation). Si l'on tient compte du « coût de la vie », qui est estimé plus élevé de 15% dans ces territoires, l'écart effectif de niveau de vie serait de l'ordre de 30%. En appliquant des critères usuels de redistribution, la péréquation tarifaire passerait juste le test de l'efficacité collective. Ceci ne signifie pas pour autant qu'il ne faut pas rechercher les moyens, notamment en favorisant les économies d'énergie, de réduire le coût économique de la péréquation.

IV.A.5 Propositions

Le principe de compenser, au nom de la solidarité nationale, les surcoûts de production au bénéfice des consommateurs des territoires concernés, relève d'une décision politique, déjà appliquée aujourd'hui, et réaffirmée par la nouvelle loi.

La mise en œuvre de cette décision devra être conçue de manière à permettre d'en maîtriser le coût pour la collectivité nationale, tout en évitant qu'elle n'entraîne des conséquences contraires à la politique énergétique du pays. Pour cela, il conviendra notamment de :

- Mettre en place une "comptabilité appropriée" des coûts de production dans les zones non interconnectées.

- Calculer avec précision les surcoûts de production, et les répartir suivant une clé équitable.
- Optimiser le choix des moyens de production nécessaires dans l'avenir.
- Veiller à une bonne maîtrise de la consommation d'énergie, en compensant autant que possible les effets induits par un prix de l'électricité inférieur de moitié à son prix de revient.

IV.A.5.1 Mise en place d'une "comptabilité appropriée" et contrôle

Les caractéristiques générales de cette comptabilité devront certainement être définies par la CRE, le libellé de la loi ne faisant référence à aucune catégorie préexistante. L'objectif étant de retracer de façon exhaustive et vérifiable les coûts de production, une comptabilité d'entreprise classique paraît a priori adaptée.

Sur ce point, EDF a anticipé sur les obligations de la loi, et prévu de tenir à compter de l'exercice 2000 une comptabilité distincte pour la partie "production" dans les zones non interconnectées. A partir de l'an prochain, il devrait donc être possible de disposer d'un compte d'exploitation et d'un bilan propres aux entités de production concernées.

Le point principal sur lequel la CRE devra expertiser ce système comptable concerne sans doute les conditions de répartition des charges communes des trois niveaux de l'organisation générale d'EDF. Celles-ci représentent 15% des coûts de production dans les DOM et atteignent 22% en Corse. On peut prévoir que les concurrents appelés à cofinancer le fonds de compensation trouveront par principe que les coûts affectés à ces zones sont trop importants, et soupçonneront EDF de lui faire supporter des charges indues.

Il est proposé que le moment venu, la CRE passe un appel d'offres pour retenir un ou plusieurs cabinets conseil, chargés d'expertiser la pertinence des outils comptables mis en place au 1^{er} janvier 2000.

La deuxième fonction prévue par la loi est le contrôle de cette comptabilité. Cela ne pose pas de questions particulières de méthodes. Il faudra effectuer une analyse annuelle des comptes de production d'EDF dans ces zones, sans doute de façon exhaustive dans un premier temps (une fois le système rodé, il serait envisageable dans une logique d'économie de ne pas vérifier l'ensemble des coûts de chaque centre chaque année). Ce contrôle devrait, dans ses méthodes, fonctionner comme celui d'un commissaire aux comptes d'entreprise, avec les mêmes objectifs de sincérité, de régularité et d'exhaustivité.

Il appartiendra à la CRE de définir le niveau de détail souhaité pour ces contrôles. En termes opérationnels, la solution la plus expédiente est sans doute le recours, par appel d'offre, à un cabinet de commissariat aux comptes, aucun organisme public ne paraissant naturellement à même de remplir cette fonction.

IV.A.5.2 Mode de calcul et de répartition des surcoûts de production

a)- Les surcoûts comptables qui seront mis en évidence par l'analyse décrite au paragraphe précédent, ne correspondent pas automatiquement aux sommes à compenser dans le cadre du fonds.

En effet, il convient de lui imputer les seules charges provenant de **facteurs économiques objectifs**, et non celles qui pourraient résulter, par exemple, de choix non optimaux d'outils de production. La rédaction de l'article 5 -2° fonde en droit ce principe : il est fait référence aux surcoûts « en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones ».

De même, il faudra examiner **l'organisation et les conditions de gestion de la production**. Il n'y a pas, là non plus, de raison de faire supporter, par exemple, au fonds de compensation des coûts qui seraient exorbitants par rapport à la réglementation en vigueur et à l'environnement local.

Afin de préciser ces points, il est proposé de se fonder sur une analyse comparative des conditions de production dans des zones comparables par la dimension, les conditions climatiques, etc. EDF n'a pu jusqu'à aujourd'hui remettre à la mission des éléments très précis sur cette question. Dans ces conditions, il serait utile qu'un tel "benchmarking" soit effectué pour le compte de la CRE par un organisme indépendant choisi par appel d'offres.

Les pertes anormales constatées entre énergie produite et énergie livrée n'ont pas vocation non plus à entrer dans la péréquation, l'objet de la loi étant seulement que les usagers payent le même tarif sur l'ensemble du territoire national. Il convient en outre de ne pas déresponsabiliser les échelons locaux de distribution. Il est donc proposé que les surcoûts de production à compenser soient calculés sur la base de l'énergie vendue, augmentée d'un coefficient de perte technique identique à celui observé en France continentale.

b)- Après calcul des surcoûts de production, il conviendra de les ventiler convenablement entre les différents opérateurs concernés. En ce qui concerne les modalités de cette compensation, la part d'usagers industriels dans les DOM est beaucoup plus faible qu'en métropole : les clients aux tarifs dits "vert" et "jaune " ne représentent que 37% de l'énergie vendue, contre plus de 60% en métropole.

Une compensation uniformisée sur l'ensemble des kWh livrés en France conduirait donc à un transfert important au détriment de l'industrie, avec des sommes totales à répartir certainement supérieures à 2 milliards de francs.

Une répartition des charges par grande catégorie de tarifs apparaît plus équitable. En effet, la doctrine traditionnelle de l'égalité de traitement dans les services publics est fondée sur la comparaison des conditions des usagers **placés dans des situations comparables**.

Il est donc proposé que la compensation soit effectuée séparément pour les tarifs vert, jaune et bleu, au prorata des kWh au sein de chaque tarif. Une telle formule ne semble pas incompatible avec la loi, qui indique seulement que la répartition s'effectuera "*au prorata du nombre de kWh livrés*", sans autre précision.

IV.A.5.3 Optimiser les investissements de production

La forte croissance de la demande conduit à augmenter les moyens de production. EDF prévoit de nouveaux équipements à l'horizon 2003 pour La Réunion et la Guadeloupe, 2005 pour la Martinique.

L'établissement détient aujourd'hui le même monopole qu'en France métropolitaine, mais s'il s'est acquis une solide réputation au plan international pour les équipements de production de grande taille, son expérience est réduite pour des territoires d'une dimension

limitée, où les moyens de masse sont inadaptés. En outre, il n'est pas certain que les méthodes utilisées en métropole soient adaptées à la gestion des territoires d'Outre-Mer et de la Corse.

Il est difficile de porter sans examen approfondi et contradictoire un jugement sur la qualité de la gestion et les responsabilités éventuelles, mais on notera l'augmentation considérable de la consommation d'électricité au cours des dernières années, le tropisme en matière d'investissement dans les groupes diesel, et la faible part des énergies renouvelables.

Pour l'avenir, il s'agit davantage de mettre en œuvre une politique énergétique globale efficace, plutôt que de se borner à faire face à l'accroissement de la demande d'électricité. La difficulté est d'autant plus grande que le signal tarifaire n'oriente pas convenablement les choix des consommateurs.

C'est pourquoi il paraît souhaitable de faire appel le plus largement possible à l'imagination et au savoir-faire de ceux qui pourraient avoir l'expérience de situations comparables, pour déterminer les moyens les moins coûteux à réunir pour satisfaire les besoins des populations concernées : économies d'énergie ? récupération de déchets (comme la bagasse à la Réunion)? énergie solaire et éolienne ? production d'électricité à partir de charbon ?

Les producteurs indépendants d'électricité bénéficient d'ores et déjà de tarifs spécifiques à chaque DOM et à la Corse, plus élevés qu'en France continentale. Ils comportent des barèmes dits "majorés" distinguant l'hydraulique, l'éolien et les autres énergies renouvelables, mais les prix de reprise calculés sur la base de 98% des tarifs de vente restent insuffisants au regard du problème à résoudre. En effet, pour éviter les fraudes, le prix d'achat du courant ne peut être supérieur à son prix de vente. Cela limite la portée du système et rend nécessaire des mesures complémentaires.

Dans la mesure où il est peu probable que les solutions localement adaptées à la situation particulière des DOM et de la Corse puissent émerger spontanément, **il est proposé que les investissements de production dans les DOM et la Corse s'effectuent par l'intermédiaire d'appels d'offres en vertu de l'article 8 de la loi.** EDF pourrait faire ses propositions en concurrence avec d'autres compétiteurs

Les capacités financières de l'ADEME et de la région devraient être au préalable mobilisées pour mettre en place des aides permettant de corriger, au moins partiellement, le signal tarifaire dévoyé. Le bénéfice de certaines de ces aides pourrait figurer dans les cahiers des charges des appels d'offres.

En ce qui concerne spécifiquement la Corse, qui est déjà interconnectée avec la Sardaigne, la méthode la plus évidente pour diminuer les coûts de revient de l'électricité serait de réaliser une interconnexion avec le réseau métropolitain. L'étude de cette alternative à la construction d'outils de production locaux devrait être relancée.

IV.A.5.4 Maîtriser la consommation d'électricité

Les dispositions suivantes peuvent en particulier être envisagées :

- **Aider les investissements de maîtrise de l'énergie par des subventions ou des avantages fiscaux**, de manière à aligner leur temps de retour sur leur valeur économique réelle. Peuvent être concernés à la fois des équipements de production électrique (photovoltaïque, éolien...), des matériels économes en énergie (lampes à basse consommation), les chauffe-eau solaires, etc. Aujourd'hui, les principales aides proviennent des dispositions fiscales de la "loi Pons", mais elles n'ont pas permis de réaliser tous les investissements nécessaires et, de plus, ce système a été récemment revu à la baisse.
- **Encourager la construction de bâtiments économes en énergie**. Il convient en particulier d'éviter le recours systématique à la climatisation, qui est l'un des principaux facteurs d'augmentation des consommations, engendré par le bas prix de l'électricité. Outre les incitations financières, il peut être imaginé de mettre en place une réglementation spécifique, adaptée aux conditions locales. Une coopération sur ce point avec des pays ou régions dotés d'un climat semblable est certainement à recommander.

IV.B Les obligations d'achat

L'article 5 I 1° de la loi fixe deux types d'obligations d'achat pour EDF ou, le cas échéant, les distributeurs non nationalisés. Il s'agit de l'électricité produite :

- Par les installations retenues à l'issue des appels d'offres prévus à l'article 8. Ceux-ci peuvent être lancés par le ministre chargé de l'énergie lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements.
- A partir de certaines sources d'énergie ou techniques performantes définies à l'article 10 : déchets ménagers, énergies renouvelables, cogénération.

Les enjeux financiers liés à ces obligations sont considérables : Pour les seules dispositions de l'article 10, EDF estime que le coût pourrait atteindre 8 milliards de francs pour l'année 2001. Le sujet a donc fait l'objet d'une analyse particulièrement approfondie, qui comporte certains aspects techniques. Ces développements sont présentés dans l'annexe 10.

Nous ne reprendrons ici que les grandes lignes de l'argumentation et les principales conclusions, en renvoyant à l'annexe pour plus de précisions.

IV.B.1 La situation actuelle

IV.B.1.1 L'obligation d'achat proprement dite

Le dispositif existant résulte de plusieurs évolutions successives.

a) L'obligation d'achat a historiquement été introduite comme **contrepartie du monopole**. EDF étant seul autorisé (avec les DNN) à vendre de l'électricité, il avait par conséquent l'obligation de racheter l'énergie fabriquée par les producteurs qui n'avaient pas été nationalisés. La loi du 8 avril 1946 modifiée par la loi du 2 août 1949 prévoit dans son article 8 deux catégories d'installations concernées :

- Celles visées au 3° alinéa, qui sont explicitement exclues de la nationalisation : entreprises ayant produit en moyenne moins de 12 GWh en 1942 et 1943 ; installations d'une puissance installée inférieure à 8000 kVA réalisées par des entreprises ou des particuliers ; équipements récupérant la chaleur des fumées ou des énergies résiduelles, notamment "l'utilisation subsidiaire (...) de vapeur produite pour les besoins de fabrication" (cogénération).
- Celles du 4° alinéa, réalisées par des entreprises ou collectivités pour leurs propres besoins ("autoproduction") qui doivent faire l'objet d'une autorisation ministérielle.

Le décret du 20 mai 1955 a introduit pour EDF l'obligation d'accueillir sur ses réseaux l'électricité produite par ces installations, ainsi qu'une obligation d'achat. Cette dernière obligation était permanente pour les entreprises ayant produit moins de 12 GWh en 1942 et 1943, mais pouvait être suspendue pour les autres producteurs, au cas où les moyens de production deviendraient suffisants par rapport à la demande.

La liste du 3° alinéa précité a été ultérieurement complétée par la loi du 15 juillet 1980, qui a ajouté les installations réalisées par les collectivités locales pour alimenter un réseau de chaleur, pour la valorisation calorifique de déchets ou pour la production hydraulique de moins de 8000 kVA.

b) Le système qui vient d'être décrit a été profondément remanié dans les années 90. Extrapolant la forte augmentation de la consommation d'électricité observée au début de cette période, EDF avait programmé la construction de nouveaux outils de production de pointe, en l'occurrence des turbines à combustion. Parallèlement, des contrats d'achat d'énergie de pointe aux producteurs autonomes (contrats dits "**appel modulable**") avaient été autorisés par les Pouvoirs publics. Ces contrats, qui trouvaient une rentabilité satisfaisante du fait de la structure des tarifs d'EDF, ont eu le plus grand succès, et ont entraîné la réalisation de nombreux groupes Diesel.

Quelques années plus tard, en 1993, considérant qu'en définitive la croissance de la demande serait plus faible qu'envisagé initialement, et extrapolant l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire constatée à l'époque, EDF a renoncé à construire les deux tiers des équipements prévus, et annoncé l'existence de surcapacités durables. Il a, de ce fait, demandé la révision en forte baisse des contrats "appel modulable", voire la suppression totale de l'obligation d'achat, suscitant un fort mécontentement de la part des producteurs indépendants.

En définitive, après de longues discussions, un décret du 20 décembre 1994, modifiant le décret de 1955, a introduit les dispositions suivantes :

- L'obligation d'achat devenait "permanente" pour de nouveaux types d'équipements : installations de cogénération aux performances supérieures à des seuils fixés par arrêté ; production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de déchets.
- Pour les autres installations, il devenait possible de suspendre l'obligation d'achat non plus seulement globalement, mais aussi pour une durée limitée, pour tout ou partie du territoire national, éventuellement pour certaines catégories d'outils de production (base, semi-base ou pointe).

L'arrêté du 23 janvier 1995 pris en application de ce décret suspendait pour trois ans l'obligation d'achat, sauf en ce qui concerne les installations pour lesquelles l'obligation avait été rendue permanente. L'arrêté du 20 janvier 1998 a introduit une suspension supplémentaire de trois ans, en introduisant deux nouvelles exceptions : les installations permettant d'alimenter des sites isolés non raccordés au réseau public de distribution, et les installations ayant obtenu les autorisations administratives requises avant la publication de l'arrêté de janvier 1995.

IV.B.1.2 Effets de l'obligation d'achat

Dans l'ensemble, le cadre légal de l'obligation d'achat n'était pas spécialement favorable, et, du fait du niveau plutôt bas des prix de l'électricité en France, la production indépendante avait plus de peine à être rentable que dans d'autres pays.

De plus, pendant des années, EDF a cherché par diverses dispositions à préserver sa position de producteur dominant appuyé sur le monopole de la commercialisation. On peut notamment citer :

- **Un prix d'achat de l'électricité faible par rapport aux tarifs de vente**, justifié, selon EDF, par la non garantie de la fourniture de chaque producteur pris individuellement, sans tenir compte du foisonnement de leur fourniture avec celle des autres producteurs et avec celles des clients.
- **Des tarifs courte utilisation coûteux**. Ces tarifs sont difficiles à apprécier et comportent donc une part d'arbitraire. Cette part a toujours été utilisée dans un sens dissuasif à l'égard des producteurs indépendants.
- **Des pénalités très élevées** en cas de non-respect des engagements de fourniture, sans commune mesure avec la réalité du préjudice réellement subi par EDF dans ces situations.

Dans un certain nombre de cas, EDF a compensé à l'éventuel promoteur le bénéfice actualisé que pouvait procurer une installation de production autonome en projet, pour en empêcher la réalisation. Ces dernières années, l'établissement avait trouvé dans le suréquipement de son parc de production une nouvelle justification pour dissuader le développement de la production décentralisée d'électricité.

Quels sont les moyens de production qui ont ainsi été écartés du marché ?

Peut-être quelques centrales hydrauliques supplémentaires auraient-elles pu être construites, mais de faible puissance compte tenu du seuil fixé par la loi. En outre, les sites favorables sont équipés depuis longtemps et les exigences en matière d'insertion dans l'environnement rendent les projets nouveaux de plus en plus difficiles à réaliser et de moins en moins rentables.

Par ailleurs, malgré les progrès réalisés notamment en matière d'énergie éolienne, les énergies renouvelables ont toujours été loin de toute rentabilité économique en France métropolitaine (la situation étant différente dans les DOM).

Ce qui a été freiné, c'est pour l'essentiel la production d'électricité associée à de la production de vapeur, autrement dit la cogénération, ainsi que la valorisation sous forme d'électricité de certains sous-produits fatals. En effet, EDF a toujours considéré que son métier était de vendre de l'électricité et non d'autres produits énergétiques, et il a cherché à dissuader, comme il a été rappelé plus haut, toute production d'électricité qui n'était pas la sienne. Dans le cas de la cogénération, c'est le producteur de vapeur qui est subsidiairement

producteur d'électricité, et EDF ne s'est traditionnellement intéressé à la production de vapeur que quand elle était assurée par des chaudières électriques.

Dans ce contexte, en 1999, la part de la cogénération dans la production totale d'électricité s'élevait en France à environ 3% contre 10% en Allemagne, et plus de 30% aux Pays-Bas, en Finlande et au Danemark.

Ce constat a amené les pouvoirs publics à mettre en place un dispositif incitatif spécifique.

IV.B.1.3 Les aides à la cogénération

Le dispositif incitatif est fondé sur deux dispositions principales :

- En 1993 ont été mises en place diverses mesures fiscales favorables : amortissement accéléré sur un an, possibilité d'exonération de la taxe professionnelle, exonération de la taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel (TICGN) et de la taxe pour l'Institut français du pétrole (TIFP) pendant 5 ans à partir de la mise en service de l'installation. Ces mesures ont été reconduites en 1996 pour toute mise en service avant le 31 décembre 2000, puis dans la loi de finances pour 2000, pour toute mise en service avant le 31 décembre 2005.
- Le système d'aide le plus important réside dans le contrat type d'achat par EDF de l'électricité produite par les cogénérateurs, mis en place en mars 1997 et réactualisé en mars 1999. Connu sous le nom de "**contrat 97-01**", il offre plusieurs avantages significatifs pour les producteurs. Tout d'abord, il fixe les conditions de rémunération pendant une durée de 12 ans, cohérente avec la durée d'amortissement des installations, donnant ainsi une bonne visibilité aux investissements. Les conditions d'achat ont été fondées sur le coût moyen de production d'électricité d'un cycle combiné au gaz de 650 MW et sont partiellement indexées sur le prix du gaz. Les tarifs intègrent une rémunération pour les économies de réseau, et une majoration peut être appliquée pour encourager les installations les plus performantes énergétiquement.

Ces dispositions se sont avérées globalement très efficaces : avant la mise en place des contrats 97-01, la puissance installée de production électrique par cogénération représentait seulement 3000 MW ; les certificats de conformité délivrés depuis cette date représentent une puissance totale de l'ordre de 5500 MW supplémentaires. Cependant, celle-ci ne sera sans doute pas réalisée en totalité. Le club cogénération de l'ATEE estime la puissance des installations qui seront effectivement construites à environ 3000 MW.

Mais le système s'avère aussi très coûteux pour EDF, avec un prix moyen de reprise du kWh d'environ 31 centimes au départ, et 34 centimes aujourd'hui, compte tenu de l'indexation sur le prix du gaz. Bien que ce prix corresponde à une moyenne pour des installations ayant des durées de fonctionnement très différentes, on peut considérer que les cogénérations sont fortement subventionnées, alors que leur développement dans le monde montre qu'elles peuvent être rentables, sans besoin d'aides particulières. Cela ne veut pas dire que toutes les installations sont rentables, quelle que soit leur taille. Comme dans le cas de n'importe quel équipement industriel, le coût de production de l'électricité par cogénération est d'autant plus bas, toutes choses égales par ailleurs, que l'installation est plus grande. En dessous d'une certaine capacité, l'installation n'est plus rentable, mais il n'y a pas de raison pour autant de la subventionner. Les seules petites cogénérations qu'il serait envisageable d'encourager

financièrement seraient celles d'une technologie nouvelle dont on pourrait penser qu'elles sont susceptibles d'atteindre la rentabilité à moyen terme.

Alors que le contexte précédent freinait le développement spontané de cette filière, le dispositif 97-01 a donc conduit à sur-corriger la situation en subventionnant les investissements certainement très au delà de leur strict intérêt économique et énergétique, dans un contexte où l'accroissement de la capacité de production d'électricité n'apparaissait pas spécialement nécessaire.

IV.B.1.4 Les appels d'offres pour la production éolienne

Afin de promouvoir la production éolienne dont le développement restait faible dans notre pays, les Pouvoirs publics ont lancé un programme original dénommé "Eole 2005". Il vise à doter la France d'une capacité éolienne de 250 à 500 MW à l'horizon 2005, à rendre la filière économiquement compétitive et à contribuer à l'émergence d'une industrie éolienne française.

Le mécanisme retenu est un **appel à propositions**. Les projets sont sélectionnés en fonction du prix d'achat proposé par le contractant, de manière à faire émerger les projets les plus performants. Les contractants disposent ensuite de trois ans pour réaliser leur projet.

Un premier appel à propositions pour 50 MW s'est traduit en 1997 par la sélection de 20 projets d'une capacité totale de 77,5 MW.

Une première tranche du deuxième appel à propositions, réservée à la Corse et aux DOM, a permis la sélection de 11 projets d'une capacité totale de 47,8 MW (pour 25 MW proposés).

La deuxième tranche de ce deuxième appel, réservée à la France continentale, portait sur une capacité de 75 MW. EDF a reçu des propositions pour des quantités bien supérieures. Une première liste de 21 projets de parcs éoliens, représentant ensemble 200 MW, a été retenue en octobre 99, et cinq projets supplémentaires d'une puissance totale de 70 MW sont en cours d'examen.

La première éolienne de forte puissance (750 KW) de conception et de fabrication française a été inaugurée cette année dans le Pas-de-Calais. Cette machine complète l'offre française qui comportait déjà des machines de petite et moyenne puissance adaptées aux conditions difficiles. Suite au premier appel à propositions EOLE 2005, celles-ci équipent les parcs de Petit-canal et de Petite-Place à la Guadeloupe.

Le Gouvernement a demandé à EDF de lancer avant la fin de l'année 1999 un nouvel appel à proposition pour une puissance d'au moins 100 MW.

Le programme Eole 2005 a permis une baisse significative du coût de l'électricité d'origine éolienne. Ainsi, le prix moyen d'achat proposé par les promoteurs des 21 projets retenus par EDF est inférieur de 13% à celui du premier appel à proposition (34 cF/kWh au lieu de 38). Pour 2005, les prévisions de production sont de 1,25 TWh pour un prix moyen de 31 cF/kWh.

Ces prix, qui intègrent déjà diverses subventions (ADEME, conseils régionaux, conseils généraux...), restent significativement plus élevés que le coût moyen de production d'EDF en

métropole. En revanche, l'électricité éolienne peut d'ores et déjà constituer une solution attractive économiquement dans les DOM et en Corse, à condition de mener dans ces territoires une politique énergétique globalement cohérente.

IV.B.2 Les dispositions de la loi

La loi clarifie et généralise le dispositif existant, en distinguant les obligations d'achat à caractère général, pour l'électricité produite à partir de certaines énergies ou techniques (article 10), et celles consécutives à la passation d'appels d'offres (article 8). L'article 5 1° précise les modalités de calcul et de répartition des charges de service public correspondantes. Enfin, l'article 48 traite le cas des "coûts échoués" liés aux contrats "appel modulable" qui ont été présentés au IV.B.1.1 ci-dessus.

IV.B.2.1 Les obligations d'achat à caractère général

L'article 10 fait bénéficier de cette disposition deux catégories d'équipements :

- "Les installations qui valorisent les **déchets ménagers** ou assimilés mentionnés aux articles L.2224-13 et L.2224-14 du code général des collectivités territoriales ou qui visent l'alimentation d'un **réseau de chaleur** ". Il s'agit des équipements visés précédemment par l'article 8, 3^{ème} alinéa 6° de la loi de 1946 modifiée par la loi du 15 juillet 1980.
- "Les installations dont la puissance n'excède pas 12 MW qui utilisent des **énergies renouvelables** ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la **cogénération**". Cela correspond mutatis mutandis aux équipements bénéficiant d'une obligation d'achat "permanente", selon l'article 1 § 2° et 3° du décret du 20 décembre 1994. Toutefois, le nouveau texte introduit une **limite de puissance** qui sera fixée par décret en Conseil d'Etat, pour chaque catégorie d'installation.
Il est précisé que "ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité". En outre, sous réserve des contrats en cours, l'obligation d'achat peut être suspendue de manière totale ou partielle, si elle ne répond plus aux plus aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, ce qui est une reformulation de la disposition similaire du décret du 20 mai 1955.

IV.B.2.2 Les appels d'offres

L'article 8 prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut recourir à cette procédure, lorsque "les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations".

Lorsqu'ils ne sont pas eux mêmes retenus, EDF ou, le cas échéant, les DNN concernés, sont tenus de conclure des contrats d'achat d'électricité avec les candidats retenus, dans les conditions fixées par l'appel d'offres, en tenant compte de son résultat.

Cette procédure consiste à généraliser, après l'avoir, le cas échéant, améliorée, en fonction des résultats qu'elle aura permis d'obtenir, celle qui a été mise en œuvre pour le programme EOLE 2005 (cf. paragraphe IV.B.1.4 ci-dessus), où l'appel d'offres a porté sur une technique particulière, la production éolienne, éventuellement pour une zone géographique déterminée (la Corse et les DOM pour la première tranche du deuxième appel).

IV.B.2.3 Calcul et répartition des charges de service public

L'article 5 I 1° indique que les charges de service public comprennent les surcoûts résultant "le cas échéant" des contrats liés aux obligations d'achat. L'article 10 prescrit que les tarifs d'achat prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par EDF et les DNN.

En prescrivant la prise en compte des coûts évités, la loi vise à donner une base objective aux tarifs d'achat, même si l'évaluation de ces coûts nécessite des hypothèses qui peuvent toujours être discutées. Tout dépassement des valeurs ainsi calculées a un caractère de subvention, et c'est seulement cette-dernière qui peut faire l'objet d'une compensation dans le cadre du fonds.

Pour les obligations d'achat à caractère général de l'article 10, la loi limite la possibilité d'accorder des subventions via le niveau du tarif d'achat : comme on l'a vu, le prix d'achat doit prendre en compte les coûts évités. En revanche, le texte est beaucoup plus ouvert pour les appels d'offres de l'article 8, qui prévoit seulement que le prix d'achat doit correspondre aux "conditions fixées par l'appel d'offres" et son résultat.

En ce qui concerne les modalités de compensation des charges de service public liées aux obligations d'achat, elles sont identiques à celles relatives aux autres charges de production : les surcoûts seront répartis entre les différents producteurs ou importateurs fournissant des clients installés en France, "au prorata du nombre de kWh livrés", par l'intermédiaire du nouveau "fonds du service public de la production", géré par la Caisse des dépôts et consignations.

IV.B.2.4 Les coûts échoués

L'article 48 de la loi rattache au dispositif de compensation des charges de service public de production les charges dites de "**coûts échoués**". Celles-ci résultent d'engagements pris par les entreprises électriques à la demande des Pouvoirs publics, avant l'entrée en vigueur de la directive européenne sur l'électricité, le 19 février 1997.

La loi ne prévoit qu'une seule catégorie de "coûts échoués" : il s'agit des charges liées aux contrats de type "appel modulable" passés il y a quelques années par EDF avec des producteurs autonomes de pointe (cf. § IV.B.1.1 ci-dessus).

En effet, l'arrêté du 20 janvier 1998 a maintenu l'obligation d'achat d'EDF pour les installations (groupes Diesel en général) bénéficiant de ce type de contrats, à condition qu'elles aient obtenu les autorisations administratives requises avant la publication de l'arrêté du 23 janvier 1995, suspendant cette obligation d'achat.

IV.B.3 : Aspects économiques

Deux justifications économiques principales peuvent être invoquées à l'appui des obligations d'achat relatives aux filières énergétiques ou sources d'énergie que la loi prévoit de promouvoir⁶. La première relève de la théorie dite des « industries naissantes » : il s'agit d'aider temporairement des activités ou des techniques qui, pour des raisons diverses (effets de taille ou obstacles institutionnels mis à leur développement), n'ont pas encore trouvé leur place sur le marché mais dont la rentabilité apparaît assurée. C'est en particulier le cas de la cogénération, qui occupe dans les autres pays européens une place beaucoup plus importante qu'en France.

La seconde justification est l'existence d'effets externes, que le recours à de nouvelles filières et notamment aux énergies renouvelables permet d'éviter. Parmi ces filières, certaines peuvent atteindre à terme le cap de la rentabilité commerciale, et l'aide peut n'avoir qu'un caractère temporaire.

Pour d'autres, la rentabilité commerciale ne paraît pas envisageable dans une perspective proche mais l'importance des effets externes évités justifie une aide durable. Celle-ci représente en quelque sorte une forme d'internalisation de l'externalité, laquelle peut se trouver pérennisée par un dispositif fiscal ou l'institution d'un marché de permis négociables. C'est ainsi que l'on peut actuellement envisager la mise en œuvre par les pays industrialisés du Protocole de Kyoto sur l'effet de serre.

L'annexe 5 récapitule diverses valorisations des principales externalités de la production et de la consommation d'énergie, soit évaluation monétaire des dommages provoqués, soit estimation du niveau de taxe à instituer ou simulation du prix d'équilibre d'un marché de permis (cas en particulier de l'effet de serre). Les montants obtenus sont importants, notamment pour certaines filières actuelles comme le charbon, et peuvent représenter une proportion importante du coût direct de production.

Sur le moyen-long terme, en ne considérant que les filières susceptibles de se développer, c'est l'externalité « effet de serre » qui apparaît être la plus contraignante. Pour la filière fossile la plus performante (turbine à gaz à cycle combiné), l'impact de l'internalisation de l'effet de serre serait, dans l'hypothèse la plus favorable⁷, de 5c/kWh en 2010 et 11c/kWh en 2020.

IV.B.4 Propositions

Celles –ci portent sur trois points : la pratique des appels d'offres de l'article 8, pour promouvoir des équipements qui ne se développent pas spontanément autant que le souhaitent les Pouvoirs publics ; les conditions d'éligibilité aux obligations d'achat prévues à l'article 10 ; la fixation des tarifs d'achat et le calcul des coûts évités.

Nous nous limiterons pour l'essentiel aux conclusions, en renvoyant à l'annexe 10 pour une argumentation détaillée.

IV.B.4.1 Promotion de solutions énergétiques performantes par les appels d'offres de l'article 8

⁶ Sans compter des considérations d'indépendance énergétique, ou de nature macro-économique, plus difficiles à quantifier.

⁷ Dans le cas d'un marché de permis négociables entre tous les pays de l'Annexe I.

Certains types de production d'électricité ne se développent pas spontanément, pour l'essentiel parce qu'elles ne sont pas suffisamment rentables selon les conditions de marché ; pour des raisons de politique énergétique (soutien d'une filière émergente, par exemple) ou d'environnement (prise en compte d'avantages qui ne sont pas internalisés dans les prix de revient), le Gouvernement peut souhaiter leur assurer une place suffisante.

L'article 8 de la loi permet, comme on l'a vu, l'organisation d'appels d'offres, pour susciter la réalisation de la quantité souhaitée de ces moyens de production. Cette méthode permet de traduire une volonté politique avec la meilleure efficacité économique et un coût réduit pour la collectivité. En effet, le principe même de l'appel d'offres et la concurrence qu'il induit, permettent de limiter le prix de reprise de l'électricité par EDF au minimum acceptable par les producteurs concernés. En outre, les quantités d'énergie produite par les moyens ainsi sélectionnés seront exactement celles fixées par les Pouvoirs publics dans le cahier des charges de l'appel d'offres.

Pour promouvoir une énergie ou une technique déterminée, ce dispositif apparaît beaucoup plus efficace que celui pratiqué aujourd'hui dans certains cas (cogénération, incinération d'ordures ménagères), comportant une obligation d'achat assortie d'une bonification du prix de l'électricité. Ce dernier système ne permet pas, en effet, de sélectionner les projets en fonction de leur rentabilité, ni de fixer a priori l'importance des moyens que la puissance publique souhaite affecter à un programme donné. Il est seulement possible de réguler à posteriori le nombre de projets, en faisant évoluer le seuil de l'obligation d'achat, ou en la suspendant totalement ou partiellement. De plus, comme nous l'avons vu au paragraphe IVB23 ci-dessus, il n'est pas certain qu'une telle bonification reste possible dans le cadre de l'article 10 de la loi.

Dans ces conditions, il est proposé de recourir exclusivement aux appels d'offres selon l'article 8, pour inciter au développement des techniques ou énergies que le Gouvernement souhaite promouvoir, au-delà de ce qui résulte du fonctionnement naturel du marché.

Bien entendu, les producteurs non retenus lors des appels d'offres pourraient toujours bénéficier des obligations d'achat prévues à l'article 10, avec un prix d'achat de l'électricité calculé en prenant en compte les coûts évités (nous reviendrons sur cette question au paragraphe IV B.4.3 ci-après).

En revanche, il ne serait pas logique qu'une partie des projets soient sélectionnés par l'intermédiaire d'un appel d'offres et qu'une autre partie puisse bénéficier automatiquement de prix bonifiés dans le cadre d'une obligation d'achat. On pourrait en effet craindre que le maintien simultané des deux options ne conduise les producteurs indépendants à se désintéresser des consultations, avec pour effet une augmentation du prix d'achat résultant des appels d'offres. A l'extrême, il serait absurde que l'obligation d'achat garantisse un tarif supérieur à ce qui ressort de la concurrence instaurée par un appel d'offres.

Par ailleurs, quand un mode de production a atteint un stade de maturité économique, les appels d'offres n'ont normalement plus lieu d'être (l'exception serait un mode de production d'électricité rentable, auquel le Gouvernement souhaiterait accorder une place plus importante). Les installations qui ne seraient pas en mesure de trouver des clients susceptibles d'acheter leur production, compte tenu du degré d'ouverture du marché, bénéficieraient toujours de l'obligation d'achat dans les conditions fixées ci-après, avec un prix prenant en compte les coûts évités.

Si nous reprenons les exemples précédents, la production par cogénération devrait relever a priori de cette disposition, tandis que la production éolienne continuerait à être traitée par appels d'offres.

IVB.4.2 Eligibilité aux obligations d'achat de l'article 10 :

Nous avons vu que l'obligation d'achat a été introduite historiquement comme contrepartie au monopole de vente d'électricité. EDF étant seul autorisé (avec les DNN) à vendre de l'électricité, il doit racheter aux producteurs non nationalisés l'électricité qu'ils veulent vendre.

Dés lors que le marché devient concurrentiel, EDF et les DNN ne sont plus les seuls à vendre de l'électricité, et les consommateurs éligibles peuvent choisir librement leurs fournisseurs. **L'obligation de reprise n'a plus lieu d'être à partir du moment où, en pratique, il peut être constaté que la concurrence est suffisamment ouverte.**

Tel est bien le point de vue émis par le Conseil de la Concurrence dans un avis en date du 28 avril 1998 : « L'obligation d'achat de la production autonome pesant sur EDF ayant eu sa justification dans le monopole de vente de l'établissement public, on peut s'interroger sur sa pertinence, dès lors que les producteurs indépendants peuvent vendre directement leur production à leur clientèle. »

Le calcul des conditions de reprise de l'électricité en prenant en compte les coûts évités chez EDF apparaît donc comme une disposition transitoire, jusqu'à ce que les prix des transactions soient fixés par un marché fonctionnant de manière concurrentielle.

L'appréciation du degré concurrentiel d'un marché est difficile. Une condition nécessaire pour celui de l'électricité est que le nombre de clients éligibles soit tel que l'offre des producteurs indépendants trouve une contrepartie. Certes, les autoproducteurs bénéficient de la possibilité de vendre leur production dans leurs maisons mères et filiales, en vertu de l'article 23 de la loi, mais le nombre de cas est limité, et il ne s'agit pas d'un véritable marché. Il faudra en outre s'assurer que les conditions de raccordement, ou les modalités prévues de tarification du transport ne constituent pas des obstacles.

L'obligation d'achat pourrait évoluer en fonction du seuil d'éligibilité. Par exemple, l'obligation pourrait s'appliquer quand la production potentielle d'une installation est inférieure au seuil d'éligibilité. Pour le seuil de 40 GWh retenu jusqu'en février 2000 par la directive européenne, une installation fonctionnant en semi-base (4000 heures par an) bénéficierait de l'obligation d'achat jusqu'à une puissance de 10 MW. La formule pourrait être ajustée en fonction des particularités des outils de production, pour garantir au producteur l'existence d'un nombre suffisant de clients éligibles susceptibles de lui acheter son électricité pour une part significative de leur consommation.

Il est cependant vraisemblable qu'EDF fera les plus grands efforts pour conserver ses clients les plus importants, rendant par-là moins attrayante la reprise de l'électricité des plus grosses productions indépendantes. D'autre part, on peut craindre que les petites productions (à moins qu'elles ne se regroupent) intéressent peu les consommateurs éligibles, qui risquent de redouter une complication dans leur mode d'approvisionnement par la multiplication des contrats de fourniture qu'ils devraient conclure.

C'est pourquoi il paraît intéressant de créer un débouché supplémentaire pour les producteurs indépendants, en tirant parti de la nécessité pour le GRT de compenser les écarts entre la consommation prévue à très court terme et la consommation constatée, et de faire face aux besoins de secours. La production d'un producteur ne sera en effet jamais parfaitement identique à la demande de son client. La compensation de ces écarts ne peut guère être effectuée que de manière financière. En effet, il est difficilement imaginable que les producteurs compensent l'électricité qu'ils n'ont pas fournie à un moment donné en fournissant ultérieurement la même quantité, la valeur de l'énergie variant fortement selon les périodes. Un tarif d'écarts défini ex ante serait insatisfaisant, car les écarts les plus importants apparaissent dans certaines configurations particulières, extrêmement difficiles à prévoir.

Il est donc proposé d'adapter la pratique actuelle en la matière, en mettant en place un marché transparent de l'électricité d'ajustement, géré par le GRT, dans lequel le prix varierait en temps réel en fonction de la situation de l'exploitation. Ce prix serait défini par période de temps, et correspondrait au prix **proposé** par le dernier producteur retenu pour satisfaire la demande. L'électricité achetée sur ce marché permettrait au GRT de compenser les écarts des producteurs, mais aussi de gérer les ajustements de production qui pourraient être nécessaires dans certains cas pour tenir compte des contraintes du réseau. La taille de ce marché serait vraisemblablement de l'ordre de 1 500 MW (une variation d'un degré de température par rapport aux prévisions, conduit à devoir solliciter une installation d'une puissance de l'ordre de 1 500 MW)

Ce marché d'ajustement, organisé conformément aux dispositions de l'article 15 de la loi, serait ouvert à tous les producteurs, et son mode de fonctionnement clairement affiché. Si ce marché fonctionne bien, il fournira une valeur objective en temps réel du kWh "flexible" de très court terme, tout en permettant au GRT d'effectuer l'ajustement dans les meilleures conditions de transparence et d'efficacité. Les productions indépendantes y trouveraient un débouché nouveau, même si toutes ne présentent pas les conditions de flexibilité indispensables.

En conclusion, le degré exact d'ouverture du marché justifiant la disparition de l'obligation d'achat est difficile à fixer ex ante sur la base de critères quantifiés. Il est possible qu'une telle obligation doive subsister longtemps pour de petits producteurs, mais il est également probable qu'elle n'aura plus lieu d'être pour la plupart des autres, dans un petit nombre d'années. Il est proposé que la CRE détermine en temps utile les évolutions souhaitables des seuils d'obligation d'achat, éventuellement par catégorie d'outils de production.

Pour permettre une bonne adaptation à ces évolutions, l'obligation d'achat au titre de l'article 10 pourrait faire l'objet de contrats de cinq ans renouvelables d'année en année par tacite reconduction. EDF et les DNN pourraient dénoncer les contrats dans un délai d'un an, après que la CRE aura constaté que le marché est suffisamment ouvert à la concurrence pour que les producteurs indépendants se voient offrir un prix de marché par plusieurs acheteurs. Les producteurs indépendants pourraient pour leur part dénoncer ces contrats quand ils le voudraient avec un préavis d'un mois.

IV.B.4.3 Fixation des tarifs d'achat et calcul des coûts évités

Les conditions d'achat de l'électricité dans le cadre des dispositions de l'article 10 doivent, aux termes de cet article, prendre en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités.

Comme indiqué au paragraphe IVB31, les mesures incitatives en faveur de certaines énergies ou techniques privilégiées par les Pouvoirs publics seraient pratiquées exclusivement dans le cadre des appels d'offres de l'article 8.

La notion de « coûts évités » est une question complexe et nous renvoyons sur ce point aux développements du paragraphe B de l'annexe 10. Retenons seulement qu'il existe diverses modalités de calcul (dont sept sont étudiées en annexe), qui peuvent conduire à des résultats significativement différents les uns des autres.

Le dispositif actuel, et notamment les conditions des contrats d'achat « 97-01 » aux cogénérateurs, ont été calculés grâce à l'une de ces méthodes, dite des coûts de développement à long terme. Elle consiste à fonder le prix d'achat du courant par EDF sur le coût complet de production (fonctionnement, amortissements et coûts de réseau) de l'équipement considéré comme le moins coûteux qui puisse être construit aujourd'hui, en l'occurrence une turbine à gaz à cycle combiné. La réalisation de cet équipement est en quelque sorte « évitée » à EDF par la fourniture du producteur indépendant. Cela a conduit à un prix moyen d'achat du courant de l'ordre de 31 centimes par kWh l'an passé, et 34 centimes aujourd'hui.

L'établissement conteste le choix de cette méthode, faisant valoir qu'il n'y a pas à court terme d'économie d'investissement dans la mesure où la construction d'outils de production nouveaux de ce type ne fait partie de ses projets pour les prochaines années.

a) Analyse de la position d'EDF

EDF estime que les coûts évités résultant de l'obligation d'achat sont les coûts qu'EDF n'a pas à supporter du fait de la livraison de kWh par les producteurs indépendants bénéficiant de cette disposition. Selon EDF, si l'établissement n'est pas en situation de surcapacité, les coûts évités incorporent des coûts fixes d'investissements. Si l'établissement est en situation de surcapacité, ils ne recouvrent que des charges variables, essentiellement de combustible.

L'écart résultant du choix de la méthode d'évaluation peut être considérable : si les 5 500 MW de cogénération ayant obtenu un certificat de conformité pour la procédure « 97-01 » se réalisaient effectivement d'ici 2001, EDF estime le surcoût pour cette seule année à 7,9 milliards de francs, par rapport à ses propres modalités de calcul.

La règle préconisée par EDF est simple en apparence, mais elle repose sur la notion de **surcapacité de production** qui apparaît à l'analyse éminemment subjective et, à ce titre, difficilement compatible avec les objectifs de la directive européenne d'objectivité et de transparence.

aa) Cas du monopole

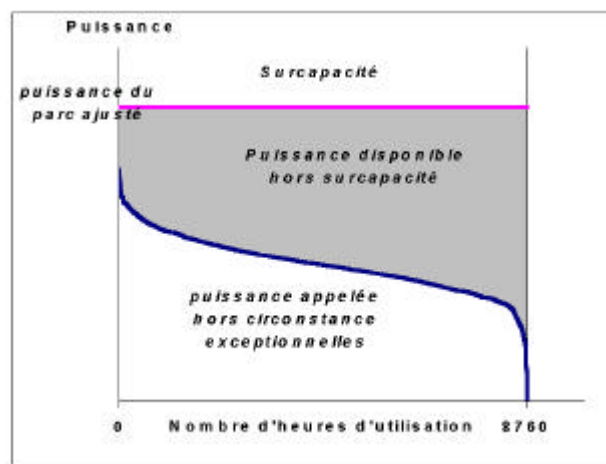
Pour un producteur d'électricité en situation de monopole dans son pays et fonctionnant en autarcie, il existe une définition théorique de la surcapacité : le producteur

définit les moyens de production et de transport qui lui sont nécessaires pour alimenter sans interruption ses clients, tant que des circonstances très exceptionnelles ne se produisent pas, en se fondant sur des prévisions de consommation par nature incertaines. Il peut s'agir, par exemple d'être en mesure de desservir sans défaillance l'ensemble des usagers lors d'un jour ouvrable d'hiver où la température moyenne serait de -20°C , ou de ne pas avoir plus d'un certain pourcentage de ses moyens de production hors service, ou encore de ne pas perdre plus qu'un certain nombre de liaisons de transport. Si une des limites ainsi fixée est atteinte, il n'y a pas forcément défaillance pour peu qu'une autre laisse de la marge : s'il fait par exemple un peu plus froid que -20°C mais que la disponibilité du parc de production est bonne, la continuité du service pourra encore être assurée.

Au début de cet hiver, de nouveaux records de puissance appelée ont été atteints, par suite d'une activité économique soutenue combinée avec de basses températures (une puissance de 1 500 MW est nécessaire pour satisfaire l'accroissement de la demande d'électricité lié à une baisse de température de 1°C). De manière à faire face à cette situation tendue, EDF a été amené à faire appel à des groupes diesel détenus par des producteurs indépendants, dans le cadre de contrats « appel modulable » (cf. §IV.B.1.1 ci-dessus). Si des circonstances particulièrement exceptionnelles par rapport aux critères retenus surviennent, il y a défaillance : c'est ce qui s'est produit récemment avec une tempête sans précédent en France.

D'une façon générale, il s'agit de trouver un équilibre acceptable entre d'une part le coût à consentir en immobilisation et en personnel pour faire face à des événements réputés rares, et d'autre part l'ensemble des coûts objectifs et subjectifs résultant d'une discontinuité dans la fourniture d'électricité. Il se traduit notamment par un dimensionnement adéquat du parc de production, qui est alors qualifié de « parc ajusté ». Ces considérations sont parfois théorisées en estimant un « coût de la défaillance », et en utilisant cette notion pour calculer la puissance du parc ajusté.

La puissance appelée sera très généralement inférieure à celle du « parc ajusté ». Ainsi, il y aura quasiment en permanence des équipements disponibles pour fournir davantage d'électricité, au seul prix d'une dépense de combustible supplémentaire, mais il ne s'agit pas de surcapacité (cf. figure ci-dessous).



La surcapacité se définit donc comme étant l'écart, s'il existe, entre la capacité du parc installé et celle du parc ajusté. Le producteur peut la réduire voire la supprimer en retirant du service la quantité nécessaire d'équipements (a priori les moins performants).

Si le producteur monopolistique peut et veut exporter, il inclut dans la puissance nécessaire celle qu'il lui paraît possible raisonnablement de vendre à l'étranger (en pratique à d'autres détenteurs de monopole) et il dispose éventuellement d'une capacité d'adaptation supplémentaire en exportant davantage que ce qui a été prévu, si le contexte s'y prête.

bb) Cas de la concurrence pour les consommateurs éligibles

Le monopole et l'obligation de garantir l'approvisionnement demeurent pour les clients non éligibles. Les éligibles peuvent choisir librement leurs fournisseurs en France et à l'étranger. Progressivement, un marché de l'électricité se crée, conduisant à un prix résultant de la confrontation de l'offre et de la demande, et à une redistribution des parts de marché entre opérateurs historiques et producteurs indépendants. Il apparaît clairement que dans ce cas, la notion de surcapacité est encore bien plus difficile à définir qu'en situation de monopole puisque aux aléas liés à l'évolution de la consommation, aux conditions climatiques, à la disponibilité du parc de production et des réseaux de transport et de distribution, s'ajoutent ceux qui dépendent de la compétitivité, de l'agressivité commerciale, de l'appréciation par les clients de la qualité de service etc. sur un marché devenu européen.

Dans un tel contexte, il n'y a aucune définition objective de la surcapacité pour un producteur donné : il devient impossible de fixer exactement la demande qu'il a à satisfaire (potentiellement les non éligibles nationaux et tous les éligibles européens connectés) et par voie de conséquence le niveau d'ajustement de son parc.

En outre, tout producteur a les moyens de faire varier la capacité de production de son parc au niveau qu'il souhaite. Plus encore que dans le cas d'un monopole, il n'y a aucune raison de faire supporter par les producteurs indépendants les imperfections et les aléas de la programmation, des décisions de gestion ou de la compétitivité d'un ancien monopole.

Ainsi, il ne serait pas acceptable que chaque perte d'un client éligible par EDF se traduise mécaniquement par une baisse du prix d'achat aux producteurs indépendants, au prétexte que le suréquipement de l'établissement aurait été accru.

b) Les dispositions de la loi

EDF estime que l'intention du législateur est claire. Or il n'est pas évident que celle-ci, dans les rares expressions que l'on peut trouver sur ce sujet très technique, aille dans le sens préconisé par EDF. Les seuls commentaires approfondissant la notion de coûts évités figurent dans le rapport 1371 de la Commission de la Production et des Echanges rédigé par le député Christian BATAILLE. A l'occasion de la discussion relative à l'article 5, le rapporteur observe que de l'obligation d'achat « *résulte un surcoût pour l'opérateur historique puisque l'électricité sera achetée à un prix supérieur au coût moyen de production qu'aurait eu à supporter EDF s'il l'avait produite lui-même* ». En complément, à l'occasion de la discussion de l'article 10, le rapporteur rappelle que le financement des surcoûts résultant de l'obligation d'achat sera fait « *de manière à éviter toute distorsion de concurrence au détriment d'EDF* ». De cette dernière remarque on peut déduire qu'EDF doit être protégé contre une concurrence déloyale des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. Inversement, EDF ne doit pas tirer d'avantage indu de cette obligation en pouvant

acheter l'énergie correspondante à un prix exagérément bas, susceptible de lui garantir des marges importantes, tant que les producteurs autonomes ne peuvent écouler leur production sur un marché suffisamment ouvert à la concurrence. En ce qui concerne le coût servant de référence à l'évaluation du surcoût, le rapporteur vise clairement un coût moyen de production dans son commentaire de l'article 5, ce qui exclut un raisonnement exclusivement marginaliste. Reste à définir une méthode d'évaluation de ce coût moyen et, là encore, plusieurs mécanismes peuvent être imaginés par les économistes.

En tout état de cause, la loi n'impose en rien de raisonner en intégrant la surcapacité, notion qu'elle ne mentionne nulle part, et elle laisse au pouvoir réglementaire une très grande latitude d'appréciation. Ses dispositions rendraient clairement illégales des conditions d'achat qui excluraient par principe ou de facto toute prise en compte des coûts d'investissement évités (ce à quoi aboutirait la position d'EDF, fondée sur le constat à priori d'une surcapacité structurelle durable, notion dont on vient de voir la fragilité).

En outre, on doit rappeler que les conditions d'achat doivent être fixées dans le cadre des dispositions législatives, mais aussi en conformité avec les objectifs de la directive européenne. Parmi ceux-ci figure notamment l'équivalence des conditions des opérateurs (ici, les producteurs). Ce principe impose le choix d'un système qui, quelles soient les particularités nationales, assure qu'un producteur français pourra tirer de la vente de sa production un revenu équivalent à celui de tout producteur qui s'installerait sur un marché ouvert en Europe. Pour obtenir ce résultat, les conditions d'achat doivent reposer sur des critères tirés du marché ou liés à son fonctionnement, et non sur des critères subjectifs ou dépendant de facteurs extérieurs au marché (surcapacité, choix d'investissement ou mode de gestion du parc par EDF).

c) Propositions

Le contexte à prendre en compte est celui d'une ouverture progressive à la concurrence en France, du fait de l'éligibilité de catégories de plus en plus importantes de consommateurs d'électricité et de l'interconnexion de notre pays avec l'étranger : les réseaux électriques d'Europe continentale sont interconnectés depuis de nombreuses années, et sont gérées aujourd'hui de manière synchrone, comme un seul ensemble (cf. § IIC ci-dessus), avec des capacités d'exportation disponibles dès maintenant en direction notamment de l'Allemagne et du Benelux.

Pour les éligibles, un prix de marché va apparaître et, avec lui, des prix qui seront fonction naturellement de l'importance de la consommation exprimée en puissance et en énergie. Il est probable que, comme cela a été constaté à l'étranger dans les mêmes circonstances, ces prix seront en baisse par rapport à la situation actuelle et ils correspondront aussi à peu près aux prix auxquels EDF pourra exporter. D'autre part, l'établissement pourra difficilement maintenir un écart de prix significatif entre le plus petit de ses clients éligibles et le plus gros de ses non éligibles : donc, il serait logique que le tarif vert pour les plus gros non éligibles s'adapte pour être en continuité avec le prix de marché. A plus long terme, lorsque le marché sera réputé suffisamment concurrentiel, les producteurs indépendants vendront leur production au prix du marché.

La loi utilise la notion de « coûts d'investissement et d'exploitation évités » à EDF et aux DNN. Il s'agit bien, à la marge bénéficiaire près d'EDF (mais dans le passé, elle a été en moyenne négligeable par rapport au chiffre d'affaires) du coût total et donc du prix de vente d'EDF. C'est pourquoi, il est proposé de définir les coûts évités d'investissement et d'exploitation en prenant les tarifs de vente d'EDF comme référence.

Ainsi, au titre de l'obligation d'achat prescrite par l'article 10 de la loi, **EDF achèterait l'électricité, au point de livraison de l'installation du producteur indépendant, au prix auquel il facturerait la même fourniture livrée au même endroit, après déduction de la part de coût de transport revenant au producteur (tarif d'injection). Le prix de l'énergie serait celui du tarif de vente pour la puissance concernée et la prime fixe serait calculée sur la base de la fourniture garantie par le producteur.**

Cette proposition présente les avantages suivants :

- elle n'introduit pas d'inégalité de traitement entre les producteurs indépendants qui font partie d'un groupe industriel disposant de plusieurs sites consommateurs d'électricité, et les autres. Prenons l'exemple d'une groupe industriel coproducteur de vapeur et d'électricité qui dispose sur un de ses sites d'un excédent d'électricité. Il lui sera possible de vendre cette électricité à ses établissements et à ceux de sa maison mère et de ses filiales (mais pas aux autres entités de son groupe) même lorsqu'elles ne sont pas éligibles. Pour un de ces sites non éligibles, le choix qui se présente est d'acheter à EDF ou d'acheter au producteur de son groupe. Le prix de reprise de l'électricité qui rend ce choix indifférent est bien le prix de vente d'EDF diminué des coûts de transport, et ce prix doit s'appliquer à tous les producteurs indépendants en vertu du principe d'égalité de traitement ;
- elle utilise les qualités attribuées à sa tarification par EDF. En effet, l'établissement a toujours proclamé que ses tarifs reflétaient ses coûts à tout moment, et traduisaient au plus près de ce que seraient les prix sur un marché concurrentiel ;
- elle évite la complexité et le caractère subjectif de toute évaluation, dont le résultat dépend beaucoup des hypothèses retenues : répartition de la production entre les différents types d'équipements, nature des outils de production marginaux suivant les périodes de l'année, perspectives d'évaluation du prix des combustibles... Aucune des autres méthodes étudiées dans l'annexe 10B n'échappe à cette difficulté, pas davantage que leur combinaison éventuelle ;
- elle devrait conduire à des économies d'investissements sur les lignes de transport et à un progrès en terme d'optimisation des réseaux. Dans une zone congestionnée ou proche de la congestion, dans laquelle des lignes supplémentaires seraient souhaitables, le tarif de soutirage sera plus élevé et le tarif d'injection sera plus faible. Les producteurs bénéficieront donc d'un tarif de reprise plus avantageux dans ces zones, et seront donc incités à y investir ;
- elle procure une lisibilité et une stabilité suffisante tout en apportant la transparence indispensable.

Pour calculer le tarif d'achat, il aurait pu être envisagé de déduire du tarif de vente d'EDF non seulement les coûts de transport, mais aussi les frais de commercialisation de l'électricité. Nous ne préconisons pas une telle formule car le calcul de ces frais poserait à nouveau des problèmes complexes d'évaluation pour un avantage faible en termes d'équité ; de plus, les avantages que présente la production décentralisée pour l'équilibrage du système électrique, n'ont pas été pris en compte dans notre proposition.

En résumé, les dispositions de l'article 10 permettraient d'offrir un débouché aux producteurs indépendants qui pourraient vendre à EDF et aux DNN aux prix définis ci-

dessus, correspondant à la valeur économique de l'électricité. Il n'y aurait donc pas dans ce cas de charges de service public à compenser.

L'article 8 serait utilisé pour promouvoir les énergies ou techniques que le Gouvernement souhaite développer, en acceptant éventuellement des surcoûts. Le montant des charges de service public serait alors calculé par différence entre le prix d'achat définis à l'issue des appels d'offres et les prix définis plus haut pour l'article 10.

Bien entendu, les contrats d'achats d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la nouvelle loi, notamment les contrats "97-01", resteraient en vigueur, conformément aux dispositions de l'article 50. Les charges de service public correspondantes, calculées par différence entre le prix contractuel et celui défini pour l'article 10, feraient l'objet de la compensation dans les conditions prévues à l'article 5.

V Conclusion

Les missions de service public que la loi sur « la modernisation et le développement du service public de l'électricité » a instituées ou renforcées, et que les Ministres de l'Economie et des Finances, du Budget et de l'Industrie ont demandé d'évaluer, comportent des enjeux à la fois financiers et économiques très importants.

Dans le cours du présent rapport, on a tenté de cerner les montants financiers en jeu, et l'on a souvent dû se limiter à des fourchettes, compte tenu des incertitudes.

Sur le plan économique, les effets sont encore plus difficiles à cerner, car ils sont le plus souvent non apparents. Ils comportent à la fois des coûts, en termes de perte d'efficacité économique, du fait des distorsions susceptibles d'être apportées aux mécanismes de marché, et des avantages qui sont ceux précisément recherchés par leur institution : solidarité, équité, indépendance énergétique, réduction des atteintes à l'environnement et plus généralement inscription de notre économie dans un sentier de croissance durable.

Au delà de l'évaluation quantitative, incertaine comme indiqué ci-dessus, l'on s'est efforcé de proposer des dispositifs et des mécanismes qui visent à la fois à maîtriser les transferts financiers, et à ne pas obérer le fonctionnement concurrentiel du secteur et les progrès attendus pour les consommateurs de l'ouverture à la concurrence : règles de concurrence loyales et transparentes pour l'ensemble des opérateurs, incitation au progrès technique et à la répercussion des gains de productivité aux consommateurs, compétitivité de l'industrie française et notamment des secteurs fortement consommateurs d'énergie électrique face à des concurrents qui bénéficient déjà ou qui bénéficieront de baisses importantes de prix.

Tout en respectant le cadre strict de la loi, et les choix opérés sur le niveau d'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité, l'on s'est efforcé de se situer dans une démarche prospective qui pourrait voir à plus ou moins long terme l'accès à l'éligibilité de catégories beaucoup plus larges de consommateurs. Il est apparu important que les mécanismes proposés, et notamment ceux relatifs à la péréquation tarifaire, ne constituent pas un obstacle à cette évolution ou ne l'empêchent pas de produire les effets attendus en étant, in fine, préjudiciable aux intérêts du pays.

ANNEXES

ANNEXE 1 : LETTRE DE MISSION.....	3
ANNEXE 2 : MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL.....	5
ANNEXE 3 : PERSONNALITÉS CONSULTÉES.....	7
ANNEXE 4 : ÉLÉMENTS DE RÉFLEXION SUR L'ÉLIGIBILITÉ	11
A POSITION DU PROBLÈME	11
A.1 <i>La directive 96/92 du 19 décembre 1996</i>	11
A.2 <i>La loi définit deux types de clients éligibles :</i>	12
A.3 <i>L'ouverture à l'étranger</i>	12
A.4 <i>Données essentielles :</i>	13
B ÉLÉMENTS DE RÉFLEXION.....	13
B.1 <i>Sur la concurrence</i>	13
B.2 <i>Sur l'administration de l'éligibilité</i>	14
B.2.1 <i>Les textes</i>	14
B.2.2 <i>L'information</i>	15
B.2.3 <i>L'inscription</i>	15
ANNEXE 5 : LES EFFETS EXTERNES.....	17
A INTRODUCTION : EFFETS EXTERNES, DÉFINITION, IMPLICATIONS, PRISE EN COMPTE	17
A.1 <i>Les méthodes de valorisation des effets externes</i>	17
A.2 <i>Les évaluations des effets externes</i>	18
B EFFET DE SERRE : INTERNALISATION PAR DES TAXES OU DES MARCHÉS DE DROITS À POLLUER.....	19
C INCIDENCES SUR LE SECTEUR ÉLECTRIQUE.....	21
ANNEXE 6 : TARIFICATION DES FOURNITURES D'ÉLECTRICITÉ AUX DISTRIBUTEURS NON NATIONALISÉS.....	23
ANNEXE 7 : LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE DANS LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ	27
A LA PÉRÉQUATION ENTRE DISTRIBUTEURS (EDF ET DNN).....	28
A.1 <i>Le Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE)</i>	28
A.2 <i>La péréquation entre distributeurs hors FPE, via les tarifs de vente d'EDF</i>	30
A.3 <i>La péréquation via les investissements : le FACE</i>	32
A.4 <i>Comparaison internationale</i>	33
A.5 <i>Les dispositions de la loi</i>	34
A.6 <i>Commentaires et propositions</i>	35
B LA PÉRÉQUATION ENTRE CLIENTS DE LA DISTRIBUTION.....	37
B.1 <i>La situation actuelle : prise en charge des défauts de paiement des personnes en situation de pauvreté-précarité</i>	37
B.2 <i>Comparaison internationale</i>	39
B.3 <i>Les dispositions de la loi : le droit à l'électricité pour tous</i>	40
B.4 <i>Commentaires et propositions</i>	41
ANNEXE 8 : CONVENTION 1997-2000 RELATIVE À LA FOURNITURE DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ AUX PERSONNES EN SITUATION DE PAUVRETÉ- PRÉCARITÉ	45

ANNEXE 9 : LES EFFETS DE LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE..... 47

A	L'ANALYSE ÉCONOMIQUE DE LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE	48
A.1	<i>Les enseignements de la théorie économique</i>	48
A.1.1	Coût d'efficacité.....	49
A.1.2	Effet redistributif	49
A.1.3	Cas du consommateur industriel.....	50
A.2	<i>La péréquation tarifaire dans la doctrine économique française</i>	51
B	LES ACTIVITÉS ÉLECTRIQUES OÙ S'EXERCE LA PÉRÉQUATION	51
B.1	<i>Le transport</i>	52
B.2	<i>La distribution et la commercialisation</i>	53
B.2.1	Métropole continentale	53
B.2.2	Régions non interconnectées.....	55
B.2.2.1	La péréquation comme outil de redistribution entre les ménages	56
B.2.2.2	La péréquation au bénéfice des entreprises	57
C	ELÉMENTS DE SYNTHÈSE	58

ANNEXE 10 : OBLIGATION D'ACHAT ET COÛTS ÉVITÉS..... 63

A	L'OBLIGATION D'ACHAT	64
A.1	<i>Les dispositions de la loi</i>	64
A.2	<i>L'obligation d'achat</i>	66
A.3	<i>Le tarif de rachat et les aides éventuelles</i>	67
A.4	<i>Les critères de mise en place de l'obligation d'achat automatique (article 10)</i>	70
A.5	<i>L'obligation d'achat pour les productions à partir de gaz</i>	74
A.6	<i>Comparaison internationale</i>	76
A.6.1	Le pool anglais	76
A.6.2	Dans les pays nordiques	77
A.6.3	L'obligation d'achat aux Etats-Unis.....	77
A.6.4	Le financement des énergies renouvelables dans d'autres pays.....	77
B	LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS.....	78
B.1	<i>Les coûts évités de réseau et les pertes en ligne</i>	78
B.2	<i>Les prix de marché</i>	79
B.3	<i>Les coûts marginaux de long terme</i>	80
B.4	<i>Les coûts marginaux de court terme</i>	81
B.5	<i>Les prix d'exportation</i>	85
B.6	<i>Les prix d'importation</i>	86
B.7	<i>Les coûts comptables</i>	86
B.8	<i>Une combinaison des prix précédents</i>	87
B.9	<i>Les prix résultant d'une mise aux enchères</i>	87
B.10	<i>Les prix déduits des tarifs de vente d'EDF</i>	87
C	LA COGÉNÉRATION.....	89
C.1	<i>Le contexte : EDF et les producteurs indépendants</i>	89
C.2	<i>La cogénération à l'étranger</i>	90
C.3	<i>Intérêt de la cogénération</i>	91
C.4	<i>Les dispositions réglementaires antérieures</i>	92
C.5	<i>Les effets</i>	94
C.6	<i>Les dispositions européennes</i>	97
C.7	<i>L'actualisation récente des conditions d'achat (mars 99)</i>	97
C.8	<i>Les dispositions de la loi spécifiques à la cogénération</i>	98
C.9	<i>Les perspectives de développement de la cogénération</i>	99
C.10	<i>Propositions</i>	99
D	LA PRODUCTION ÉOLIENNE	102
D.1	<i>Remarques générales</i>	102
D.2	<i>Le niveau de production actuel</i>	102
D.3	<i>Le programme Eole 2005</i>	103
D.4	<i>Les commentaires et les propositions</i>	104

Annexe 1 : Lettre de mission

Annexe 2 : Membres du groupe de travail

Président :	Jean SYROTA Ingénieur général des Mines
Rapporteur général :	Pierre COUVEINHES Ingénieur en chef des Mines
Rapporteur :	Alain BERNARD Ingénieur général des Ponts et chaussées
Rapporteur :	Thierry TUOT Maître des requêtes au Conseil d'Etat
Rapporteur :	Laurent VACHEY Inspecteur des Finances
Rapporteur :	Martin VANCOSTENOBLE Ingénieur des Mines

Annexe 3 : Personnalités consultées

NOM	TITRE	ORGANISME
M. André ANTOLINI	Président	Syndicat des énergies renouvelables
M. Jacques BATAIL	Directeur	DIGEC
M. Jean BERGOUGNOUX	Président du groupe de travail « régulation des services publics en réseau »	Commissariat au plan
M. Jean-Patrick BERNARD	Directeur Régional	INSEE Antilles
M. Michel BIGGI	Secrétaire général	EURISLES
M. Pierre BORNARD	Directeur du centre national d'exploitation	EDF
M. Jean-Claude BONCORPS	Directeur	DALKIA
M. Patrick BUFFET	Directeur général adjoint	Suez Lyonnaise des Eaux
M. Dominique BUREAU	Rapporteur général	Conseil d'Analyse Economique
M. Loïc CAPERAN	Directeur délégué « clients »	EDF
M. Paul CHAMPSAUR	Directeur général	INSEE
M. Philippe CHARTIER	Conseiller stratégie et recherche	Syndicat des énergies renouvelables
M. Jean-Marie CHEVALIER	Professeur de sciences économiques	Université Paris-Dauphine
M. Jean COIFFARD	Directeur général	CEREN
M. Yves COLLIOU	Directeur	EDF GDF Services
M. François DÉMARCQ	Directeur général	ADEME
M. Christian DUBANTON	Sous-Directeur, Chargé de Mission	EDF
M. Tim EWING	Consultant	ENRON
M. François FALGARONE	Adjoint au Directeur Direction de la Stratégie	EDF

M. Bernard FAVEZ	Ancien Directeur général d'EDF	
M. Laurent FLEURIOT	Sous-Directeur (DGCCRF)	MEFI
M. Gérard FORGEOT	Economiste à la Direction Régionale	INSEE Réunion
Mme Josette FOURRIER	Médiateur	EDF
M. Pierre de GAULLE	Directeur France	ENRON
M. Jean-Louis GIRARDOT	Président d'honneur	DALKIA
M. Pierre-Noël GIRAUD	Directeur du CERNA	Ecole des Mines de Paris
Mme Fiona A. R. GRANT	Director	ENRON
M. Erik GUIGNARD	Délégué général	Syndicat des énergies renouvelables
M. Denis HAAG	Chef de Département	EDF
Mme HAGELSTEEN	Présidente	Conseil de la concurrence
M. Alain HAUTOT	Directeur Adjoint de la Gestion et des Finances	EDF
M. René JEAN	Directeur régional	INSEE Réunion
M. Jean-Michel HUBERT	Président	ART
M. Alain JOLY	PDG	Air liquide
M. LAPEYRE	Directeur	FNCCR
M. Raymond LEBAN	Président du département « économie de gestion »	Conservatoire national des arts et métiers
M. Yvon LE BARS	Membre du collège	ART
M. Henri LEPAGE	Délégué général	Institut Euro 92
M. Jean-Pierre LETEURTROIS	Chef du SERURE	DGEMP
M. Jean-Sébastien LETOURNEUR	Président	UNIDEN
M. François LEVEQUE	Professeur d'économie	Ecole des Mines de Paris
M. Dominique MAILLARD	Directeur Général	DGEMP
M. Claude MANDIL	Directeur Général Délégué	Gaz de France
M. Yves MARTIN	Ingénieur général	Conseil Général des Mines

M. Michel MATHEU	Chef de service	Commissariat général du plan
M. André MERLIN	Directeur Délégué chargé de l'accès au réseau de transport	EDF
M. Josy MOINET	Président	FNCCR
M. Jean-Eudes MONCOMBLE	Directeur de cabinet Direction de la Stratégie	EDF
M. Wilfrid PETRIE	Directeur industriel Production thermique et cogénération	ELYO
M. Marc PREVOT	Inspecteur Général de l'Equipement	Rapporteur de la Commission "Réussir la future organisation électrique française"
M. Yves REYMOND	Directeur de l'électricité	ELYO
M. Patrick SANDRIN	Chef de la branche performance régulation	EDF
M. Jean-Baptiste SÉJOURNÉ	Directeur Général	ELYO
Mme Virginie SCHWARZ	Adjoint au chef du service de l'électricité	DIGEC
M. Alain SCHMITT	Chef du service de l'électricité	DIGEC
M. Jean-Luc SCHNEIDER	Chargé de la sous-direction des Etudes sectorielles (DP)	MEFI
M. Pierre SIX	Secrétaire général	F.N.SICAE
M. Yves SMEERS	Professeur	Université Catholique De Louvain
M. Lionel STOLERU	Ingénieur général des Mines	Conseil général des Mines
M. Jacques TEYSSIER	Directeur général	SNET
M. Philippe TORRION	Directeur de la Stratégie	EDF
M. Pierre VAN DE VYVER	Délégué	FNCCR
M. Gérard VILBERT	Président	F.N.SICAE
M. Alain WERQUIN	Directeur de l'Energie	Rhodia

Annexe 4 : Éléments de réflexion sur l'éligibilité

La présente annexe a pour objet de contribuer à la réflexion sur l'éligibilité, élément clé de la concurrence, dans la perspective de la rédaction du décret en Conseil d'Etat qui la régira.

A Position du problème

A.1 La directive 96/92 du 19 décembre 1996

Elle définit deux catégories de clients éligibles :

1) Ceux qui le deviendront, par définition de critères, par les Etats :

Les critères choisis doivent garantir que la part de marché représentée par les clients éligibles du pays considéré, sera au moins égale à la part moyenne communautaire que représente la consommation des clients finals supérieure à 40 GWh (par site et autoproduction comprise) ramenée à 20 GWh début 2000, puis 9 GWh en 2003. Cette règle restera valable au moins jusqu'en 2006, date de renégociation de la directive.

On constate donc que sous réserve du 2) ci-après, la directive laisse une entière liberté aux Etats pour déterminer l'éligibilité, dont la définition n'est contrainte que par le degré d'ouverture qu'elle entraînera.

2) Ceux qui le sont par application directe de la directive, qui les définit :

- par un critère de taille : depuis janvier 97, tout consommateur final de plus de 100 GWh/an, par site, autoproduction comprise.
- par l'activité : toute entreprise de distribution (= assurant le transport sur le réseau moyenne et basse tension pour approvisionner des clients ou des distributeurs), mais uniquement pour approvisionner ses propres clients éligibles.
- par l'éligibilité dans un autre Etat : un client (non éligible en France) éligible dans un autre Etat peut y acheter son électricité si la Commission européenne donne son accord.

La directive prévoit que la liste des critères d'éligibilité devra être adressée chaque année à la Commission avant le 31 janvier. Celle-ci pourra demander la modification des critères s'ils font obstacle à la mise en œuvre de la directive ou au bon fonctionnement du marché.

A.2 La loi définit deux types de clients éligibles :

1) Par référence à leur activité : (article 22 II) :

- Les producteurs d'électricité détenteurs d'une autorisation tacite (installations < 4,5MW) ou explicite (opérateur historique, acquéreurs de nouvelles installations, ou d'installations existantes dont la puissance est augmentée).
- Les distributeurs non nationalisés de l'article 23 de la loi du 8 avril 1946, mais uniquement pour approvisionner leurs propres clients éligibles à l'intérieur de leur zone de desserte exclusive, dont la définition reste encore à préciser.
- Les exploitants de services de transport ferroviaires au dessus du seuil de consommation, apprécié à l'échelle du territoire national.
- Les exploitants ou gestionnaires de réseaux de transport ferroviaire, de réseaux de transport collectifs urbains, s'ils sont interconnectés en aval des points de livraison EDF ou d'un DNN.

Cette catégorie ne pose pas de problèmes particuliers à priori.

2) Par référence à leur consommation ; la consommation retenue est celle :

- d'un consommateur final
- annuelle
- sur un site

Son niveau doit être fixé de façon telle qu'il permette un degré d'ouverture, mesuré en part communautaire moyenne, conforme à la directive. Un décret en Conseil d'Etat doit déterminer :

- le seuil ;
- la procédure de reconnaissance d'éligibilité d'un consommateur ;
- les modalités d'application de ce seuil selon les variations des consommations annuelles.

A.3 L'ouverture à l'étranger

- Le Danemark envisage de rendre éligibles les distributeurs, estimant ainsi assurer une ouverture totale de son marché.

- Royaume-Uni, Finlande, Norvège, Suède et Allemagne ont rendu éligibles (au moins en principe) la totalité des consommateurs.
- Espagne et Hollande définissent l'éligibilité par un seuil qui disparaîtra en 2007, tous les consommateurs étant alors éligibles.

A.4 Données essentielles :

- Les plus de 100 GWh : Eurodif, Péchiney, Elf Atochem, Usinor, Air Liquide, Rhône Poulenc, SNCF, Solvay
- L'ouverture à 40 GWh : 400 clients
 - A 20 GWh : 800 clients, 30 % du marché
 - A 9 GWh : 2500 clients, 33 % du marché

B Eléments de réflexion

On notera à titre liminaire que le choix fait par le législateur de limiter l'ouverture à au plus la part communautaire (qui définit le seuil minimum d'ouverture) rend, dans les faits extraordinairement difficiles la définition du seuil d'éligibilité. Tout choix qui aboutirait à constater une ouverture très légèrement inférieure ou supérieure à la part communautaire entraînera l'illégalité du décret. Il est donc très souhaitable que la loi soit corrigée sur ce point dans un proche avenir, en autorisant une marge d'ouverture un peu supérieure au seuil minimum fixé par la directive. En l'état, il est permis de s'interroger sur la compatibilité de cette limitation absolue avec les objectifs de la directive.

B.1 Sur la concurrence

- Quels que soient les critères retenus, la fixation d'un seuil crée inévitablement une distorsion de concurrence, par la discontinuité qu'il introduit. C'est ce qu'avait souligné le Conseil de la concurrence. On peut, dans le meilleur des cas, limiter cet effet, le supprimer étant impossible. La position française sur le degré d'ouverture est à cet égard assez éloignée de celle de la plupart des autres pays de la Communauté européenne.
- Pour limiter les effets restrictifs de concurrence, la loi ne laisse guère de marge : en retenant (hors clients définis par l'activité) un seuil par site, elle exclut implicitement la suggestion du Conseil de la concurrence (prise en compte du poids de l'électricité dans la valeur ajoutée ou les clients d'un secteur) ou toute autre formule fondée sur l'analyse des marchés (extension automatique de l'éligibilité à tous les opérateurs d'un secteur, si les opérateurs éligibles représentent une part importante du marché).
- Dès lors, les efforts doivent porter sur la mise en œuvre des notions de seuil et de site, et les propositions suivantes pourraient être envisagées :

a) La recherche de l'irréversibilité de l'éligibilité : il s'agit de rechercher des mécanismes qui créent un effet de cliquet empêchant qu'un éligible ne redevienne brutalement inéligible. En garantissant l'éligibilité pour une période minimale (au moins 3 ans, ce qui est la durée prévue par la loi au §III de l'article 22), on rend possible des offres contractuelles des nouveaux opérateurs sur une durée plus longue, donc avec des prix plus attractifs. On peut aussi suggérer qu'un client soit éligible soit pour une période égale à celle durant laquelle il a dépassé le seuil (s'il l'a dépassé au cours des 6 dernières années il est éligible pour les 6 années à venir), ou en combinant les deux, etc.

b) Une adaptation constante de l'éligibilité : malgré la relative rigidité de la consommation, la liste des éligibles doit refléter la réalité des consommations avec le moins possible de décalage dans le temps. Il est donc préférable de choisir pour mesurer la consommation une période de 12 mois glissante, tout consommateur ayant atteint le seuil dans les 12 mois précédant sa demande de reconnaissance d'éligibilité étant déclaré éligibles. Le choix d'une détermination annuelle de l'éligibilité (par exemple au premier trimestre une fois les statistiques de l'année précédente connue) limiterait arbitrairement le nombre d'éligibles et retarderait sans raison l'accès à l'éligibilité. En outre, dans la mesure où la consommation peut sur une période de 12 mois connaître des aléas (climatiques, économiques, techniques ...), il pourrait être offert à titre alternatif de calculer l'éligibilité sur la base de la moyenne annualisée des 36 mois précédant la demande.

c) Une définition souple du « site »:

Le site ne peut être défini ni sur une base purement physique (une installation ou un périmètre) ni sur une base juridique existante (à partir du contrat d'abonnement, ou en fonction de définitions légales tirées de la loi sur les sociétés, du droit fiscal ou du droit social, qui conduiraient à le réduire à la notion d'établissement). Il est donc préférable de s'en tenir à la loi et à la directive en définissant le site comme le lieu sur lequel une personne morale a une consommation finale (tous moyens d'approvisionnement confondus, y compris l'autoconsommation de sa propre production, que celle-ci ait lieu sur place ou non) supérieur au seuil. Les critères juridiques définissant l'établissement ne seront que des éléments d'appréciation auxiliaires permettant d'éclairer les cas limités.

B.2 Sur l'administration de l'éligibilité

B.2.1 Les textes

Le décret en conseil d'Etat qui va organiser l'éligibilité devrait, pour que l'Administration et la CRE puissent peser sur l'éligibilité dans un sens favorable à la concurrence, être le moins contraignant possible, laissant à la commission une large latitude pour compléter le dispositif.

B.2.2 L'information

La loi prévoit dans son article 22 V que le ministre chargé de l'énergie établit et rend publique la liste des clients éligibles. La publication en temps réel de l'éligibilité est sans doute la meilleure solution : une récapitulation des éligibles pourrait être publiée en début d'année, les classant par catégorie et mentionnant la durée restant à courir pour leur éligibilité ; elle serait actualisée chaque mois au JO et chaque nouvelle inscription rendue publique sur un site internet sans attendre cette publication.

B.2.3 L'inscription

A l'heure actuelle, EDF est la seule source d'information exhaustive et détaillée. Elle ne peut le demeurer (par définition, les éligibles changeront de fournisseurs, et ceux-ci auront alors l'information qu'EDF n'aura plus). Diverses questions se posent :

- a) La connaissance de la consommation par site : on peut envisager plusieurs moyens :
 - . une statistique existante (y en a-t-il d'assez détaillée ?) détenue par les administrations (DRIRE ?);
 - . une déclaration volontaire à souscrire par les entreprises;
 - . une déclaration par les producteurs (initialement EDF, puis ses concurrents – mais l'administration dépendra alors d'eux, et aura à traiter les recours d'entreprises qui estimeront avoir été écartées à tort);
 - . une information par le GRT

La déclaration volontaire apparaît être la méthode la plus neutre, la plus efficace et, en outre, la seule permettant de traiter le problème des entrants et des sortants.

- b) Le problème des entrants :

Le système doit permettre de déclarer éligible tout site dont la consommation pourra – cette possibilité étant appréciée à partir des données physiques du site – passer le seuil au cours de l'année. Dans ce cas l'éligibilité sera prononcée pour une durée de 3 ans, la loi ne permettant pas une durée inférieure (car les contrats d'achat d'électricité ne peuvent avoir une durée inférieure à 3 ans en vertu du III de l'article 22).

- c) Le problème des sortants :

Il est essentiel que l'actualisation mensuelle de la liste des éligibles ne conduise pas à des phénomènes d'entrée et de sortie permanents, pour des sites situés à la limite du seuil d'éligibilité. La règle proposée plus haut d'une durée minimale d'éligibilité de 3 ans, irait dans ce sens. Il serait en outre opportun d'instituer une période de transition (1 ou 2 ans supplémentaires) où l'éligibilité serait maintenue, alors même que l'entreprise serait repassée

sous le seuil, si elle démontre que ce franchissement à la baisse (éventuellement encadré par des paliers de 10 ou 20 % sous le seuil) n'est pas durable.

Le problème des sortants mérite peut être d'ailleurs une analyse différente selon que la sortie a des causes physiques (i.e. baisse de la consommation) ou juridiques (scission en plusieurs entités juridiques). Dans le second cas de radiation, la réalité industrielle et économique ne change pas, mais l'opérateur est forcé de prendre en considération l'évolution du coût de l'électricité pour décider de l'opération de scission. On ne voit cependant pas, dans l'état actuel de la loi, ce qui pourrait permettre de neutraliser cet effet hormis peut être un délai de grâce (lorsqu'une activité est issue d'une personne morale qui était éligible pour celle-ci, l'entité qui la reprend ou lui succède demeure éligible pour une période donnée).

d) Le problème des successeurs :

En cas de reprise d'un site, le repreneur devrait être autorisé à calculer sa consommation sur la période de référence en y incluant les installations de son prédécesseur qu'il continuera effectivement à utiliser.

Annexe 5 : Les effets externes

A Introduction : effets externes, définition, implications, prise en compte

L'existence d'effets externes qui ne sont pas spontanément pris en compte dans les choix des décideurs économiques, et en particulier d'effets sur la santé publique et l'environnement, justifie une intervention régulatrice de la puissance publique pour corriger les mécanismes de marché.

Cette correction peut prendre des formes diverses : actions de nature réglementaire avec la fixation de normes, ou de nature plus économique avec des taxes, des subventions ou des systèmes de permis négociables.

La production et la consommation d'énergie sont des activités pour lesquelles les effets externes sont réputés être particulièrement élevés. Les responsables politiques de la plupart des pays, à différents niveaux, en ont pris conscience depuis de nombreuses années, et sont soucieux de limiter ces effets.

A.1 Les méthodes de valorisation des effets externes

Idéalement, l'internalisation des effets externes peut s'effectuer par le biais de leur monétarisation, c'est-à-dire de la mesure du coût économique des dommages provoqués. Elle exprime le « consentement à payer » pour la réduction du dommage, ou le « consentement à accepter » le dommage (c'est-à-dire le montant de l'indemnisation réclamée).

Lorsque le dommage a un caractère marchand, par exemple une perte de production, la monétarisation ne soulève pas de difficulté méthodologique. Mais dans la plupart des cas, les dommages n'ont pas eux-mêmes un caractère marchand et leur valorisation est beaucoup plus délicate. D'autant que certains ont, par ailleurs, une nature de « bien public », c'est-à-dire que la même source d'externalité (un bruit par exemple) atteint plusieurs individus, voire un grand nombre, qui ne lui attribuent pas, même placés dans des situations identiques, la même valeur monétaire. Les méthodes qui sont mises en œuvre (prix hédoniques, valeurs contingentes) ont un caractère indirect et sont encore relativement récentes, ce qui fait que les marges d'erreur sont importantes. En témoignent en particulier les grandes divergences d'évaluations obtenues par les experts.

Enfin, dans certaines circonstances, la monétarisation directe est très hasardeuse parce que la nature et l'importance des dommages sont eux-mêmes largement incertains. L'externalité « effet de serre » en constitue un cas exemplaire.

Les premières valorisations avaient été établies par des méthodes de mesure des dommages (actualisés puisque les effets s'étalent dans le temps sur une longue période, de l'ordre de 100 ans). Bien qu'une partie importante des effets soient de caractère marchand

(pertes de production), les estimations obtenues se situent dans une fourchette extrêmement large, de 1 à 500. Ceci correspond à ce que l'on peut qualifier d'époque « avant Kyoto ».

Depuis, dans la ligne du Protocole de Kyoto, les principes de la lutte contre l'effet de serre ne s'appuient plus sur une méthode d'analyse « coût-bénéfice » permettant de déterminer une trajectoire optimale des réductions de gaz à effet de serre mais, compte tenu de la très grande incertitude du phénomène et de ses effets, sur un principe dit « de précaution ». Cette politique s'est concrétisée par des engagements quantifiés de réduction des émissions pris par les pays développés. Ces engagements correspondent à un consentement à payer pour cette réduction, égal au coût marginal d'abattement (c'est à dire la perte économique qu'entraînerait un accroissement unitaire du niveau de réduction des émissions). S'il n'y a pas de distorsions économiques, en particulier de nature fiscale, ce coût correspond aussi au niveau de la taxe qu'il faudrait mettre en œuvre pour obtenir une réduction des émissions du volume requis, qui prend ainsi le caractère d'une norme à respecter.

Comme la monétarisation de l'effet de serre ne reflète plus la mesure explicite d'un dommage, sa détermination devient un peu moins hasardeuse puisqu'elle est principalement liée à l'élasticité-prix de la demande d'énergie fossile (et de la demande d'autres produits générant directement ou indirectement des gaz à effet de serre), dont les estimations sont assez convergentes¹.

A.2 Les évaluations des effets externes

La Commission Européenne a lancé au début de la décennie un très vaste programme (*ExternE*), méthodologique et appliqué, d'évaluation des **coûts externes de l'énergie**, dont les résultats constituent l'ensemble le plus complet d'évaluations disponibles dans ce domaine. Il serait hors de propos ici de présenter ou de critiquer les méthodologies développées et appliquées aux différentes filières énergétiques. Le rapport de présentation met soigneusement en garde sur les incertitudes des évaluations et leur caractère encore incomplet, certains dommages n'ayant pu être valorisés. Les auteurs considèrent cependant que les ordres de grandeur, ou du moins la relativité des coûts entre filières, sont raisonnablement assurés.

En ce qui concerne l'effet de serre, le programme de recherche de la Commission n'a pas donné lieu à des évaluations indépendantes. Le rapport cite les résultats de différentes études, qui varient dans une très large fourchette. Il constate que, comme la valorisation des effets monétaires et non monétaires soulève des problèmes sérieux, notamment d'ordre éthique, un consensus a peu de chances de s'établir. Le rapport ne prend donc pas position sur les évaluations citées.

En excluant l'estimation la plus extrême², et en retenant une moyenne des autres estimations rapportées, on peut établir le tableau suivant des coûts externes des filières fossiles :

¹ Ceci pourrait certes résulter aussi d'effets d'imitation entre économistes ou experts.

² Hohmeyer et Gartner, 1992. Les trois autres études citées sont celles de Cline (1992), Fankhauser (1993) et Tol (1995).

Tableau 1
Evaluations des coûts externes des filières fossiles
(millièmes d'ECU par kWh)

Energies primaires Générateur	Charbon UK Turbine vapeur	Charbon All. Turbine vapeur	Lignite All. Turbine vapeur	Fuel léger Turbine gaz (pointe)	Fuel lourd Turbine gaz CC	Gaz UK Turbine gaz CC (base)
Dommmage	20	29	28	21	20	6.8
<i>dont: Santé Publique</i>	4	13	10	11	10	0.5
<i>dont: Effet de Serre</i>	14	14	18	9	9	6
<i>dont: autres</i>	2	2	0	1	1	0.3

Source : ExterneE

En ce qui concerne les autres filières examinées dans le cadre du projet, les évaluations obtenues sont les suivantes :

Tableau 2
Evaluations des coûts externes des autres filières
(millièmes d'ECU par kWh)

Filières	Nucléaire Fr.	Eolienne	Hydro-électricité
Dommmage (mECU/kWh)	0.1 à 2.5	1 à 2	<=2
Accidents graves (nucléaire)	0.03 à 0.1		

Source : ExterneE

Pour les filières fossiles, les coûts externes ainsi calculés sont importants par rapport aux coûts directs de production, avec néanmoins des différences notables entre le gaz et les autres combustibles. Ces coûts sont en revanche très faibles pour les autres filières, et notamment pour le nucléaire qui a une place prépondérante en France³.

B Effet de serre : internalisation par des taxes ou des marchés de droits à polluer

L'importance attribuée à l'effet de serre et les mécanismes par lesquels il sera internalisé auront un effet déterminant sur le développement respectif des deux filières compétitives dans les conditions actuelles de marché en France, le nucléaire et le gaz⁴.

Les engagements pris par les pays industrialisés à Kyoto (réduction des émissions en 2010 de 5% en moyenne par rapport à 1990) reflètent une valeur implicite de l'externalité effet de serre, que l'on peut fixer par une taxe sur le carbone, ou par le prix d'un marché de permis négociables permettant d'atteindre ces engagements. Ce système de permis vise à assurer une meilleure allocation des efforts de réduction des externalités, en les faisant réaliser (mais pas nécessairement financer) par les agents économiques pour lesquels ils sont les moins coûteux. Les nombreuses analyses consacrées à cette question tendent à montrer que les mécanismes économiques (ou de « marché ») sont susceptibles de procurer des gains

³ La fourchette de 0,1 à 2,5 pour les dommages provoqués par la filière nucléaire reflète des hypothèses contrastées de taux d'actualisation (de 10% à 0).

Les évaluations concernant les filières non fossiles ne tiennent pas compte de l'incidence indirecte de l'effet de serre (en particulier dans les coûts de production des matériels)

⁴ En production électrique ou en cogénération.

d'efficacité économique très importants, en permettant d'atteindre les objectifs visés avec un coût pour la collectivité très sensiblement réduit.

L'évaluation des montants financiers en jeu varie selon les méthodes de mesure et le modèle de simulation utilisé, mais elle dépend principalement des mécanismes de flexibilité qui seront institués. Bien que ces mécanismes soient prévus dans le Protocole de Kyoto, les dispositifs précis et leur extension font encore l'objet de négociations entre les parties prenantes.

Dans un cas extrême où il n'y aurait pas ou peu de mécanismes de flexibilité, et notamment pas de marché de permis négociables entre pays, les niveaux de taxes nationales varieraient d'un pays à l'autre. Dans le cas d'un marché limité aux pays de l'OCDE, ou des pays dits de l'Annexe I hors la C.E.I., le prix d'équilibre du marché des permis négociables est approximativement égal à la moyenne des taxes nationales dans la situation précédente, avec des échanges de permis entre pays relativement limités (de l'ordre de 10% de la réduction totale de leurs émissions comparativement à l'évolution tendancielle).

L'inclusion de la C.E.I. dans le marché des permis négociables a pour résultat de faire chuter considérablement le prix d'équilibre du marché. Ceci résulte du phénomène dit de « Hot Air », à savoir de l'attribution aux pays de la C.E.I. de droits à polluer égaux à leurs émissions de 1990 (de l'ordre du milliard de tonnes de carbone) alors que leurs émissions actuelles sont d'environ 600 millions de tonnes, et qu'elles devraient être dans les hypothèses de croissance économique les plus optimistes de 700 millions de tonnes, et dans des hypothèses défavorables de 500 millions de tonnes.

Le tableau ci-dessous présente les évaluations obtenues avec différents modèles pour l'année 2010 et dans certains cas l'année 2020 (en supposant une contrainte de maintien du niveau d'émissions de 2010 à 2020).

Tableau 3
Taxe sur le carbone ou prix d'équilibre du permis négociable selon les évaluations

	Union Européenne		France	
	2010	2020	2010	2020
Taxes domestiques				
GREEN	145			
EPPA	315			
MERGE	nd			
GEMINI-E3	265	408	180	385
Poles	152		178	
Permis négociables OCDE				
GREEN				
EPPA	231			
MERGE	nd			
GEMINI-E3	151	225		
Poles	129			
Permis négociables Annexe B				
GREEN	48			
EPPA	122			
MERGE	98	158		
GEMINI-E3	70	141		
Poles	55			

En retenant les évaluations de GEMINI-E3, qui sont dans la moyenne des différentes évaluations présentées, et qui couvrent les deux périodes 2010 et 2020, on aboutit à des incidences sur les coûts par filière énergétique qui sont les suivants (en millièmes d'ECU par kWh):

Tableau 4
Incidence sur les coûts par filière de la mise en œuvre du Protocole de Kyoto
Année 2010

Energies primaires	Charbon	Lignite	Fuel lourd (CC)	Gaz
Taxes domestiques	80	101	53	32
Permis négociables OCDE	45	57	30	18
Permis négociables Annexe I	21	27	14	8

Année 2020

Energies primaires	Charbon	Lignite	Fuel lourd (CC)	Gaz
Taxes domestiques	122	155	82	49
Permis négociables OCDE	68	86	45	27
Permis négociables Annexe I	42	54	28	17

Dans l'hypothèse d'un accord⁵ pour la mise en place d'un marché de permis négociables sur l'ensemble des pays de l'annexe I, l'incidence de l'effet de serre s'élèverait, en ce qui concerne la filière gaz, à 5 centimes par kWh en 2010 et 11 centimes en 2020.

C Incidences sur le secteur électrique

La prise en compte des externalités, valorisées à partir d'une monétarisation des dommages ou internalisées par des taxes ou des mécanismes de marché, est susceptible d'avoir des incidences importantes sur le secteur électrique. En effet, leur montant peut atteindre le même ordre de grandeur que les coûts directs de production.

La loi sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité prévoit, dans son article 10, une obligation d'achat par EDF de la production des installations d'une puissance inférieure à 12 MW, utilisant des énergies renouvelables ou mettant en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telle la cogénération⁶. Selon les dispositions de l'article 5, les surcoûts correspondants, qui constituent des charges imputables aux missions de service public, doivent être intégralement compensés.

L'analyse économique des externalités à laquelle il vient d'être procédé conduit à distinguer les énergies renouvelables de la cogénération. Comme le montre son développement important dans d'autres pays européens, en particulier au Danemark et aux Pays-Bas, la cogénération a largement atteint le stade de la compétitivité économique et

⁵ Si l'on exclut l'hypothèse de la non ratification du Protocole de Kyoto qui, selon de nombreux experts américains, reste l'hypothèse la plus vraisemblable.

⁶ La même disposition concerne aussi les installations qui valorisent les déchets ménagers ou qui visent l'alimentation de réseaux de chaleur.

devrait trouver sa place sur le marché français, sans intervention publique autre que la suppression des entraves qui ont pu restreindre son développement dans le passé.

Le gain en termes d'effets externes évités est modéré et temporaire. D'ici à 2010, la cogénération se substitue principalement à la production à partir de charbon. Pour une capacité installée supplémentaire de 5500MW à cette échéance, la réduction des émissions serait de 9 millions de tonnes de CO₂, soit 2,5 millions de tonnes de carbone. Le montant des coûts externes évités peut alors être estimé à 1,13 MF soit 3,4 centimes par kWh d'électricité produite. Ce montant représente 25% du surcoût de production évalué par EDF pour la même année (4,6 MF).

A plus long terme (2020), la cogénération viendra essentiellement se substituer aux équipements en développement soit, en semi-base, les cycles combinés au gaz, et en base pour l'essentiel à de l'énergie nucléaire, si l'on admet que le nucléaire continuera d'être l'option privilégiée à long terme pour satisfaire la base.

L'analyse présentée par EDF est que la cogénération, sauf à atteindre des rendements global et électrique très élevés, ne génère pas d'économie significative d'énergie primaire⁷, et donc de réduction d'émissions de CO₂. En substitution au nucléaire, la cogénération augmente fortement les émissions de CO₂. Au total, la balance « effet de serre » serait donc négative.

En ce qui concerne les énergies renouvelables, la plupart des pays industrialisés ont mis en œuvre des programmes d'action visant à favoriser leur développement. Ce soutien résulte tout d'abord du constat que ces énergies ne sont pas aujourd'hui compétitives sur le marché, mais peuvent le devenir à moyen ou long terme, grâce aux baisses de coût qu'une production à grande échelle permet d'envisager⁸.

De plus, si les énergies renouvelables n'ont pas atteint le stade de la compétitivité marchande, l'importance des effets externes évités justifie une aide temporaire, permettant aux différentes filières de faire la preuve de leur rentabilité. En résumé, on peut dresser le tableau comparatif suivant :

	Effets externes évités	Perspectives de diminution des coûts	Rentabilité actuelle	conclusion
Energies renouvelables	forts	fortes	faible	Aide justifiée
Cogénération	faibles	faibles	correcte	Ni aide ni entrave

⁷ En comparaison de la production séparée de chaleur par une chaudière performante et d'électricité par une turbine à gaz à cycle combiné.

⁸ Théorie dite « des industries naissantes », pour lesquelles des aides initiales peuvent se justifier.

Annexe 6 : Tarification des fournitures d'électricité aux distributeurs non nationalisés

DIRECTION DE LA STRATEGIE

JCF – EH

4/12/97



Tarification des fournitures d'électricité aux distributeurs

Il n'y a pas aujourd'hui de tarifs spécifiques pour les distributeurs, centres de distribution EDF GDF Services ou Entreprises de distribution non nationalisées. Les fournitures d'électricité sont facturées, comme les ventes aux autres clients desservis en haute ou très haute tension, selon les modalités du tarif Vert.

Cependant, plusieurs aménagements aux conditions générales du tarif Vert ont été progressivement négociés et mis en place pour tenir compte des caractéristiques particulières des clients distributeurs.

1 - Regroupement de points de livraisons

Tout d'abord, afin de favoriser un meilleur choix des investissements et une exploitation plus rationnelle des ouvrages, les modalités générales du tarif Vert s'accompagnent, pour les distributeurs, de dispositions particulières autorisant la facturation globale des fournitures livrées par le réseau d'alimentation générale⁹ :

- Tout en conservant une alimentation physique par plusieurs points de livraison (généralement préférable à une desserte en un seul point) les entreprises non nationalisées ont la faculté de regrouper tarifairement tout ou partie de ces différents points : moyennement la rémunération – par des péages – des charges des ouvrages compris entre points de livraison et point de regroupement, et la prise en compte des pertes de transit correspondantes, le distributeur bénéficie alors de conditions tarifaires identiques à celles qui lui seraient offertes s'il était effectivement alimenté au point de regroupement pour la totalité des fournitures regroupées.

Expérimentées au début des années quatre-vingt, ces modalités optionnelles ont été ouvertes à l'ensemble des entreprises dans le cadre des accords d'avril 1985 conclus avec les

⁹ Conformément au principe posé par l'article 18 du cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation générale.

Organisations représentatives des Distributeurs Non Nationalisés. Elles sont mises en œuvre dans la majorité des cas sous la forme de regroupements tarifaires au niveau HTB (63 ou 90 ou 225 kV).

- Depuis le 1^{er} janvier 1981, les fournitures livrées à chaque Centre de distribution sont facturées globalement, sur la base d'un regroupement au niveau 225 kV mettant en œuvre des péages sur les ouvrages DEPT qui concourent à celui-ci. Le système de péages appliqué au Centres diffère, dans ses modalités pratiques, de celui appliqué au DNN en raison de la différence d'assiette utilisée, pour le calcul des péages, en matière de capacité d'ouvrages de transit utilisée : puissance installée dans les transformations pour les centres de distribution et puissance réservée aux points de livraison pour les DNN.

Cette différence d'approche entre DNN et Centres résulte essentiellement de la diversité plus importante de la surface couverte par les distributeurs non nationalisés. Le critère de transformation installée n'aurait en effet guère de sens pour les plus petits des distributeurs compte tenu des indivisibilités importantes des puissances des transformateurs ou des postes de transformation alimentant simultanément plusieurs clients en même temps qu'un distributeur. Il faut tout de même noter que les règles de facturation des regroupements utilisées pour les distributeurs s'avèrent plus favorables que celles en vigueur pour les EGS.

2 - Ristourne

Lorsqu'un distributeur exploite un réseau à la tension à laquelle il achète l'énergie, il bénéficie, conformément au principe fixé par le cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation générale (article 23), d'une ristourne sur le montant des fournitures achetées aux divers points de livraison intéressés. Les modalités de cette ristourne tiennent explicitement compte de la longueur des réseaux exploités par le distributeur. Elle permet de ce fait une déperéuation des tarifs d'achat, en augmentant la marge entre achat et vente pour ceux des distributeurs qui ont des coûts de réseaux structurellement plus élevés, du fait de la topographie de leur territoire

3 - Facturation des dépassements de puissance

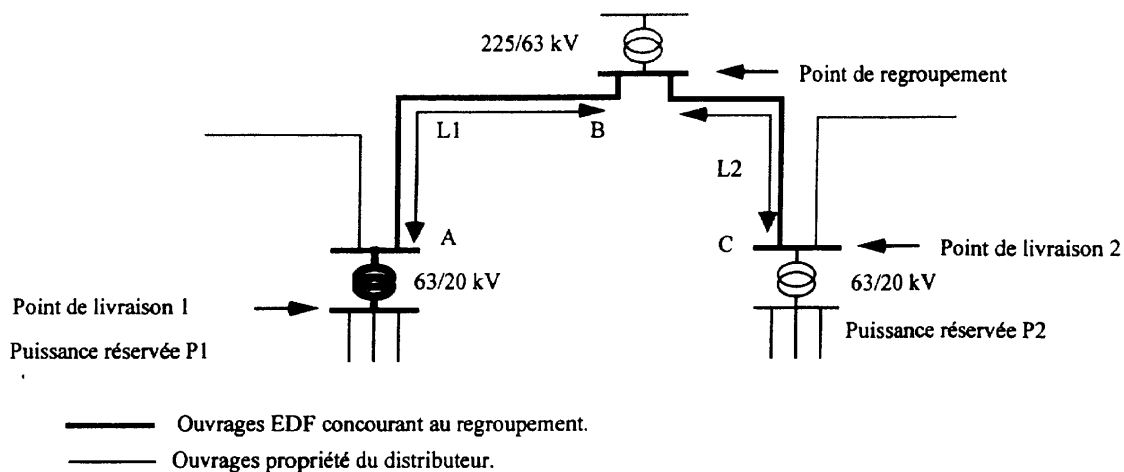
Un certain nombre de clauses permettant de réduire l'impact de la facturation des dépassements de puissance souscrite, et dont l'application est limitée aux distributeurs, ont progressivement été introduites depuis l'introduction du tarif Vert. Ces aménagements répondent à un argument avancé de longue date par les distributeurs qui estiment ne pas pouvoir maîtriser leur puissance souscrite comme un client industriel dans la mesure où leurs besoins de puissance ne sont que la somme des besoins de leurs propres clients. Pour l'essentiel, il s'agit :

- de la possibilité d'effacer 80 % des dépassements en augmentant rétroactivement le niveau de puissance souscrite au début de l'hiver tarifaire. Il s'agit là d'une clause tout à fait favorable, notamment dans le cas d'augmentation progressive de la puissance appelée.
- d'un dispositif permettant d'écarter le montant payé au titre des dépassements en cas de période de froid intense.

4 - Rabais lié à la durée du contrat

Le distributeur a la possibilité de souscrire des contrats de 9 ans et de bénéficier, à ce titre, d'un rabais de 5,5 % sur le montant de la prime fixe, compte tenu de la pérennité exceptionnelle de ses fournitures gagée sur l'importance de la clientèle qu'il dessert. Cette possibilité est limitée, pour les clients non distributeurs, à un rabais de 4 % en échange de l'engagement du client sur un contrat de 6 ans.

Exemple de regroupement tarifaire HTB De fournitures à un DNN



En complément de la facturation des sommes des puissances synchrones et des consommations mesurées aux points de livraison, majorées des pertes entre point de livraison et point de regroupement, le distributeur s'acquitte d'un péage pour :

- la transformation 1..... $45,67 * P_1$ (*)
- les lignes aériennes 63 kV AB et BC..... $1,63 * [P_1.L_1 + P_2.L_2]$ (*)
- les cellules d'arrivée de celles-ci..... $4 * 5,00 * [P_1 + P_2]$ (*)

L'énergie livrée en HTB au point de regroupement étant répartie, via le réseau EDF, en HTB, les péages lignes et cellules sont minorés par application d'une ristourne.

(*) Montant en francs sur la base des prix du 1^{er} janvier 1997, les puissances étant mesurées en kV et les longueurs en km.

Annexe 7 : La péréquation tarifaire dans la distribution d'électricité

Résumé des propositions :

<p>Les charges de service public relatives à la distribution seront compensées par le Fonds de Péréquation de l'électricité. Il est proposé d'effectuer une séparation comptable au sein de ce fonds entre les charges liées aux surcoûts de distribution dans certaines zones (péréquation tarifaire) et les charges relatives au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité (aide sociale).</p>
<p>Les modalités de financement de ce fonds sont précisées dans la loi pour le premier aspect. Pour le second, il sera proposé que les contributions soient calculées au prorata du nombre de kWh livrés à des clients finals par les distributeurs</p>
<p>Pour l'aspect « péréquation tarifaire », il sera proposé :</p>
<ul style="list-style-type: none">- que soit établie une nouvelle grille tarifaire qui s'appliquerait de manière identique à tous les distributeurs ;- que le FPE devienne le seul outil de péréquation au niveau des coûts de fonctionnement de la distribution, ce qui impliquera de revoir de manière significative son fonctionnement (sachant que le FACE continuera d'assurer la péréquation au niveau des investissements);- que la nouvelle formule pour évaluer les compensations au niveau des distributeurs soit plus simple que la précédente et soit revue régulièrement par référence aux distributions les plus comparables.
<p>Pour l'aspect « aide sociale », il sera proposé :</p>
<ul style="list-style-type: none">- de maintenir le rôle des commissions départementales qui gèrent actuellement le dispositif d'aide aux personnes ayant des difficultés de paiement, dans le cadre des conventions « pauvreté-précarité » (volet curatif) ;- d'élargir leur rôle à l'attribution de la nouvelle tranche de tarification spéciale aux personnes en difficultés. Les commissions auraient alors pour tâche de déterminer, en fonction d'un barème national, quel est le tarif le mieux adapté et pour quelle durée, en fonction de la situation personnelle et individuelle de chaque bénéficiaire (volet préventif) ;- de plafonner la part du fonds destinée à l'aspect social à un pourcentage du chiffre d'affaires des ventes aux clients particuliers ;- d'effectuer les versements de ce fonds aux différentes commissions locales en fonction des contributions des autres partenaires (Etat, Communes, Conseils généraux, Caisse d'allocations familiales, associations...).

A La péréquation entre distributeurs (EDF et DNN)

A.1 Le Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE)

L'article 33 de la loi du 8 avril 1946 prévoyait la création d'un fonds de péréquation commun à l'électricité et au gaz. Par la suite, le décret du 18 septembre 1956 a modifié cet article et créé un fonds spécifique à l'électricité : le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Le FPE, géré par EDF, est administré par un conseil dont la composition a été fixée par un arrêté du 27 novembre 1958. Présidé par un conseiller d'Etat, il comprend 3 représentants des collectivités concédantes, 3 représentants des régies et des sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE), 5 représentants d'EDF et 4 représentants des administrations d'Etat (énergie, intérieur, économie et agriculture).

Ce fonds est destiné à compenser les éventuelles charges supplémentaires ou déficits d'exploitation des distributeurs non nationalisés (DNN), induits par les conditions tarifaires d'EDF que les DNN sont tenues d'utiliser, tant pour leurs achats d'électricité à EDF que pour leurs ventes.

Sur les 172 distributeurs non nationalisés, 148 sont des régies ou sociétés d'exploitation mixtes (SEM) et 20 sont des sociétés coopératives d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE). On compte également une société anonyme (Electricité de Strasbourg qui est une filiale d'EDF) et quelques coopératives. A l'exception des SEM et de la SA, les autres DNN n'ont pas a priori comme objet de faire des bénéfices. Pour la SA et les SEM, cet aspect peut également être relativisé étant donné les liens avec EDF ou les collectivités locales.

Le FPE est alimenté par des prélèvements sur les recettes des organismes de distribution d'électricité bénéficiaires qui sont reversés aux organismes déficitaires des dotations de péréquation, en application d'une formule assez compliquée établie par arrêté interministériel de manière annuelle :

Arrêté du 11 juin 1998 relatif aux mesures à appliquer par le Fonds de péréquation de l'électricité en 1998

« Art. 1^{er} – Pour l'année 1998, le fonds de péréquation de l'électricité calcule, pour Electricité de France et pour chaque entreprise de distribution d'électricité, le résultat de la formule suivante :

$$T = 4.43309 (53 L + 7.8 Ar) - 0.43489 (0.036 R + 21.2 C + 0.01 D)$$

dans laquelle :

- *T, exprimé en francs, est le «solde des termes de dotation et de prélèvement », il représente :*
 - *Soit un versement de l'organisme de distribution au Fonds de péréquation de l'électricité si T est négatif ;*

- Soit un versement du Fonds de Péréquation de l'électricité à l'organisme de distribution si T est positif.
- L est la donnée représentative de la « consistance pondérée du réseau » : elle est obtenue en additionnant les longueurs en kilomètres de canalisations (aériennes et souterraines) des différents types et le nombre de postes de transformation de distribution publique, en service au 31 décembre 1996, affectés respectivement des coefficients de pondération suivants :
 - canalisations basse, moyenne et haute tension : 1 ;
 - postes de transformation sur poteaux : 1 ;
 - postes de transformation en cabine et postes unitaires d'immeubles : 2.75
 En ce qui concerne Electricité de France, le réseau à prendre en compte est exclusivement celui exploité par les centres EDF-GDF Services.
 - Ar est la donnée représentative de la « ruralité pondérée des abonnements » desservis au 31 décembre 1996 dans les communes. Ce nombre est égal à celui des abonnements de chaque zone affectés des coefficients de pondération suivants :
 - abonnements ruraux BT (dans les communes rurales selon la définition de l'INSEE utilisée lors du dernier recensement général de la population RGP en 1990) : 1.136 ;
 - abonnements urbains BT (dans les communes urbaines selon la définition de l'INSEE du RGP en 1990) : 0.034
 - R est la donnée significative des « recettes pondérées aux tarifs bleu et jaune », facturées en 1996. Elle est déterminée en affectant les recettes hors taxes des coefficients de pondération suivants :

Tarif bleu :

 - mensualités d'éclairage public sans comptage : 0.65 ;
 - autres mensualités d'abonnements, y compris les locations de compteurs (à l'exclusion des mensualités d'éclairage public sans comptage) : 1 ;
 - recettes de consommation au prix proportionnels (consommations tous usages) : 0.25

Tarif jaune :

 - prime fixe : 1 ;
 - recettes de consommation aux prix proportionnels : 0.25
 - C est la donnée caractéristique de la « consommation pondérée aux anciens tarifs ». Elle est définie en milliers de kilowattheures. Elle est déterminée en additionnant les consommateurs de chaque catégorie de vente, pendant l'année 1996, affectées des coefficients de pondération suivants :
 - tous usages (sauf fournitures au personnel et consommations propres) : 1.30 ;
 - fournitures au personnel et consommations propres : 0.10
 - D est la donnée significative des recettes au tarif vert en kilofrancs. Ces recettes hors taxes :
 - s'entendent de celles afférentes à l'énergie facturées en 1996, à l'exclusion des redevances de location et d'entretien des compteurs ;
 - ne comprennent pas les fournitures que se font entre eux les organismes de distribution ;

- *comprennent, en ce qui concerne Electricité de France, les recettes provenant des fournitures aux abonnés directs du service national, à l'exclusion de celles correspondant aux fournitures effectuées aux abonnés alimentés au titre de l'article 8 (7^e alinéa) de la loi du 8 avril 1946 modifié. »*

Cette formule complexe est censée refléter objectivement les différences existant entre les différents distributeurs. En réalité, la multiplicité des paramètres rend la formule trop compliquée et donc manipulable volontairement ou involontairement. En outre, sa faible lisibilité n'incite pas à l'amélioration de la gestion.

En 1998, le FPE a distribué 22.8 MF. Sur les 172 distributeurs, 71 ont contribué à alimenter ce fonds et 101 DNN en ont bénéficié, mais les montants sont très inégalement répartis : Les 5 plus gros contributeurs (EDF, Electricité de Strasbourg, régies de Grenoble, de Metz et de Colmar) ont apporté 19.8MF (dont 10 MF uniquement pour EDF), et les 5 plus gros bénéficiaires (régies des Deux-Sèvres, de la Vienne, de la Gironde, de Ray-Cendrecourt en Haute-Saône et de Pithiviers dans le Loiret) se sont partagé 14.5MF.

Si l'on exclut ces 10 entreprises, les sommes concernées sont minimales : 67 DNN ont versé au total 3MF et 98 se sont partagé 8.3MF. Pour certains petits distributeurs, les chiffres peuvent être plus importants en valeur relative tout en restant modiques en valeur absolue : en moyenne, le taux de cotisation est de l'ordre de 0.2% du chiffre d'affaire. Le taux le plus élevé est atteint par la régie de Moyeuve-Petite en Moselle avec 1.5% du chiffre d'affaires (mais seulement 7607F), la régie de Montsapey en Savoie ayant le plus fort taux de subvention avec plus de 5% du CA pour 7251F. Dans la majeure partie des cas, l'impact du FPE sur le chiffre d'affaire des distributeurs est très limité. Les deux tiers des versements et des prélèvements portent sur des montants inférieurs à 50 kF.

Nota : Les frais de fonctionnement du fonds ont été de l'ordre de 357 KF soit 1,57% du montant des sommes péréquées.

A.2 La péréquation entre distributeurs hors FPE, via les tarifs de vente d'EDF

Au-delà du tarif de base affiché¹⁰, EDF applique aux DNN des conditions para-tarifaires variables selon les différents distributeurs.

On peut citer en particulier :

- le regroupement des points de livraison :

Tout en conservant une alimentation physique en plusieurs points, les distributeurs non nationalisées ont la possibilité de regrouper virtuellement tout ou partie de leur alimentation sur un point afin de bénéficier de conditions tarifaires plus favorables ;

- une ristourne liée à la tension d'exploitation du réseau :

¹⁰ tarif Vert pour la haute ou très haute tension.

Lorsqu'un distributeur exploite un réseau à la tension à laquelle il achète de l'électricité, il bénéficie d'une ristourne particulière¹¹ ;

- une facturation particulière des dépassements de puissance :

Partant du principe que les distributeurs, à la différence des industriels, ne pouvaient pas prévoir et maîtriser leur consommation dans la mesure où elle est composée de la somme de besoins individuels, une disposition spécifique concernant les dépassements de puissance a été mise en place. Les distributeurs ont la possibilité d'effacer 80% des dépassements en augmentant rétroactivement le niveau de puissance souscrite au début de l'hiver tarifaire. De plus, il existe un dispositif permettant d'écarter le montant payé au titre des dépassements en cas de période de froid intense ;

- un rabais lié à la durée du contrat :

Le distributeur a la possibilité de souscrire des contrats de 9 ans et de bénéficier à ce titre d'un rabais de 5.5% sur le montant de la prime fixe.

Au milieu de l'année 1997, des mesures supplémentaires ont été prises en faveur des distributeurs. Il s'agissait de mesures d'accompagnement pour permettre aux distributeurs de faire face aux baisses des tarifs d'EDF en 1997 et en 1998. Elles comportaient principalement deux aspects :

- . une remise uniforme de 6.7% applicable jusqu'à la transposition de la directive européenne. Elle représente un montant de l'ordre de 340 MF par an ;
- . la création d'un fonds spécial d'un montant de 45 MF pour la période séparant les mouvements tarifaires de 1997 et 1998 et de 40 MF pour la période comprise entre la date du mouvement tarifaire de 1998 et celle de l'entrée en vigueur de la loi transposant la directive. Ce fond avait vocation à prendre en compte les situations particulières en complément du rabais uniforme opéré par EDF. Il appartenait aux DNN de faire part à EDF de leurs demandes, dans la limite de ce fonds.

A ce jour, nous n'avons pas pu obtenir d'EDF une description précise des dispositions tarifaires s'appliquant aux DNN suite aux modifications intervenues en 1997. Nous ne pouvons pas non plus garantir l'exhaustivité des pratiques décrites ci-dessus.

Nous n'avons pas mentionné la péréquation implicite qui existe au sein d'EDF entre les centres de distribution, qui a pour effet de compenser les écarts existant notamment entre les zones urbaines, rurales et les zones de montagne. Cette péréquation implicite porte sur des montants sans commune mesure avec ceux gérés par le FPE.

¹¹ Cette ristourne est prévue dans le cadre de l'arrêté du 26 décembre 1996 relatif aux compensations versées par le concessionnaire du réseau d'alimentation générale en énergie électrique aux services et entreprises de distribution qui exploitent un réseau à la tension à laquelle elles achètent l'énergie.

A.3 La péréquation via les investissements : le FACE

Une autre péréquation existe au niveau de la distribution ; elle est mentionnée ici pour mémoire, car elle n'est pas couverte par la loi sur la modernisation du service public de l'électricité. Elle est effectuée par l'intermédiaire du **Fonds d'Amortissement des Charges d'électrification (FACE)**. Ce fonds a été créé par l'article 108 de la loi de finances du 31 décembre 1936, en vue d'alléger les charges financières des collectivités communales et départementales ayant souscrit des prêts pour financer le développement et le renforcement des réseaux ruraux.

Le FACE représente aujourd'hui, avec le produit de la taxe communale sur l'électricité, les principales sources de financement des travaux d'électrification rurale, en effet :

- les subventions d'Etat ont été supprimées en 1983 et intégrées à la dotation globale d'équipement créée suite aux lois de décentralisation, qui peut donc éventuellement être utilisée par les collectivités maîtres d'ouvrage pour financer des travaux d'électrification ;
- la participation directe d'EDF au financement des travaux a été supprimée en 1992.

Le FACE est alimenté par un prélèvement sur les ventes d'électricité en basse tension des distributeurs (EDF et les DNN). Le taux de prélèvement, fixé annuellement par un arrêté¹², est 5 fois plus élevé pour les ventes effectuées sur le territoire des communes de plus de 200 habitants que les autres. L'évolution des taux de prélèvement et des contributions respectives d'EDF et des DNN est la suivante :

	1991	1992	1993	1994	1995	1997	1998
Taux urbain en %	2.26	2.05	1.95	1.95	2.2	2.2	2.2
Taux rural en %	0.46	0.41	0.39	0.39	0.44	0.44	0.44
Contribution d'EDF (en MF)	1 350	1 377	1 480	1 504	1 727	1 776	
Contribution des DNN (en MF)	71	71	73	75	86	96	
Budget du FACE (en MF)	1 421	1 448	1 553	1 579	1 813	1 872	1 932

Les contributions des distributeurs sont calculées sur les ventes d'électricité réalisées au cours de l'année précédente. Les taux de prélèvement sont fixés postérieurement à la détermination des programmes de travaux du FACE de façon à équilibrer ses comptes.

Le FACE a été initialement créé dans le but d'aider l'extension des réseaux de distribution dans le milieu rural. Progressivement, ses fonctions se sont étendues :

- en 1979, un programme spécial a été mis en place pour financer des travaux sur le territoire des communes rurales situées à proximité des centrales nucléaires ou surplombées par la construction de lignes électriques 400 000 Volts ;
- depuis 1986, le FACE participe au financement d'opérations de renforcement anticipé sur les ouvrages de distribution endommagés par des intempéries ;
- le comité interministériel d'aménagement du territoire du 28 novembre 1991 a créé un nouveau programme de travaux consacré à des opérations d'amélioration esthétique sur les réseaux de distribution ;

¹² prévu à l'article 9 du décret du 9 avril 1948.

- depuis 1995, le FACE peut être utilisé pour financer des opérations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de maîtrise de la consommation électrique qui permettent de différer ou d'éviter des solutions classiques de renforcement ou d'extension plus coûteuses.

Le FACE attribue des aides d'un montant égale à 70% du montant des travaux. Les 30% restant sont financés par les collectivités et par une récupération de la TVA (pour environ 17%). Pour les travaux d'amélioration esthétique des réseaux, le taux d'aide du FACE est réduit à 50% du montant des travaux.

En 1998, le budget sur FACE a été le suivant :

	Montant des travaux aidés	taux de l'aide	participation du FACE
Programme d'extension et de renforcement des réseaux	2 200 MF	70%	1 540 MF
Programme spécial intempéries	15 MF	70%	10.5 MF
Programme Energie Renouvelables	49 MF	70%	34.3 MF
Programme Environnement	695 MF	50%	347.5 MF
Total :	2 959 MF		1 932.3 MF

A.4 Comparaison internationale

Il est naturel d'avoir un tarif unique (pour des clients identiques) quand la zone à desservir en électricité n'est pas très grande. Le problème de la péréquation se pose dans le cas où la zone de distribution est importante et qu'il y a des disparités importantes entre les différents clients à livrer (zones urbaines, zones rurales, zones de montagne...). Lorsque la distribution est assurée par des entreprises différentes, les tarifs ont toutes chances d'être différents d'un distributeur à l'autre, en l'absence de péréquation, ne serait-ce qu'en raison d'efficacités de gestion différentes.

Parmi les huit pays récemment étudiés par une mission conjointe au Conseil général des mines et à l'Inspection générale des finances, un seul disposait de mesures législatives ou réglementaires imposant une péréquation géographique des tarifs de l'électricité. Il s'agit de l'Italie où la loi transposant la directive européenne fixe un tarif unique pour les usagers captifs. L'objet de cette mesure est de ne pas désavantager les habitants du "mezzogiorno" où les coûts de distribution sont plus élevés, particulièrement, semble-t-il, dans les zones urbaines.

Dans les autres pays, la distribution est en général répartie entre un grand nombre d'entreprises qui se voient chacune imposer des conditions particulières. La question est peu sensible en Belgique et aux Pays-Bas du fait d'une densité de population très uniforme. Aux Etats-Unis, l'électricité est encore largement distribuée par des entreprises bénéficiant de monopoles locaux moyennant l'obligation de vendre à des tarifs fixés par les pouvoirs publics régionaux. Ces prix peuvent varier dans de fortes proportions suivant les zones.

La situation était analogue en Allemagne (où la distribution est assurée par plus de 900 "Stadtwerke") jusqu'à ces derniers mois. Depuis la transposition de la directive européenne, l'ensemble du marché de ce pays est aujourd'hui ouvert à la concurrence, et les länder fixent seulement des prix plafond pour la "petite distribution" (particuliers et PME). Un même usager peut donc se voir offrir la même fourniture électrique pour des prix différents, justifiés dans certain cas par un fort contenu en énergies renouvelables ou l'origine locale de la production d'électricité.

La libéralisation est également totale au Royaume-Uni et en Suède. Dans ce dernier pays, la densité de population varie beaucoup suivant les régions, mais les tarifs ne sont pas péréqués pour autant. Les pouvoirs publics locaux indiquent que cela incite à retenir dans chaque zone l'organisation la mieux adaptée, et va en définitive dans le sens de l'intérêt des consommateurs.

Signalons, en effet, que l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité pour les clients domestiques, comme elle est en œuvre dans certains pays, enlève toute raison d'être à la péréquation géographique. A partir du moment où il y a de la concurrence, il n'y a plus de tarif unique pour l'ensemble des clients domestiques et par conséquent plus de possibilité de péréquation.

A.5 Les dispositions de la loi

L'article 2 définit dans la loi la péréquation tarifaire :

« [...] III. La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire :

*1) la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles [...] en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la **péréquation géographique nationale des tarifs**, [...] Electricité de France ainsi que, dans le cadre de leur objet légal et dans leur zone de desserte exclusive, les distributeurs non nationalisés [...] sont les organismes en charge de la mission mentionnée au 1° du présent paragraphe [...] »*

L'article 5 précise les modalités de financement par le FPE :

« [...] II. Dans le cadre du monopole de distribution, les charges qui découlent des missions mentionnées au II de l'article 2 en matière d'exploitation des réseaux publics et au 1° du III de l'article 2 en matière de cohésion sociale sont réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité institué par l'article 33 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 précitée.

Ces charges comprennent :

- 1) Tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ;*
- 2) La participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité ; [...] »*

A l'exception de l'article 17 qui permet explicitement aux collectivités de financer une opération de maîtrise de la demande d'électricité avec l'aide du FACE, la loi n'apporte pas de modification au fonctionnement du FACE :

« Il est inséré, dans la section 6 du chapitre IV du titre II du livre II de la deuxième partie du code général des collectivités territoriales, deux articles L. 2224-31 et L. 2224-34 ainsi rédigés :

[...]

Art. L. 2224-34. – Afin de répondre aux objectifs fixés au titre Ier de la loi -0000 du 1^{er} février 2000 précitée, les collectivités territoriales ou les établissements publics de coopération compétents en matière de distribution publique d'électricité peuvent réaliser ou faire réaliser dans le cadre des dispositions de l'article L. 2224-31 des actions tendant à maîtriser la demande d'électricité des consommateurs desservis en basse tension lorsque ces actions sont de nature à éviter ou à différer, dans de bonnes conditions économiques, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence. Ces actions peuvent également tendre à maîtriser la demande d'électricité des personnes en situation de précarité mentionnées au 1^o du III de l'article de la même loi.

Ils peuvent notamment apporter leur aide à ces consommateurs en prenant en charge, en tout ou partie, des travaux d'isolation, de régulation thermique ou de régulation de la consommation d'électricité, ou l'acquisition d'équipements domestiques à faible consommation. Ces aides font l'objet de conventions avec les bénéficiaires.

Un décret en Conseil d'Etat fixe les modalités d'application du présent article. »

A.6 Commentaires et propositions

Sur la péréquation liée à la distribution, la loi n'instaure pas de différences par rapport à la situation actuelle. On peut simplement remarquer que la péréquation géographique des tarifs devient une obligation légale, même si dans les faits elle était mise en œuvre précédemment. **Contrairement à d'autres dispositions, la loi ne prévoit pas ici une compensation intégrale des charges de service public, mais uniquement « tout ou partie des coûts supportés ».** La loi confirme le rôle du FPE en ce qui concerne la péréquation entre distributeurs. En outre, il prévoit qu'une autre charge liée à la lutte contre la précarité sera prise en compte par ce fonds (cf. B).

En pratique, il serait souhaitable de revoir le fonctionnement du FPE puisque l'essentiel de la péréquation qu'il est censé assurer se fait en dehors de lui, de manière peu transparente, par l'intermédiaire d'une modulation des tarifs de vente d'EDF. **Le FPE devra, de plus, assurer la totalité de la péréquation souhaitée au niveau des coûts d'exploitation de la distribution**, sachant que le FACE continuera d'assurer la péréquation au niveau de l'investissement.

Pour les DNN comme pour les autres clients non-éligibles, la nouvelle loi ne prévoit pas la prise en compte de caractéristiques locales dans la fixation des tarifs. Tel n'est pas le cas des pratiques actuelles d'EDF avec les DNN, qui résultent d'adaptations progressives du "tarif vert" négociées avec les intéressés. Il faut donc définir une nouvelle grille tarifaire applicable à l'ensemble des distributeurs (tant qu'ils ne seront pas éligibles), et éventuellement à tout

client présentant des caractéristiques de consommation semblables, s'il en existe. La transparence et l'équité nécessitent d'afficher clairement les conditions applicables.

A partir du moment où les différents distributeurs bénéficieront tous d'une même grille tarifaire, il faudra redéfinir le montant des sommes à compenser et les modalités de péréquation. Cela est important car, étant donné la péréquation des tarifs de vente, les DNN n'ont pas la possibilité de baisser leur tarif pour faire profiter leurs clients de leurs gains de productivité, et inversement n'ont pas non plus la possibilité de relever leur tarif pour compenser des pertes.

Compte tenu de la complexité du sujet, et de la nécessité de disposer d'informations que nous n'avons encore pu nous procurer, nous nous limiterons à proposer quelques orientations, des études détaillées en étroite concertation avec les parties concernées étant indispensables.

Il est donc proposé de retenir les principes suivants :

a) Mettre en place une grille tarifaire unique applicable à tous les distributeurs : les tarifs de cession aux DNN devront se substituer à toutes les dispositions existantes, permanentes ou transitoires, mentionnées plus haut. Ils devront être fondés sur les principes généraux de transparence et d'égalité de traitement fixés par la loi et la directive européenne. D'une manière générale, ces tarifs devront, avec des modalités de transition adaptées, évoluer vers ceux consentis aux autres catégories de clients comparables, , et en premier lieu vers le tarif interne de cession aux centres de distribution d'EDF.

b) Faire évoluer en les simplifiant les dispositions du FPE de manière à ce qu'il assure seul la péréquation des coûts d'exploitation, effectuée aujourd'hui principalement par les tarifs de cession aux DNN . Pour cela , il conviendrait de retenir une formule de calcul plus simple et compréhensible, qui pourrait par exemple n'utiliser que deux paramètres : la longueur de lignes électriques et le chiffre d'affaires moyen par abonné. Son utilisation dans le cadre d'un examen de la situation de chaque DNN permettrait d'identifier les écarts de situation objectifs (c'est à dire indépendants de la qualité de gestion du distributeur), qui ont seuls vocation à bénéficier de la péréquation.

c) Fixer aux DNN des objectifs de gestion, par référence aux centres de distribution d'EDF les plus comparables. Environ 80% des DNN sont des régies municipales et 15% sont des sociétés d'économies mixtes (SEM) dans lesquels les collectivités locales sont parties prenantes. On compte également des coopératives et une société anonyme (Electricité de Strasbourg qui est une filiale d'EDF). A l'exception des SEM et d'Electricité de Strasbourg, les distributeurs non nationalisés n'ont pas pour objet social de faire des bénéfices.

Dans ces conditions, l'analyse de la qualité de gestion d'un DNN ne peut en général s'effectuer que par comparaison avec d'autres distributeurs, exerçant leur activité dans des conditions analogues. Depuis des années, les DNN ont développé de telles méthodes d'analyse dans le cadre de leurs fédérations professionnelles.

Il est proposé de perfectionner ce dispositif, en élargissant le périmètre de comparaison aux centres de distribution d'EDF. Chaque DNN se verrait analyser par

référence à un ou plusieurs centres de distribution, à priori situés dans la même région, et soumis à des conditions objectives d'exploitation (densité de population, structure de clientèle, relief,...) aussi proches que possible, afin de faciliter les comparaisons.

La nouvelle formule de calcul du FPE pourrait ainsi être étalonnée de manière efficace, pour peu que les flux financiers concernant les distributeurs soient suffisamment clarifiés. A cet égard, il conviendrait de distinguer d'une part les coûts **d'acheminement**, c'est à dire ceux liés au fonctionnement, à l'entretien et au développement des réseaux, qui sont largement liés aux conditions naturelles, et d'autre part les coûts de **fourniture**, relatifs à la commercialisation de l'électricité.

Afin d'inciter à l'amélioration des résultats, les conditions d'intervention du FPE pourraient être fixées pour quelques années, et assorties **d'objectifs de performance** fixées par référence aux DNN comparables les plus performants, aux centres de distribution d'EDF voire aux distributeurs étrangers comparables.

B La péréquation entre clients de la distribution

B.1 La situation actuelle : prise en charge des défauts de paiement des personnes en situation de pauvreté-précarité

Dans le cadre d'un dispositif mis en place par la loi du 29 juillet 1992, des conventions « relatives à la fourniture de gaz et d'électricité aux personnes en situation de pauvreté-précarité » ont été mises en place. La dernière convention 1997-2000 a été signée le 14 avril 1997.

Les dispositifs en place ont ensuite été repris dans la loi n°88-1008 du 1^{er} décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion, modifiée par la loi n°97-722 du 29 juillet 1992 et par la loi n°98-657 du 29 juillet 1998 :

« Chapitre 3 Accès à une fourniture minimum d'eau et d'énergie

Article 43-5

Toute personne ou famille éprouvant des difficultés particulières du fait d'une situation de précarité a droit à une aide de la collectivité pour accéder ou pour préserver son accès à une fourniture d'eau, d'énergie et de services téléphoniques.

Le maintien de la fourniture d'énergie et d'eau est garanti en cas de non-paiement des factures jusqu'à l'intervention du dispositif prévu à l'article 43-6.

Article 43-6

Il est créé en faveur des familles et des personnes visées à l'article 43-5 un dispositif national d'aide et de prévention pour faire face à leurs dépenses d'eau, d'électricité et de gaz.

Ce dispositif fait l'objet de conventions nationales, passées entre l'Etat, Electricité de France, Gaz de France et les distributeurs d'eau, définissant notamment le montant et les modalités de leurs concours financiers respectifs.

Dans chaque département, des conventions sont passées entre le représentant de l'Etat, les représentants d'électricité de France, de Gaz de France, chaque distributeur d'énergie ou d'eau, chaque collectivité territoriale ou groupement de collectivités concerné qui le souhaite et, le cas échéant, avec chaque centre communal ou intercommunal d'action sociale, les organismes de protection sociale et les associations de solidarité. Elles déterminent notamment les conditions d'application des conventions nationales et les actions préventives et éducatives en matière de maîtrise d'énergie ou d'eau. »

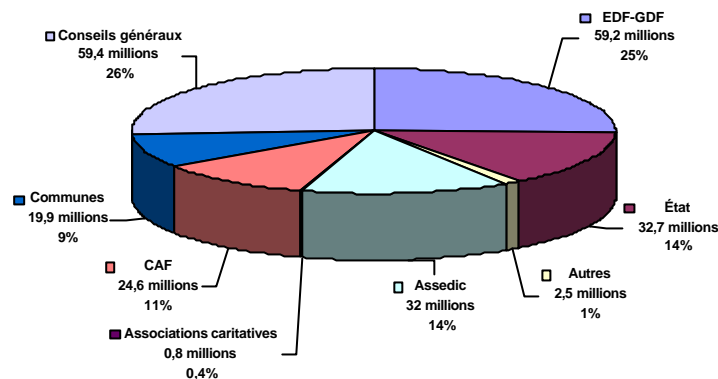
Concrètement, ces dispositions se traduisent sur le terrain par la signature à l'échelon local de conventions « pauvreté-précarité » et la mise en place de commissions locales d'attribution d'aide.

En cas de difficulté de paiement d'une facture, EDF s'est engagé à maintenir une fourniture d'électricité sous une puissance minimale de 3 kW jusqu'à l'examen par la commission de la situation de la personne ou de la famille concernée. La commission peut décider la prise en charge partielle ou totale des factures d'électricité des demandeurs. EDF ne siège pas à cette commission et ne se prononce pas sur le caractère de précarité des personnes sollicitant une aide.

Evolution du fond « pauvreté-précarité »

	Montant des aides (en MF)	variation par rapport à l'année précédente	Nombre de foyers aidés	variation par rapport à l'année précédente
1992	49		47 000	
1993	51	+ 4%	53 000	+ 13%
1994	87	+ 71%	81 000	+ 53%
1995	114	+ 31%	101 000	+ 25%
1996	125	+ 10%	120 000	+ 19%
1997	150	+ 20%	146 000	+ 22%
1998	232	+ 55%	199 000	+ 36%
1999	250 (estimation)	+ 8%		

Depuis la mise en place du dispositif, le montant des sommes gérés par le fond « pauvreté-précarité » a fortement augmenté. En 1998, la dotation des conventions « pauvreté-précarité » représentait 232 MF dont 59 MF versés par EDF-GDF (le reste provenait de l'Etat, des conseils généraux, des communes, des caisses d'allocation familiales (CAF) et des associations caritatives). La participation d'EDF-GDF est payée à 75% par EDF et à 25% par GDF. En 1998, le fond a permis d'aider environ 199 000 foyers (dont 70% ont un chauffage électrique) pour le paiement de leurs factures d'électricité et de gaz. Selon les différents intervenants, ces commissions « pauvreté-précarité » fonctionnent relativement bien.



Participation au financement des Commissions Pauvreté-Précarité (1998)

Il faut signaler que, localement, certaines commissions sont amenées à refuser les aides quand leurs fonds sont épuisés. De plus, les fonds des différentes commissions sont traités selon des modalités différentes selon les départements et les critères d'attribution des aides ne sont pas harmonisés au niveau national.

L'article 43-6 prévoit que les commissions peuvent mettre en place des actions préventives. Néanmoins, à notre connaissance, cette disposition n'est utilisée que par environ 10% des commissions et son utilisation reste marginale.

Il convient, enfin, de signaler que le coût en personnel chez EDF pour gérer le système est élevé, de l'ordre de 250 MF en 1998 suivant l'établissement, mais il joue incontestablement un rôle très positif d'intermédiation dans un contexte difficile et facilite l'allocation efficace des aides. On peut, en outre, penser que ce montant ne serait pas complètement économisé en l'absence de dispositif social particulier.

B.2 Comparaison internationale

Parmi les huit pays d'Europe et d'Amérique du Nord étudiés par la mission commune au conseil général des mines et à l'inspection générales des finances, l'Italie est le seul pays à disposer d'un tarif social (*fascia sociale*) pour la consommation domestique d'électricité. Celui-ci est basé sur un prix très bas pour les consommations inférieures à un certain plafond (2640 kWh), avec une puissance souscrite inférieure à 3 kW. Ce prix représente moins de la moitié de celui des tranches supérieures, qui sont elles les plus chères d'Europe. Compte tenu de l'effet de seuil important, plus de 80% des usagers souscrivent un abonnement de moins de 3 kW (contre 14 % en France) et bénéficient donc du système. La majeure partie des consommateurs domestiques bénéficiant de ce tarif, celui-ci n'est donc pas spécifique aux personnes en situation de précarité. Cela conduit à une subvention croisée au profit des abonnés domestiques et au détriment des consommateurs moyens, notamment des PME, d'un montant estimé à 10 milliards de francs par an. En outre, le système a pour effet pervers de renforcer les inégalités : afin de ne pas franchir le seuil de 3 kW, la majorité des usagers limite son équipement électroménager, qui est parmi les plus faibles d'Europe. Ces équipements sont de fait réservés aux personnes aisées, acceptant le prix élevé des tranches à partir de 6kW. L'autorité de régulation a repris ces différentes critiques, et envisage de revoir le dispositif en maintenant une tranche sociale mais sous condition de ressources et quotient familial.

En Allemagne, les petits usagers sont protégés par un système de prix maximaux fixés au niveau des Länder. Il en est de même aux Pays-Bas et en Belgique pour les clients non éligibles. En Belgique, cette disposition est complétée par un ensemble de mesures analogues à celles existant en France : absence de coupures chez les clients résidentiels pendant l'hiver, annulation des frais fixes de raccordement pour certaines catégories de consommateurs (chômeurs...), financements accordés aux services sociaux des collectivités locales pour aider les personnes en situation de précarité.

Au Royaume-Uni, les usagers mauvais payeurs, y compris les plus démunis, se sont vus par le passé imposer des compteurs à pré-paiement (compteurs à pièces) avec un prix de kWh supérieur à celui demandé aux autres catégories de consommateurs. Pour faire face aux protestations que ce dispositif a engendrées, le gouvernement britannique a demandé à l'autorité de régulation de mettre en place un programme social en matière d'électricité.

Il n'existe pas, semble-t-il, de dispositif social spécifique à l'électricité en Suède et en Amérique du Nord. En Suède, la notion d'obligation de service public était encore étrangère au droit suédois jusqu'à la promulgation d'une loi en 1997 traitant des consommateurs en situation économique précaire.

En Norvège, la question des personnes ayant des difficultés de paiement est traité par les services sociaux.

B.3 Les dispositions de la loi : le droit à l'électricité pour tous

L'article 1 définit de manière générale le droit à l'électricité :

« Le service public de l'électricité [...] concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions [...].

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique [...] »

L'article 2 reprend les dispositifs existants « pauvreté-précarité » :

« [...] III. La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire :

1) la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles [...] en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs, de la garantie de maintien temporaire de la fourniture d'électricité instituée par l'article 43-5 de la loi n°88-1088 du 1^{er} décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité par l'article 43-6 de la même loi, et en favorisant la maîtrise de la demande d'électricité. [...]

Pour garantir le droit à l'électricité, la mission d'aide à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité mentionnée ci-dessus est élargie pour permettre à ces personnes de bénéficier, en fonction de leur situation particulière et pour une durée adaptée,

du dispositif prévu aux articles 43-5 et 43-6 de la loi n°88-1088 du 1^{er} décembre 1988 précitée.

Un décret définit les modalités de cette aide, notamment les critères nationaux d'attribution à respecter par les conventions départementales en fonction des revenus et des besoins effectifs des familles et des personnes visées à l'article 43-5 de la loi n°88-1088 du 1^{er} décembre précitée [...]

Les charges résultant de la mission de cohésion sociale sont réparties entre les organismes de distributions dans les conditions prévues au II de l'article 5 de la présente loi »

L'article 4 introduit la notion de tranche de consommation bénéficiant d'un tarif social :

« [...] Les tarifs aux usagers domestiques tiennent compte, pour les usagers dont les revenus du foyer sont, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond, du caractère indispensable de l'électricité en instaurant pour une tranche de leur consommation une tarification spéciale « produit de première nécessité ». Un décret précise les conditions d'application du présent alinéa dans le cadre des dispositions de l'article 43-6 de la loi n° 88-1088 du 1^{er} décembre 1988 précitée. »

L'article 5 précise les conditions de financement de cette mission de service public:

« [...] II. Dans le cadre du monopole de distribution, les charges qui découlent des missions mentionnées au II de l'article 2 en matière d'exploitation des réseaux publics et au 1° du III de l'article 2 en matière de cohésion sociale sont réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité institué par l'article 33 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 précitée.

Ces charges comprennent :

- 1) [...] ;*
- 2) La participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité ; [...] »*

Cet article 5 ne mentionne que les dispositions de l'article 2 III, sans citer celles de l'article 4 (électricité produit de première nécessité). Il serait donc légitime de considérer que le coût de cette dernière mesure doit être couvert par les entreprises de distribution, sans aucune péréquation. Ce n'est pas ce qui a été fait dans la suite de ce texte, en attendant des éclaircissements sur ce point.

B.4 Commentaires et propositions

a) Un rôle conforté et étendu des commissions locales, pour étudier les situations personnelles des foyers concernés

La loi conforte le dispositif actuel des conventions pauvreté-précarité, qui est un dispositif essentiellement curatif, traitant le cas des personnes ayant des difficultés de paiement. Dans son article 2, elle précise que les aides doivent être attribuées en fonction de la situation particulière des foyers concernés et pour une durée adaptée. Pour cela, la loi renvoie aux conventions départementales et par conséquent aux commissions locales le soin d'apprécier la situation des personnes touchées en fonction de leur revenu et de leurs besoins

effectifs. Elle introduit néanmoins la notion de critères nationaux d'attribution des aides qui doivent être précisés par décret (article 2).

D'autre part, la loi introduit un volet préventif en instituant une tranche de tarification spéciale « produit de première nécessité » pour les personnes en difficulté. Pour pouvoir bénéficier de ce dispositif, les revenus du foyer doivent être, au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond. Néanmoins, cet article ne fixe pas de critères précis pour définir les personnes, et renvoie aux dispositions de la loi de 1988. **Dans le cadre du dispositif curatif pour les difficultés de paiements, la situation des personnes est appréciée par les commissions « pauvreté précarité ». Il est proposé que ces mêmes commissions traitent également du deuxième volet préventif instaurant une tranche de tarification spéciale.**

Il est également proposé de définir une grille nationale comportant plusieurs modalités, adaptées à la situation particulière des usagers concernés (équipement en chauffage électrique ou non, composition de la famille...).

Les commissions locales seraient ensuite mises à contribution pour apprécier au cas par cas en fonction de la situation personnelle et individuelle de chaque foyer quel est le tarif le mieux adapté et pour quelle durée.

Nous préconisons de retenir une règle suffisamment précise, pour que les commissions départementales ne soient pas submergées de demandes trop éloignées des critères d'attribution, mais néanmoins assez large pour qu'elles continuent à disposer d'une marge d'appréciation, ainsi que le prévoit la loi. Il pourrait s'agir par exemple d'un revenu par unité de consommation du foyer inférieur ou égal au RMI. Le revenu par unité de consommation est un revenu moyen pondéré qui tient compte du nombre de personnes au sein du ménage et des effets d'échelle en fonction de sa taille. Ce type de revenu est celui utilisé par les enquêtes de l'INSEE. Cette proposition devra faire l'objet d'une concertation avec toutes les parties intéressées, et notamment celles contribuant au financement du système (collectivités territoriales, ASSEDIC, caisses d'allocations familiales, etc.).

La loi n'a pas prévu que la tranche de tarification spéciale s'applique de manière automatique à l'ensemble des RMistes. Un tel dispositif aurait eu le mérite d'être d'un fonctionnement plus transparent et moins coûteux en terme de gestion, en évitant, en particulier, l'intermédiaire des commissions locales. Néanmoins une solution de la sorte aurait pu conduire à un impact financier très significatif et à une efficacité relativement faible.

On peut, en effet, évaluer un ordre de grandeur de cet impact en fonction du nombre de bénéficiaires, du taux de réduction et de la taille de la tranche de consommation de première nécessité.

Coût par tranche de 1 000 000 bénéficiaires		Taille de la tranche annuelle (kWh)			
		1 000	1 500	2 000	2 500
Réduction	25 %	150 MF	225 MF	300 MF	375 MF
	40 %	240 MF	360 MF	480 MF	600 MF
	50 %	300 MF	450 MF	600 MF	750 MF

Un tel dispositif qui instaurerait une tranche de 2 500 kWh/an avec une réduction de 50% pour l'ensemble des RMistes (environ 1.5 millions de foyers) coûterait environ 1.125 MdsF. Malgré son coût, une telle mesure ne serait pas une solution appropriée aux problèmes posés. En effet, 38% des allocataires du RMI sont hébergés et ne paient donc pas, en principe, leur facture d'électricité ; en outre, dans le système actuel, et contrairement aux idées reçues, les commissions traitent parfois des situations de familles ayant des factures d'électricité particulièrement importantes dépassant 10 000 F/an. Cela provient du fait que ces personnes en situation de précarité habitent dans des habitations en situation d'insalubrité et très mal isolées et se chauffent avec des matériels inadaptés. L'instauration d'une tranche à -50% sur 2 500 kWh/an correspond à une réduction de l'ordre de 750 F/an, ce qui n'est pas à la hauteur des problèmes rencontrés sur le terrain. De plus, un lien automatique de l'aide avec le RMI ne ferait qu'augmenter encore le phénomène de trappe à chômage en créant une incitation financière négative supplémentaire à la reprise d'un emploi.

L'instauration d'une tranche sociale qui s'appliquerait de manière systématique et automatique pour résoudre les problèmes les plus difficiles, aurait donc un impact financier important (plus d'un milliard) et, pour résoudre le problème spécifique posé, n'apporterait guère plus que la pratique actuelle dans le cadre du fond pauvreté-précarité (quelques centaines de millions). La loi permet de concentrer l'aide sur les personnes posant le plus de problèmes, sélectionnées à l'issue d'un examen personnalisé, de manière à obtenir une gestion efficace de cette aide et c'est ce qui est proposé.

b) Les modalités de financement

En ce qui concerne le financement du FPE par EDF et les DNN, il résulte de cette première évaluation que la majeure partie des dépenses de ce fonds concerneront l'aspect pauvreté-précarité. Le mécanisme actuel du FPE est basé sur une formule compliquée prenant en compte des longueurs de lignes, nombre de transformateurs, etc. Il a été conçu pour compenser des écarts géographiques de coûts de distribution, et ne peut être utilisé tel quel pour ses nouvelles missions. **Dans un souci de clarté et de bonne gestion, il est proposé de créer une nouvelle tranche du fonds, dédiée au dispositif social. Comme clé de répartition entre les distributeurs, on pourrait retenir le nombre de kWh distribués, ce qui apparaît le plus simple et le plus logique. C'est d'ailleurs ce que la loi a prévu pour la péréquation des coûts de distribution au sein du FPE.**

Il convient de signaler que le fond actuel « pauvreté-précarité » n'est financé qu'à environ 25% par EDF. La loi prévoyant la prise en compte de ce dispositif au sein du FPE qui est financé exclusivement par EDF et les DNN, il pourrait en résulter un désengagement des partenaires actuels (l'Etat, des conseils généraux, des communes, des caisses d'allocations familiales et des associations caritatives).

Pour limiter ce risque, il est proposé que les contributions du fonds de péréquation de l'électricité relative à l'aspect pauvreté-précarité soient attribués aux différentes commissions locales, en deux temps :

- dans un premier temps, les différentes commissions recevraient des versements (qui porteraient sur la majeure partie des sommes disponibles au sein du fonds). Cette contribution serait calculée en fonction des sommes déjà versées par les autres

partenaires. Ce versement serait donc une bonification des efforts locaux et permettrait d'éviter le désengagement des acteurs locaux. Compte tenu du budget 1998, cela aurait conduit à une participation d'EDF à hauteur d'environ 25% du fond.

- dans un deuxième temps, le reliquat des sommes disponibles serait réparti en fonction des manques qui peuvent être constatés en fin d'année dans certains départements.

Il est également proposé que les commissions ne puissent pas effectuer de versements en espèces aux foyers concernés, mais uniquement en nature sous forme par exemple de « bon de réduction » sur la facture d'électricité ou de remboursement direct à EDF de factures impayées afin de garantir l'utilisation effective de l'aide à la fourniture d'électricité, et que l'aide versée, si elle peut être importante dans certains cas, ne soit jamais totale afin de ne pas dissuader les personnes concernées de maîtriser leur consommation d'électrique.

Il serait également souhaitable que le volet prévention portant notamment sur la maîtrise de la demande d'énergie soit développé, en prenant, par exemple, directement en charge des mesures d'économie d'énergie, sous réserve d'une étude de la rentabilité de ces aides.

Le risque d'un tel système est de dériver en admettant de plus en plus d'ayants droit pour des motifs divers. Ainsi, il y aurait des avantages à **fixer un plafond au coût du dispositif pour la collectivité**, comme cela a été décidé pour les télécommunications. Le décret du 13 mai 1997 a en effet plafonné le montant global des aides à 0.8% du chiffre d'affaires du service téléphonique au public. Ce montant est estimé à 1105 MF pour l'année en cours. L'application d'un taux de 1,1 % à la distribution d'électricité serait cohérent avec les modalités préconisées.

Annexe 8 : Convention 1997-2000 relative à la fourniture de gaz et d'électricité aux personnes en situation de pauvreté-précarité

CONVENTION 1997-2000 relative à la fourniture de gaz et d'électricité aux personnes en situation de pauvreté-précarité

CONVENTION Départementale Pauvreté Précarité – Projet de modèle type

Annexe 9 : Les effets de la péréquation tarifaire

La péréquation tarifaire vise à corriger le jeu normal des mécanismes de marché¹³, lesquels tendent à différencier les tarifs en fonction des caractéristiques des consommateurs et notamment de leur localisation géographique. Cette différenciation opérée par le marché est fondée, en général, sur des facteurs économiques : soit ceux qui résultent des coûts, lorsque le coût de la fourniture du bien ou du service considéré varie selon le consommateur, ce qui dans un système économique largement ouvert à l'échange n'apparaît que si les coûts de transport sont élevés ; soit ceux qui résultent des conditions de marché, lorsqu'elles permettent aux entreprises d'exploiter localement une situation de monopole.

L'ouverture d'un secteur à la concurrence permet de réduire ou de supprimer le second facteur de différenciation et de favoriser une homogénéité tarifaire, qui va bien dans le sens de la péréquation. Le premier facteur de différenciation est plus difficilement réductible dès lors que les coûts de transport et en particulier, dans le cas de l'électricité, les coûts de distribution sont très variables.

La mise en œuvre effective de la péréquation tarifaire, comme de toutes les missions de service public, implique donc l'intervention de la puissance publique ou du régulateur, pour en évaluer les charges et mettre en place les mécanismes permettant de les répartir entre les divers opérateurs concernés, ce qui soulève déjà des problèmes délicats. Mais plus fondamentalement se pose la question de la *possibilité de concilier concurrence et péréquation tarifaire*, c'est-à-dire de s'assurer que les mécanismes de péréquation tarifaire ne restreignent pas abusivement l'ouverture à la concurrence ou n'en obèrent pas les bienfaits attendus.

Il convient, en effet, de garder à l'esprit que la concurrence a deux vertus essentielles : d'une part exercer une pression à la baisse sur les prix, en incitant les entreprises à réaliser effectivement les gains de productivité potentiels et à les transférer aux consommateurs ; d'autre part diversifier l'offre –face à une demande elle-même diversifiée- et par suite diversifier les tarifs. Cette diversification tarifaire, mise en œuvre à grande échelle notamment dans le transport aérien¹⁴ et plus récemment dans la téléphonie mobile, permet de capter le plus grand nombre d'utilisateurs en rendant accessible à chacun d'eux le tarif le mieux adapté à ses besoins, et va bien dans le sens de l'efficacité économique. Elle ne peut être considérée comme une discrimination tarifaire dans la mesure où le même " menu " tarifaire est offert à tous les utilisateurs, chacun effectuant sa propre sélection (" auto-sélection "). Pour que les consommateurs bénéficient pleinement de l'ouverture à la concurrence, il est essentiel de laisser aux entreprises la plus grande souplesse tarifaire et, sans confondre discrimination et diversification, de bien définir ce qui relève de l'une et de l'autre.

En raison du coût potentiel élevé de la péréquation tarifaire, il convient d'en apprécier et, si possible, d'en quantifier les effets économiques : c'est l'objet de la première partie. La deuxième partie examinera les différentes activités électriques où peut s'exercer la péréquation tarifaire, en distinguant notamment celles qui relèvent d'un monopole naturel de

¹³ Ou de mécanismes qui simulent le marché, comme c'est le cas avec le principe dit de tarification au coût marginal appliqué par les entreprises publiques en situation de monopole.

¹⁴ Avec la technique dite du " yield management "

celles qui relèvent d'une organisation concurrentielle de marché. En conclusion, seront formulées un certain nombre de recommandations.

A L'analyse économique de la péréquation tarifaire

Dans un marché concurrentiel, le système de prix est, comme il a été rappelé précédemment, nécessairement différencié : un producteur qui aurait des tarifs péréqués verrait sa clientèle "écrémée" par ses concurrents. La péréquation tarifaire ne peut donc être instituée durablement que dans le cas d'une production assurée par un monopole, comme c'est le cas actuellement dans le secteur de l'électricité (encore que l'existence d'un monopole n'implique pas pour autant la péréquation tarifaire comme le montre le cas de la distribution du gaz), ou par l'institution de mécanismes de compensations qui peuvent impliquer des coûts d'information et, par suite, de gestion relativement élevés.

La péréquation tarifaire peut, dans certains cas, s'imposer d'elle-même pour des considérations de gestion ou de coût d'information, soit que les différences effectives de coût soient minimales, soit qu'il soit difficile de les mesurer avec précision, ce qui peut être le cas dans les activités de distribution par un réseau.

En France, dans le cas de l'électricité, ce sont principalement des considérations de cette nature qui ont conduit, après la nationalisation de l'électricité et avec la mise en place d'une tarification basée sur les coûts économiques, à instituer de facto une péréquation géographique des tarifs. En effet, une différenciation géographique des tarifs visant à refléter les écarts de coût de distribution aurait nécessité une décomposition extrêmement fine selon les zones qui était jugée à l'époque non praticable.

Jusqu'à la récente loi sur l'électricité, aucun texte ne prescrivait le principe de la péréquation géographique des tarifs. Celle-ci a cependant été pratiquée, et elle a été tout naturellement étendue aux Départements d'Outre-Mer quand les sociétés d'électricité locales ont été nationalisées à leur tour en 1975.

Le principe de péréquation tarifaire est souvent associé à la notion de service public, et à l'égalité de traitement entre les usagers que ce dernier implique. En fait, selon la jurisprudence même du Conseil d'Etat qui a été conduit à statuer dans le cas des chemins de fer, l'égalité de traitement entre les usagers n'implique en aucune manière la péréquation géographique des tarifs et certains prétendent même que cette dernière la viole. La péréquation tarifaire, qui n'existe pas en France dans les autres services publics et qui, dans le secteur de l'électricité n'est mise en œuvre en dehors de la France qu'en Italie parmi les pays industrialisés, est un acte politique dont il convient, selon les termes de la lettre de mission, de mesurer les effets économiques.

A.1 Les enseignements de la théorie économique

En termes économiques, la péréquation tarifaire peut s'analyser à la fois du point de vue de l'efficacité et du point de vue de l'équité, c'est-à-dire comme moyen potentiel de redistribution entre les citoyens.

Il est communément admis par les économistes que la péréquation a un coût en termes d'efficacité économique. Ce coût résulte de ce que les consommateurs ne répondent pas aux signaux de prix comme ils le feraient avec une tarification concurrentielle ou "optimale" : si le prix est inférieur au coût de production, ils expriment une demande supplémentaire qui est coûteuse pour la collectivité car le coût de la fourniture est supérieur à l'utilité qu'ils en

retirent (c'est-à-dire leur consentement à payer). En sens inverse, un prix supérieur dissuade une demande pour laquelle l'utilité est supérieure au coût pour la satisfaire.

La péréquation tarifaire fait apparaître ces coûts d'inefficacité pour les deux catégories d'utilisateurs principalement concernées, ceux qui en "bénéficient" et ceux qui en sont "pénalisés". Mais en même temps, la péréquation réalise un transfert réel d'une catégorie à l'autre, c'est-à-dire exerce un effet redistributif. Si cet effet va dans le sens recherché par les politiques de redistribution, par exemple en faveur des ménages aux revenus les plus modestes, la péréquation peut être un outil efficace, plus efficace éventuellement que d'autres instruments tels la fiscalité, qui eux-mêmes ne sont pas sans coût (de gestion, d'efficacité économique). Si la péréquation est neutre ou va dans le sens opposé à celui visé par les politiques de redistribution, sa justification économique devient bien sûr contestable.

A.1.1 Coût d'efficacité

Le raisonnement économique montre qu'un paramètre important dans l'apparition d'un coût d'efficacité est l'élasticité prix de la demande¹⁵. Si elle est faible, le coût est lui-même faible car l'utilisateur ne modifie guère sa demande. Mathématiquement, pour un utilisateur donné ou une catégorie d'utilisateurs, le coût d'efficacité peut s'exprimer par la formule d'approximation suivante (pour des écarts entre tarif et coût de production pas trop élevés) :

$$C = \frac{1}{2} s (\Delta p)^2$$

avec :

- s : élasticité prix (compensée) de la demande
- Δp : écart entre tarif et coût de production

Pour l'ensemble des utilisateurs, le coût d'efficacité est la somme des coûts :

$$C = \frac{1}{2} \sum s_i (\Delta p_i)^2$$

et il s'agit bien d'un coût (C est négatif, puisque chacun des termes de la somme l'est, quelque soit le signe de l'écart Δp_i).

A.1.2 Effet redistributif

Le surplus du consommateur peut s'exprimer par la formule d'approximation suivante :

$$S_i = -x_i \Delta p_i - \frac{1}{2} s_i (\Delta p_i)^2$$

La péréquation tarifaire entre les consommateurs implique que les écarts entre tarifs et prix, pondérés par les consommations, s'équilibrent c'est-à-dire que :

¹⁵ Pour de plus amples développements, on pourra se reporter à l'annexe 19 de la " Circulaire des Routes " ou à BERNARD A., 1998. " L'utilisation des modèles d'équilibre général calculable pour l'analyse coût-bénéfice et l'évaluation des politiques ", Economie et Prévision, n° 136

$$\sum_i x_i \Delta p_i = 0$$

La redistribution opérée par la péréquation est le montant des réductions de tarif pour la catégorie bénéficiaire, égal en valeur absolue au montant des augmentations de tarif pour les autres consommateurs :

$$T = - \sum_i x_i \Delta p_i \text{ pour } i \text{ tel que } \Delta p_i < 0$$

Il est possible de mesurer l'efficacité technique de la redistribution ainsi opérée par son coût relatif, c'est-à-dire le coût d'efficacité rapporté au montant redistribué :

$$e = - \frac{C}{T}$$

Le caractère véritablement redistributif d'un transfert s'apprécie par le fait qu'il bénéficie effectivement aux catégories visées, c'est-à-dire les ménages aux revenus les plus modestes. Le critère qui s'applique en l'occurrence est le *surplus collectif*, somme des surplus individuels pondérés par les utilités marginales sociales des revenus des consommateurs (I_i), lesquels reflètent les objectifs redistributifs de la collectivité:

$$S = - \sum_i I_i \left[x_i \Delta p_i + \frac{1}{2} s_i (\Delta p_i)^2 \right]$$

Dans le cas où les utilités marginales sont égales¹⁶, c'est-à-dire où il n'y a pas d'objectif redistributif, le surplus collectif est exactement égal au coût d'efficacité tel que défini précédemment et est donc négatif. Si les utilités marginales sont différentes, et en particulier sont décroissantes avec le revenu, le signe du surplus collectif dépendra de l'importance relative des consommations du bien péréqué par les différentes catégories de consommateurs et de leurs élasticités-prix.

A.1.3 Cas du consommateur industriel

Pour les consommateurs industriels, des formules analogues aux précédentes s'appliquent, le surplus étant remplacé par la variation de résultat brut d'exploitation. La justification économique de la péréquation n'est pas alors directement¹⁷ un objectif de redistribution, mais, le plus souvent, un objectif de soutien à l'activité économique ou de développement, par exemple en faveur de régions subissant des "handicaps" du fait de leur situation géographique. La politique dite d'aménagement du territoire fonde nombre de ses actions sur de telles considérations. Il est néanmoins souvent difficile d'en mesurer avec précision la pertinence, et en particulier l'efficacité économique en comparaison d'autres actions plus ciblées visant à lever les obstacles à la croissance et au développement.

¹⁶ Cas d'une fonction d'utilité collective dite "utilitarienne"

¹⁷ Mais, à l'évidence, de manière indirecte.

A.2 La péréquation tarifaire dans la doctrine économique française

L'utilisation du secteur public à des fins de stabilisation macro-économique ou de redistribution, qui était un des piliers de la doctrine économique de la France de l'après-guerre, a été publiquement contestée pour la première fois par le rapport NORA remis au Gouvernement en avril 1967. Le rapport posait comme principe qu'une gestion trop centralisée impliquant des "contraintes mal délibérées" et des "transferts aveugles" présente plus d'inconvénients que d'avantages : *" On peut s'interroger sur l'opportunité d'une politique de redistribution par le moyen de tarifs réduits...L'inconvénient majeur d'une telle politique, c'est qu'elle est aveugle. Choisir des entreprises comme canal de transferts sociaux ou régionaux, c'est risquer d'ignorer les coûts et même les destinataires de ces transferts. Une seule chose est dès lors probable, : c'est qu'à coût égal une politique de redistribution plus efficace serait possible. Ne serait-ce que pour cette seule raison, il serait préférable de recourir, pour réaliser les transferts désirables, à d'autres instruments : ceux qu'offrent la fiscalité, la subvention directe et l'allocation individualisée. "*

Les recommandations du rapport NORA ont largement été suivies et ont, notamment, permis d'arrêter la dérive des comptes des entreprises publiques qu'entraînait le blocage des prix. Les gouvernements successifs n'ont cependant pas remis en cause le principe de péréquation tarifaire là où il s'appliquait, puisque c'est plutôt à une extension à laquelle on a assisté, avec notamment le cas des DOM pour l'électricité.

La doctrine établie par le rapport NORA, qui s'appuyait plus sur le raisonnement que sur l'examen de situations ou d'expériences concrètes, apparaît devoir être amendée en raison des limites des politiques générales de redistribution. Comme le souligne le rapport du Conseil d'Analyse Economique "Service public, secteur public", *" l'on est sans doute plus démuné en matière d'instruments redistributifs que l'on imaginait : la fiscalité générale est souvent rigide, les transferts forfaitaires relèvent de l'idéal théorique...Les contraintes existant sur les instruments généraux de redistribution permettent d'envisager un recours aux politiques sectorielles à cette fin¹⁸ "*.

B Les activités électriques où s'exerce la péréquation

Les missions de service public que le projet de loi sur la "modernisation et le développement du service public de l'électricité" prévoit d'instituer ou de renforcer nécessitent, afin de ne pas créer de distorsions de concurrence entre les opérateurs, des mécanismes de compensation qui peuvent s'analyser comme un système de péréquation. Il convient toutefois de distinguer le domaine de la production de celui de la distribution. Par ailleurs, bien qu'aucun mécanisme de compensation ou de péréquation ne soit prévu en ce qui concerne le transport, il est important d'examiner les conséquences que pourraient avoir des systèmes de tarification plus ou moins forfaitaires, du type timbre poste uniforme, ou au contraire différenciés géographiquement, du type tarification nodale, sachant qu'une telle différenciation a nécessairement des effets sur le prix final payé par le consommateur.

¹⁸ Extrait de l'Annexe A du rapport "Service public, secteur public" du Conseil d'Analyse Economique, déc. 1997, rédigée par D. BUREAU

S'agissant de la production, et bien que le projet de loi ne prévoit d'instituer qu'un seul fonds de compensation, il convient de distinguer les charges liés aux surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, qui relèvent de la même analyse économique que celle de la distribution, des autres charges (obligation d'achat et coûts échoués) qui concernent plus directement le secteur productif et la concurrence entre les producteurs. L'analyse économique des surcoûts liés aux obligations d'achat a été effectuée dans le chapitre relatif aux effets externes et ne sera pas reprise ici.

On examinera donc successivement le transport et la distribution, en distinguant pour cette dernière le territoire continental et les zones non interconnectées.

B.1 Le transport

La tarification du transport soulève des problèmes difficiles, en raison des interrelations étroites avec la production, et est cruciale pour assurer un fonctionnement concurrentiel du secteur électrique. L'appréciation des enjeux et la formulation de recommandations ont fait l'objet d'un rapport spécifique qui a été remis au gouvernement et largement diffusé¹⁹.

Bien que le système de transport de l'électricité soit d'une nature complexe, en raison des lois physiques qui le gouvernent, il peut faire l'objet d'une modélisation permettant, en prenant en compte l'ensemble des contraintes à satisfaire, de déterminer les règles de sa gestion efficace. Celles-ci se matérialisent par une tarification "nodale" de l'électricité, exprimant le prix d'ordre ou le coût d'opportunité de l'électricité en chacun des nœuds du réseau (points d'injection ou de soutirage).

La tarification optimale du transport comporte deux éléments : d'une part une quote-part fixe ou forfaitaire, permettant de couvrir les coûts fixes du transport qui sont très importants ; d'autre part une quote-part variable (dépendant de la localisation géographique), égale à la différence entre le prix nodal et la moyenne des prix nodaux.

Les écarts de prix nodaux reflètent les déséquilibres géographiques entre l'offre et la demande, et peuvent être corrigés soit par des investissements supplémentaires de transport, soit par des délocalisations de la production ou de la consommation. Les prix nodaux jouent donc un rôle de signal fondamental pour orienter les décisions de l'ensemble des intervenants, le gestionnaire de réseau, les producteurs et les usagers finals. Une tarification péréquée, sous forme par exemple d'un timbre-poste uniforme sur l'ensemble du territoire, est donc susceptible d'entraîner des pertes économiques sous diverses formes – surcoûts d'investissements de transport et de production, surcoûts de charges d'exploitation – et par suite un renchérissement de l'électricité pour le consommateur final.

Il semble qu'aucune simulation d'un système de tarification nodale pour la France n'ait encore été effectuée.²⁰ Par suite, il n'est guère possible d'avoir une évaluation tant soit peu précise des surcoûts éventuels, d'autant que l'ouverture du marché à la concurrence peut modifier les flux, de manière certes limitée à court terme mais avec des incidences qui peuvent être significatives sur le réseau. Celui-ci est en effet très sensible à de faibles variations de trafic. De fait, l'on ne sait même pas, en dehors de quelques problèmes de congestion localisés, si le réseau français dispose ou non de réserves de capacité importantes.

¹⁹ Rapport Champsaur.

²⁰ En tout état de cause, si cette évaluation existe, elle n'a pas été communiquée à la mission

Pour fixer des ordres de grandeur, il est intéressant de se reporter à des évaluations étrangères, et en particulier à des résultats de simulation obtenus avec des modèles sur des réseaux étrangers. Un exercice de ce type a notamment été réalisé par l'Administration d'Information de l'Energie²¹, sur le réseau NEPOOL (New England Power Pool), en utilisant le logiciel *PowerWorld*²².

Un aspect important examiné dans l'étude est l'influence de la localisation des centrales et des usines sur la tarification nodale. Dans la situation actuelle, la tarification nodale est très uniforme, avec la quasi-totalité des nœuds se situant dans une fourchette de plus ou moins 0,15 cents par rapport à la moyenne de 2,6 cents par kWh. Le réseau de transport HT de NEPOOL a été effectivement dimensionné pour minimiser la congestion et égaliser les pertes à travers le système. Sa conception a été dictée par la perspective d'installation d'importantes capacités de production en base dans le sud de la Nouvelle Angleterre (Connecticut Yankee et Millstone).

L'hypothèse de la fermeture des centrales nucléaires (deux unités Yankee et trois unités Millstone), avec le remplacement par des capacités équivalentes dans le Nord de la Nouvelle Angleterre, a été testée avec le modèle de simulation du réseau. Le résultat obtenu est que cette décision modifierait la tarification nodale, avec un saut entre le nord et le sud d'environ 0,6 à 0,7 cents.

Des écarts de prix nodaux somme toute relativement modérés peuvent être le signal de désajustements importants entre l'offre et la demande, et il convient donc de permettre aux tarifs du transport de jouer leur rôle de signaux pour l'ensemble des décideurs²³.

B.2 La distribution et la commercialisation

Dans la distribution et la commercialisation, le problème de la péréquation tarifaire nécessite de distinguer d'une part entre catégories d'utilisateurs (consommateurs domestiques ou entreprises), d'autre part entre régions géographiques, selon qu'elles sont interconnectées (métropole continentale) ou non interconnectées (Corse, Départements d'Outre-Mer).

B.2.1 Métropole continentale

La situation actuelle est une péréquation tarifaire géographique, qui n'est d'ailleurs pas totale puisque les tarifs de raccordement au réseau sont déperçus. Néanmoins, la péréquation joue à plein pour les renforcements de « départs de lignes » exigés par un accroissement de la puissance souscrite par un petit nombre d'utilisateurs domestiques, qui sont en général et parfois de très loin les plus coûteux.

Il est intéressant d'examiner dans quelle mesure le principe de péréquation tarifaire, prescrit par la loi, conduit à s'écarter effectivement de la vérité des coûts et peut de ce fait entraîner des pertes d'efficacité économique.

²¹ Energy Information Administration, qui dépend du Département de l'Energie américain

²² Cf le rapport de l'EIA " Issues in Midterm Analysis and Forecasting 1998 ", juillet 1998. Il existe d'autres logiciels de réseau, et en particulier le logiciel *DC-Load*, qui a été utilisé en particulier pour mesurer le pouvoir de marché des producteurs et les interactions stratégiques de réseau (W. Hogan, " A Market Power with Strategic Interaction in Electricity Networks ", The Energy Journal, Vol. 18, No. 4, 1997)

²³ Des tarifs de transport qui ne reflètent pas les coûts peuvent aussi être à l'origine d'incitations biaisées à conclure des contrats bilatéraux destinés à tirer parti de la congestion (cf Hogan, « Restructuring the Electricity Market : Institutions for Networks Systems », Avril 1999.

Selon le rapport du groupe de travail²⁴ du Commissariat Général du Plan présidé par Jean BERGOUGNOUX, “ dans un système électrique fortement interconnecté, irriguant une zone d’étendue raisonnable, et dans lequel les investissements ont pu être développés de manière cohérente, les coûts du kWh au niveau du réseau à très haute tension sont peu différenciés d’une région à l’autre, surtout si l’on raisonne par référence au prix de vente moyen du kWh basse tension. Par contre les coûts de distribution du kWh peuvent varier fortement selon les circonstances locales : densité de consommation, forme d’habitat, nature et encombrement du sous-sol lorsque les réseaux sont souterrains. Dans le cas de la France continentale, une déperéquation géographique pertinente ne serait donc pas une déperéquation par grandes régions mais supposerait un découpage fin du territoire en fonction de ses caractéristiques électriques ”.

Ce découpage est considéré par le même rapport comme “ guère praticable ”, et d’ailleurs sans effet notable du point de vue de l’efficacité économique du fait de “ la relative inélasticité des comportements des petits consommateurs ”.

L’on ne dispose que de peu de données chiffrées ou d’évaluations permettant d’apprécier les différences de coût de distribution entre caractéristiques électriques, et en particulier entre formes et densités d’habitat, et par suite l’ampleur des transferts ainsi opérés entre usagers (transferts qui sont réels, même si le coût d’inefficacité était limité en raison d’une faible élasticité de la demande).

La péréquation tarifaire a des effets structurants, tant sur la production que sur l’organisation de la distribution. Comme le souligne le rapport MARTIN sur la maîtrise de l’énergie²⁵, d’une part “ la péréquation des tarifs de vente a supprimé les niches géographiques où des énergies renouvelables pourraient fournir de l’énergie thermique moins coûteuse que l’électricité (solaire thermique et bois ” ; d’autre part : “ les mécanismes de financement de l’électrification rurale (par le FACE) ont continué, après 1973, à privilégier les développements et renforcements de réseaux au détriment du recours à la production décentralisée d’électricité dans de nombreux sites où celle-ci était pourtant moins coûteuse. Une inflexion dans la politique suivie n’est intervenue qu’à partir de 1993 dans le cadre d’une convention entre EDF et l’ADEME... ”.

Le caractère redistributif de la péréquation tarifaire sur le territoire de la métropole continentale apparaît, par ailleurs, extrêmement contestable, si l’on prend en considération le fait qu’elle bénéficie, pour une très large part, à des occupants de résidences secondaires, qui ne sont pas parmi les catégories de la population française celle qui nécessite une aide de la collectivité nationale. Selon le rapport du « Comité de l’inventaire des besoins d’investissement de l’électrification rurale », présidé également par Yves MARTIN, le coût de renforcement par abonné peut atteindre 400 000F, pour des usages non spécifiques et peu fréquents (un petit nombre de week-ends par an) mais faisant appel à des puissances très élevées (jusqu’à 32 kW). Si, en plus, ces résidences secondaires bénéficient du tarif « contrat interruptible », le coût supporté par la collectivité est énorme, sans qu’aucune justification économique ou sociale puisse être mise en avant.

Le rapport BERGOUGNOUX reconnaît lui aussi l’effet structurant de la péréquation sur l’organisation de la distribution qui “ s’accommode mal d’une multiplicité de

²⁴ Groupe “ régulation des services publics en réseaux”, rapport sur le secteur électrique, version du 20/07/99

²⁵ “ La maîtrise de l’énergie - Rapport d’évaluation ”; Rapport de l’instance d’évaluation présidée par l’Ingénieur Général des Mines Yves MARTIN. Janvier 1998.

cessionnaires. Péréquation tarifaire et (quasi)-unicité du distributeur sont intimement liés. ”.

L'enjeu principal de la péréquation est l'ouverture plus large que celle actuellement prévue par la loi et qui verrait reconnaître le statut d'éligibles aux distributeurs indépendants, ce qui, par effet de “concurrence par comparaison”, se propagerait à l'ensemble de la distribution sous la pression des collectivités concédantes. Cette ouverture du marché (qui pourrait devenir complète si tous les consommateurs deviennent éligibles) n'est pas compatible avec une définition stricte de la péréquation tarifaire.

De tels obstacles mis à l'ouverture du marché pourraient se révéler même contre-productifs à l'égard de l'objectif visé si, in fine, les usagers “bénéficiaires” de la péréquation étaient eux-mêmes perdants (dans le cas où la baisse de tarif que permettrait l'ouverture à la concurrence était supérieure à l'avantage que procure la péréquation).

Il convient dès lors de distinguer nettement la distribution “physique” (les fils), qui constitue un monopole naturel local, et qui peut donner lieu à péréquation tarifaire, et la commercialisation qui est susceptible d'être ouverte à la concurrence et pour laquelle la péréquation ne se justifie pas. Dans une telle organisation, la péréquation ne serait pas totale puisque des prix différents s'observeraient entre zones géographiques, mais on peut penser que peu d'usagers se trouveraient lésés par rapport à une situation de péréquation totale.

Les considérations ci-dessus ne s'appliquent pas qu'aux ménages, elles concernent également les entreprises qui ne sont pas éligibles. Pour ces dernières, la péréquation tarifaire pourrait avoir des effets sur la compétitivité et, par suite, sur l'emploi et l'activité économique : des effets positifs pour les entreprises bénéficiaires, mais qui sont relativement limités car les activités correspondantes sont principalement des services ou de l'artisanat peu susceptibles de délocalisation ; des effets négatifs pour les autres entreprises, effets qui peuvent ne pas être négligeables notamment, pour les entreprises fortement consommatrices d'électricité et qui pourraient conduire à des délocalisations vers d'autres pays. Un examen plus approfondi est nécessaire, et la réalisation d'études monographiques sur le sujet est vivement recommandée.

B.2.2 Régions non interconnectées

La péréquation tarifaire concernant les régions non interconnectées au réseau continental consiste en un alignement des tarifs sur ceux de la France continentale. Pour de nombreuses raisons qui sont examinées en détail dans un autre chapitre du rapport, les coûts de production dans ces régions sont en moyenne deux fois plus élevés, et l'alignement des tarifs sur ceux de la France continentale se traduit pour les consommateurs de cette dernière par une augmentation de prix d'environ 1,6% en moyenne.

Il convient de noter des différences importantes entre les régions concernées. L'une – la Réunion – a vu le développement de moyens de production adaptés (hydraulique, usage de la bagasse comme combustible) de sorte que le surcoût est relativement réduit (environ 65%). Une autre (la Corse) pourrait être connectée au réseau français continental ; même en tenant compte de la charge que représente l'amortissement du câble sous-marin, ceci éliminerait la plus grande partie du déficit actuel. L'appréciation économique de la péréquation tarifaire

mériterait donc un examen adapté à la situation de chaque territoire, mais les délais de remise du présent rapport n'ont pas permis d'y procéder.

B.2.2.1 La péréquation comme outil de redistribution entre les ménages

La consommation d'électricité se caractérise par une décroissance sensible de sa part dans le budget des ménages en fonction du revenu (plus exactement du total des dépenses). De l'ordre de 2,2 à 2,5% pour les ménages les plus modestes, cette part n'est plus que de 1% pour les ménages les plus aisés²⁶. Cette distribution, observée en France continentale, se retrouve dans les DOM où les enquêtes "Budget des Famille" de l'INSEE sont effectuées. Agir sur les tarifs de l'électricité peut ainsi constituer un outil de redistribution, d'autant que l'élasticité prix est considérée comme relativement faible (mais les études précises sur la question font défaut, de même que celles concernant l'effet revenu).

La consommation d'électricité des ménages dans les DOM est, à l'évidence, supérieure à celle qui résulterait d'une tarification conforme à la vérité des prix. Elle tend, par ailleurs, à croître à un rythme soutenu, sensiblement supérieur à celui de la métropole. Le niveau plus faible de prix encourage la "surconsommation", notamment le développement des usages non captifs ou d'usages captifs dont le subventionnement est discutable (comme le conditionnement d'air), et dissuade la réalisation d'investissements d'économie d'énergie qui seraient économiquement rentables pour la collectivité comme l'équipement en chauffe-eau solaire.

a) Coût d'efficacité de la péréquation

La péréquation tarifaire entre la France continentale et les DOM opère une redistribution importante qui peut se chiffrer, en se limitant aux trois DOM pour lesquelles l'on dispose de données, à 880 millions de F.

Le coût de cette redistribution, en termes de perte d'efficacité, s'évalue à 207 millions de F dans l'hypothèse d'une élasticité prix de $-0,4$ et 310 millions avec une élasticité de $-0,6$ (application des formules données au A.1.1).

Une partie du surcoût pourrait être éliminée par des politiques d'économie d'énergie appropriées, et en particulier la promotion du chauffe-eau solaire. Selon les évaluations du rapport MARTIN, une subvention de l'ordre de 6000 F par chauffe-eau solaire installé (pour un prix de l'ordre de 10000 F) permettrait la généralisation de son emploi à la place des chauffe-eau électriques, avec un enjeu non négligeable : la croissance du parc de chauffe-eau électriques engendre en effet une croissance annuelle de la puissance appelée en pointe de l'ordre de 10 MW, soit 2% de la puissance installée.

Depuis le début 1996, une telle action a été lancée dans les DOM en utilisant les dispositions fiscales de la loi PONS, et a montré son efficacité puisqu'elle a engendré aux Antilles et à la Réunion des commandes de 5500 chauffe-eau solaires par an contre 1500 auparavant. Le rapport MARTIN juge que cette expérience est très coûteuse pour l'Etat, mais qu'elle "montre à quel point la politique menée en matière de tarif de l'électricité a handicapé le développement des énergies renouvelables".

²⁶ Selon la nomenclature de classes de revenus retenue par l'INSEE pour les enquêtes budgets des familles.

b) Effet redistributif

En rapportant le coût d'efficacité de la redistribution tel qu'évalué ci-dessus au montant du transfert, on obtient que le coût de la redistribution par la péréquation tarifaire se situe donc entre 24 et 35%. Bien que l'on ne dispose pas de référence comparative, ce coût apparaît élevé et on pourrait en effet raisonnablement penser que d'autres politiques redistributives mieux ciblées permettraient d'atteindre le même objectif à un coût sensiblement moindre.

Les transferts entre la métropole et les DOM, opérés par l'ensemble des politiques menées en faveur de ces derniers, sont déjà importants si l'on en juge par la forte réduction des écarts de niveau de vie moyens : alors que le PIB par tête n'est que de l'ordre de la moitié de celui de la métropole, les écarts de dépenses annuelles moyennes par tête²⁷ sont beaucoup plus réduits, comme le font apparaître les tableaux de l'annexe : 18% pour la Guadeloupe, 15% pour la Guyane et 12% pour la Martinique. Si l'on prend en compte une échelle des utilités marginales sociales des revenus inversement proportionnelle au niveau des dépenses annuelles moyennes des ménages (soit respectivement 1,22 ; 1,18 et 1,14 en normant à 1 la métropole), on obtient que le *surplus collectif est nettement négatif pour les valeurs de l'élasticité prix dans la fourchette -0,4 à -0,6*.

Il faudrait certes tenir compte du "coût de la vie" qui, dans les DOM, peut différer sensiblement de celui de la métropole. Selon des indications fournies par la Direction Régionale de l'INSEE, un écart d'une quinzaine de points entre les DOM et la métropole est généralement admis. Dans cette hypothèse, et pour la valeur intermédiaire de -0,5 de l'élasticité prix de l'électricité, le surplus collectif serait approximativement équilibré²⁸, ce qui signifie que la péréquation tarifaire passerait tout juste ce test de critère redistributif.

B.2.2.2 La péréquation au bénéfice des entreprises

Les entreprises implantées dans les DOM et en Corse bénéficient, comme les ménages, de tarifs de l'électricité très inférieurs aux coûts de production. Comme dans le cas de la France continentale, il n'y a pratiquement pas d'étude permettant de mesurer les effets de la péréquation tarifaire et de les comparer à d'autres actions visant le même objectif.

A la suite des demandes d'information formulées par la mission auprès des Directions Régionales de l'INSEE, une note sur les "conséquences potentielles d'une libération du marché de l'électricité à la Réunion" a été rédigée par le service compétent.

Sans apporter d'éléments chiffrés, l'auteur de la note considère que la suppression du mécanisme de péréquation et le renchérissement de l'électricité qui en résulterait pour les entreprises conduiraient à remettre en cause certains choix dans l'industrie et l'agriculture. La conclusion de l'analyse effectuée est la suivante :

" Contrairement à la métropole, il n'existe pas à la Réunion d'industrie grosse consommatrice d'électricité comme la fabrication d'aluminium. Les sucreries, principales industries, produisent leur propre électricité. Pour autant, une hausse du prix du kWh augmenterait les coûts de la plupart des productions locales. Les industriels n'auraient d'autre choix que de réduire leurs marges, et certaines productions auront sans doute besoin d'aides supplémentaires sous peine de disparaître. La quantification de ces difficultés (secteurs et nombre d'emplois concernés) ne peut être menée que par les chambres

²⁷ Plus exactement par "unité de consommation". L'échelle pour les UC est celle d'Oxford : chef de famille = 1 ; autre adulte (ie. 14 ans et +) = 0,7 ; enfant (< 14 ans) = 0,5.

²⁸ Toujours en retenant la loi « logarithmique » des utilités marginales inversement proportionnelles au revenu.

professionnelles : les enquêtes que l'INSEE mène auprès des entreprises ne permettent pas d'isoler les dépenses en électricité.

L'agriculture constitue un cas spécifique, puisqu'elle utilise une quantité croissante d'électricité à des fins de pompage (18 % de la consommation d'électricité haute tension en 1998). Une forte hausse des tarifs de l'électricité mettrait en difficulté l'ensemble du secteur, avec des disparités notables sur le département. L'éventuelle construction de retenues d'eau supplémentaires pour produire de l'électricité devrait ainsi également tenir compte des besoins en eau de l'agriculture, de façon à limiter le recours aux pompes. ”

Une analyse comparable devrait vraisemblablement s'appliquer aux autres DOM. Un secteur qui mérite un examen approfondi est le tourisme, dont l'activité hôtelière bénéficie de la péréquation tarifaire de l'électricité, et qui est en situation de forte concurrence internationale.

C Eléments de synthèse

Comme pour les autres secteurs de service gérés par une entreprise publique en situation de monopole, l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité est susceptible d'apporter des gains importants aux consommateurs, d'une part par une baisse des prix qui répercute la pression exercée sur les coûts, d'autre part par la diversification de l'offre et l'émergence d'opérateurs aptes à fournir à chaque segment de clientèle un ensemble de services répondant à ses besoins. De tels progrès, qui doivent bénéficier à tous les consommateurs, ne pourront se matérialiser que si les opérateurs disposent d'une grande liberté tarifaire, c'est-à-dire si des contraintes ne sont pas imposées abusivement sur la formation des prix.

L'intervention de la puissance publique ou du régulateur sur la fixation des prix ne peut dans ces conditions se justifier que dans deux circonstances²⁹. D'une part, pour les activités qui relèvent d'un monopole naturel et qui resteront assurées par un opérateur unique, à savoir le transport et la distribution locale (au sens physique). Mais *rien a priori n'impose que pour ces activités il y ait péréquation, c'est-à-dire que le tarif soit homogène sur l'ensemble du territoire. En particulier, un tarif de transport indifférencié ne signifierait pas aux opérateurs les déséquilibres entre l'offre et la demande existant entre les zones géographiques et les opportunités de localisation industrielle ou d'investissement rentables pour la collectivité.*

L'intervention du régulateur est, d'autre part, justifiée afin que soit assuré, comme le prévoit la loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité dans son article 2, “ sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui ne sont pas éligibles en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs ”. Mais concilier efficacité économique, équité et service public, dans une activité où coexistent des éléments de production concurrentielle et de monopole naturel, est particulièrement difficile. A cela s'ajoute la particularité que la consommation d'électricité comprend à la fois des usages spécifiques, qui relèvent véritablement d'une mission de service public, et des usages thermiques pour lesquels l'électricité est en concurrence avec

²⁹ En dehors des interventions courantes du régulateur sur la surveillance du marché, et notamment lorsque les prix traduisent une absence de concurrence et donc l'exercice d'un pouvoir de marché, mais elles n'affectent pas directement les mécanismes de péréquation.

d'autres produits énergétiques qui ne sont pas considérés comme relevant d'une mission de service public et dont les prix ne sont pas péréqués.

Le problème de la péréquation tarifaire recouvre en fait *deux situations très différentes*. Dans les zones qui ne sont pas interconnectées au réseau de la métropole continentale, des surcoûts de production importants se manifestent pour des raisons bien identifiées et qui devraient subsister durablement. Ces surcoûts peuvent en partie être réduits, par interconnection au réseau continental lorsque ceci est techniquement possible, et par des incitations suffisamment fortes à utiliser les énergies renouvelables quand ces dernières pourraient être économiquement plus efficaces. Pour les autres usages, et en particulier les usages spécifiques, la péréquation tarifaire, c'est-à-dire l'alignement des tarifs sur ceux de la métropole, *répond assez bien à un objectif de redistribution entre la métropole et des régions moins riches et moins développées, encore que le coût en termes de perte d'efficacité économique soit élevé bien que difficilement comparable, en l'absence d'éléments de comparaison, avec les autres instruments de redistribution.*

La péréquation tarifaire sur le territoire de la métropole continentale ne relève pas de la même économie générale. Les coûts de production sont relativement homogènes sur l'ensemble du territoire et les coûts de transport, même avec une tarification géographique différenciée (tarification nodale), ne varieraient pas au point d'affecter de manière significative les tarifs pour les usagers non éligibles (pour lesquels ils représentent une part faible). La différenciation des coûts provient essentiellement des coûts de distribution, notamment entre les zones urbaines et denses et les zones rurales et dispersées.

Contrairement au cas des Départements d'Outre-Mer pour lesquels le caractère redistributif de la péréquation tarifaire n'est pas contestable (ce qui ne veut pas dire que l'objectif ne puisse pas être atteint à moindre coût par d'autres moyens), son caractère redistributif sur le territoire continental n'est pas évident. Il n'est pas certain non plus qu'elle aide à maintenir l'activité et les services, publics et privés, indispensables à la vie sociale dans les zones rurales peu denses.

La péréquation tarifaire a enfin des effets structurels qui peuvent limiter les bénéfices à attendre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité pour les consommateurs qui ne seront pas, dans l'immédiat, éligibles.

En effet, à court terme, la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles restera assurée pour l'essentiel par l'entreprise publique (et marginalement par les distributeurs non nationalisés qui ne sont pas éligibles) et celle-ci pourra assurer la péréquation tarifaire, dans les mêmes conditions qu'actuellement, sous le contrôle du régulateur.

A long terme, il est possible que la fonction de distribution se scinde entre la fonction commerciale, ouverte à la concurrence, et la fonction de transport, en situation de monopole local. C'est sur cette fonction qu'une péréquation tarifaire pourrait (ou devrait) se maintenir, laissant aux autres activités une liberté dans la fixation des prix.

Dépense annuelle moyenne par ménage, selon le revenu par unité de consommation (Source : enquête « Budget de Famille » 1995)

France continentale

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	25687	29907	31993	33733	37201	38641	46067	34931
Habillement	6011	6291	7260	7864	9693	11021	16207	9303
Habitation	32746	39206	44731	48910	57340	61913	85982	53509
dont : Électricité	2593	2985	3094	3189	3103	3357	3510	3126
Hygiène, soins personnels	6659	8756	10407	10979	14713	15255	17248	12081
Transports, télécomm.	13703	18086	20699	22206	26352	32158	37125	24537
Culture et loisirs	8581	9611	11042	11168	13346	15168	18788	12626
Divers	16103	21174	24975	32147	42833	55820	112976	44824
Dépenses totales	109490	133031	151107	167007	201478	229976	334393	191811

En pourcentage

Alimentation	23.46	22.48	21.17	20.20	18.46	16.80	13.78	18.21
Habillement	5.49	4.73	4.80	4.71	4.81	4.79	4.85	4.85
Habitation	29.91	29.47	29.60	29.29	28.46	26.92	25.71	27.90
dont : Électricité	2.37	2.24	2.05	1.91	1.54	1.46	1.05	1.63
Hygiène, soins personnels	6.08	6.58	6.89	6.57	7.30	6.63	5.16	6.30
Transports, télécomm.	12.52	13.60	13.70	13.30	13.08	13.98	11.10	12.79
Culture et loisirs	7.84	7.22	7.31	6.69	6.62	6.60	5.62	6.58
Divers	14.71	15.92	16.53	19.25	21.26	24.27	33.79	23.37
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Guadeloupe

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	28859	31618	34815	36623	41188	51857	42850	33413
Habillement	7660	9810	11208	9509	12561	12789	9236	8978
Habitation	25035	38847	47116	47629	63596	75571	91801	40957
dont : Électricité	2206	2511	2454	2814	2696	3151	3373	2490
Hygiène, soins personnels	7376	7658	11099	11796	8006	16483	14116	9209
Transports, télécomm.	12380	23153	30117	28981	35662	48769	41337	22068
Culture et loisirs	4042	5251	6563	8676	10517	20272	12481	6743
Divers	14295	30118	39196	44040	61464	84396	108260	35291
Dépenses totales	99647	146455	180114	187254	232994	310137	320081	156659

En pourcentage

Alimentation	28.96	21.59	19.33	19.56	17.68	16.72	13.39	21.33
Habillement	7.69	6.70	6.22	5.08	5.39	4.12	2.89	5.73
Habitation	25.12	26.52	26.16	25.44	27.30	24.37	28.68	26.14
dont : Électricité	2.21	1.71	1.36	1.50	1.16	1.02	1.05	1.59
Hygiène, soins personnels	7.40	5.23	6.16	6.30	3.44	5.31	4.41	5.88
Transports, télécomm.	12.42	15.81	16.72	15.48	15.31	15.72	12.91	14.09
Culture et loisirs	4.06	3.59	3.64	4.63	4.51	6.54	3.90	4.30
Divers	14.35	20.56	21.76	23.52	26.38	27.21	33.82	22.53
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Guyane

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	27054	28221	36349	36623	41561	44750	59851	38476
Habillement	7600	4356	6671	6513	6662	10461	9130	7531
Habitation	20833	30698	46375	43236	46707	62303	58975	40072
dont : Électricité	2188	2749	3064	2925	2728	3611	3355	2809
Hygiène, soins personnels	3258	8228	6597	9130	8032	6587	10645	6919
Transports, télécomm.	10137	9343	20640	20363	25628	20634	37071	19784
Culture et loisirs	5129	5648	14192	7790	10093	10953	18756	9938
Divers	12427	14489	36923	34266	45590	52629	92796	39813
Dépenses totales	86438	100983	167747	157921	184273	208317	287224	162533

En pourcentage

Alimentation	31.30	27.95	21.67	23.19	22.55	21.48	20.84	23.67
Habillement	8.79	4.31	3.98	4.12	3.62	5.02	3.18	4.63
Habitation	24.10	30.40	27.65	27.38	25.35	29.91	20.53	24.65
dont : Électricité	2.53	2.72	1.83	1.85	1.48	1.73	1.17	1.73
Hygiène, soins personnels	3.77	8.15	3.93	5.78	4.36	3.16	3.71	4.26
Transports, télécomm.	11.73	9.25	12.30	12.89	13.91	9.91	12.91	12.17
Culture et loisirs	5.93	5.59	8.46	4.93	5.48	5.26	6.53	6.11
Divers	14.38	14.35	22.01	21.70	24.74	25.26	32.31	24.50
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Martinique

Nomenclature des dépenses	moins de	de 42 000	de 55 000	de 67 000	de 82 000	de 100 000	130 000	Ensemble
	42 000	à 54 999	à 66 999	à 81 999	à 99 999	à 129 999	et plus	
Alimentation	30963	28383	29955	28441	34190	41975	49111	33539
Habillement	6307	6931	9430	8452	10889	13665	13954	8609
Habitation	22137	29703	34368	46874	89312	78665	93557	43210
dont : Électricité	2315	2876	2487	2435	2762	3608	3572	2695
Hygiène, soins personnels	9019	8275	9461	8523	7056	10947	12018	9315
Transports, télécomm.	13353	22714	29622	29128	56621	32509	48677	25460
Culture et loisirs	5334	5731	9729	11011	9899	13904	19360	8859
Divers	13703	22829	34280	50783	46263	68825	123515	39087
Dépenses totales	100816	124566	156845	183212	254230	260490	360192	168079

En pourcentage

Alimentation	30.71	22.79	19.10	15.52	13.45	16.11	13.63	19.95
Habillement	6.26	5.56	6.01	4.61	4.28	5.25	3.87	5.12
Habitation	21.96	23.85	21.91	25.58	35.13	30.20	25.97	25.71
dont : Électricité	2.30	2.31	1.59	1.33	1.09	1.39	0.99	1.60
Hygiène, soins personnels	8.95	6.64	6.03	4.65	2.78	4.20	3.34	5.54
Transports, télécomm.	13.24	18.23	18.89	15.90	22.27	12.48	13.51	15.15
Culture et loisirs	5.29	4.60	6.20	6.01	3.89	5.34	5.37	5.27
Divers	13.59	18.33	21.86	27.72	18.20	26.42	34.29	23.26
Dépenses totales	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Annexe 10 : Obligation d'achat et coûts évités

Résumé des propositions :

<p>Au titre de l'obligation d'achat prescrite par l'article 10 de la loi, EDF achèterait l'électricité, au point de livraison de l'installation du producteur indépendant, au prix auquel il facturerait la même fourniture livrée au même endroit, après déduction de la part de coût de transport revenant au producteur (tarif d'injection). Le prix de l'énergie serait celui du tarif de vente pour la puissance concernée et la prime fixe serait calculée sur la base de la fourniture garantie par le producteur.</p>
<p>Les dispositions de l'article 10 permettraient ainsi d'offrir un débouché aux producteurs indépendants qui pourraient vendre à EDF et aux DNN aux prix définis ci-dessus, correspondant à la valeur économique de l'électricité. Il n'y aurait donc pas dans ce cas de charges de service public à compenser.</p>
<p>L'article 8 serait utilisé pour promouvoir les énergies ou techniques que le Gouvernement souhaite développer, en acceptant éventuellement des surcoûts. Le montant des charges de service public serait alors calculé par différence entre les prix d'achat résultant des appels d'offres et les prix définis plus haut pour l'article 10.</p>
<p>Bien entendu, les contrats d'achats d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la nouvelle loi, notamment les contrats "97-01", resteraient en vigueur, conformément aux dispositions de l'article 50. Les charges de service public correspondantes, calculées par différence entre le prix contractuel et celui défini pour l'article 10, feraient l'objet de la compensation dans les conditions prévues à l'article 5.</p>
<p>Afin de favoriser l'émergence effective d'une demande nouvelle pouvant satisfaire l'offre de différents autoproducteurs, il sera proposé d'organiser un marché de l'électricité d'ajustement instantané qui serait ouvert à tous les producteurs. Ce marché permettrait au GRT de gérer de manière transparente les besoins d'électricité pour les ajustements en cours de journée et ouvrirait par ailleurs d'autres débouchés que les clients éligibles aux producteurs indépendants.</p>

Le chapitre A explicite la notion d'obligation d'achat et permet d'aboutir à la proposition consistant à appliquer exclusivement l'article 8 (appel d'offres) pour les modes de production que les pouvoirs publics jugent insuffisamment développés et à proposer un prix de reprise pour l'obligation d'achat automatique (article 10), proche d'un prix de marché, en prenant en compte les coûts évités par EDF.

Le chapitre B analyse la façon de calculer les coûts évités par EDF et aboutit à la proposition de retenir le tarif de vente d'EDF diminué du tarif d'injection.

Le chapitre C développe l'exemple de la production d'électricité par cogénération qui relève, selon notre proposition, de l'obligation d'achat automatique au sein de l'article 10.

Le chapitre D développe l'exemple de la production d'électricité éolienne qui relève, selon notre proposition, de l'obligation d'achat découlant d'un appel d'offres (article 8).

A L'obligation d'achat

A.1 Les dispositions de la loi

L'article 10 de la loi fixe les obligations d'achat de la façon suivante :

« Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, [...] les distributeurs non nationalisés [...] sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat d'électricité produite sur le territoire national par :

- 1) Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés [...] ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ; dans ce dernier cas, la puissance installée de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer ;*
- 2) Les installations dont la puissance installée par site de production n'excède pas 12 mégawatts qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, lorsque ces installations ne peuvent trouver des clients éligibles dans des conditions économiques raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité. Un décret en Conseil d'Etat fixe, par catégorie d'installation, les limites de puissance installée par site de production des installations qui peuvent bénéficier de cette obligation d'achat. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité.*

[...] Sous réserve du maintien des contrats en cours et des dispositions de l'article 50, l'obligation de conclure un contrat d'achat prévu au présent article 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.

Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés [...] prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs. 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 au I de l'article 5. »

L'article 8 permet à la puissance publique de mettre en place des appels d'offres spécifiques pour un type de production donné. Dans ce cas, EDF ou les DNN sont alors obligé de racheter l'électricité produite :

*« Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la **procédure d'appel d'offres**. [...] »*

Après avoir recueilli l'avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité, le ministre de l'énergie désigne le ou les candidats retenus à la suite d'un appel d'offres. [...] Il a la faculté de ne pas donner suite à l'appel d'offres. [...]

*Lorsqu'ils ne sont pas retenus, **Electricité de France et**, dans le cadre de leur objet légal dès lors que les installations de production sont raccordées à leur réseau de distribution, **les distributeurs non nationalisés [...]** sont tenus de conclure dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres. [...] »*

L'article 5 précise les modalités de remboursement de cette mission de service public :

« Les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensées.

Ces charges comprennent : les surcoûts qui résultent, le cas échéant, des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en œuvre de l'obligation d'achat, mentionnés aux articles 8 et 10, par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés. [...] »

L'article 50 traite de la révision des contrats déjà conclus entre EDF et les producteurs d'électricité :

« Les contrats d'achat d'électricité conclu ou négociés avant la publication de la présente loi entre Électricité de France ou les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, peuvent être dénoncés par les producteurs d'électricité moyennant un préavis de trois mois, sans que puissent être opposées les clauses d'exclusivité que peuvent comporter les contrats.

*A compter de la date de publication de la présente loi, **les surcoûts qui peuvent résulter des contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi** entre Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés [...], d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, **font l'objet**, lorsqu'ils sont maintenus et jusqu'au terme initialement fixé lors de leur conclusion, **d'une compensation** dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la présente loi.*

Par dérogation aux premier et deuxième alinéas, les contrats et conventions précités qui lient Electricité de France à une entreprise du secteur public sont révisés par les parties, dans un délai d'un an à compter de la publication de la présente loi, afin de les mettre en conformité avec ses dispositions. [...]

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas [...] aux conventions et contrats venant à expiration dans un délai inférieur à deux ans à compter de la publication de la présente loi »

Les dispositions de la loi nécessitent donc d'approfondir différents sujets :

- la notion d'obligation d'achat ;
- les formes d'énergie susceptibles de bénéficier de ces dispositions ;
- et le calcul des coûts évités par EDF ou par les DNN,

A.2 L'obligation d'achat

Une contrepartie au monopole d'EDF ; une disposition transitoire avant une ouverture suffisante de la concurrence.

L'obligation d'achat est une disposition qui a été introduite historiquement comme contrepartie du monopole. EDF étant seul autorisé (avec les DNN) à vendre de l'électricité, il avait par conséquent l'obligation de racheter aux producteurs non nationalisés l'électricité dont ceux-ci n'avaient pas l'usage, à un prix fixé ou approuvé par les Pouvoirs publics.

Dés lors que le monopole d'EDF disparaît, un marché de l'électricité émerge, le prix du kWh résulte de la confrontation de l'offre et de la demande sur ce marché ainsi que l'a exprimé le Conseil de la Concurrence :

Extrait de l'avis 98-A-05 du Conseil de la Concurrence en date du 28 avril 1998 relatif à une demande d'avis sur les principes à respecter ou les dispositions à prévoir pour assurer le fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité dans le cadre tracé par la directive européenne 96/92/CE. (II.B.2)

«...L'obligation d'achat peut être suspendue si la production propre d'EDF est suffisante pour satisfaire la demande. Toutefois, le décret n°94-1110 du 20 décembre 1994 a rendu permanente l'obligation d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération et les installations utilisant des énergies renouvelables ou des déchets.

*Les producteurs non nationalisés existants sont des producteurs indépendants au sens de la directive et peuvent donc désormais vendre directement leur production aux clients éligibles. Ils n'ont pas besoin de nouvelles autorisations. **L'obligation d'achat de la production autonome pesant sur EDF ayant eu sa justification dans le monopole de vente de l'établissement public, on peut s'interroger sur sa pertinence, dès lors que les producteurs indépendants peuvent vendre directement leur production à leur clientèle.***

*Si une telle obligation d'achat était maintenue au motif que, dans un premier temps, il n'est pas sûr que de petits producteurs indépendants puissent, même en se groupant, utilement répondre à la demande des rares et très gros clients éligibles, **il conviendrait à tout le moins d'éviter** que l'obligation d'achat d'EDF ne se traduise par une subvention indirecte aux activités et aux producteurs concernés, **de nature à fausser le jeu de la concurrence.** »*

L'obligation d'achat, proprement dite, est donc une disposition qui a vocation à disparaître. A terme, compte tenu de l'ouverture progressive à la concurrence et de l'augmentation du nombre d'éligibles, les différents producteurs auront la possibilité d'écouler leur électricité par l'intermédiaire du marché. **L'obligation d'achat restera nécessaire tant que le marché ne sera pas suffisamment ouvert à la concurrence pour que les producteurs aient une chance raisonnable de trouver des clients pour vendre leur production disponible.** Une solution pour accélérer cette transition consisterait peut-être en la constitution de groupements d'autoproduleurs.

A.3 Le tarif de rachat et les aides éventuelles

Un tarif de rachat proche de celui du marché pour les productions rentables

A terme, l'obligation d'achat n'existerait donc plus et les producteurs pourraient vendre directement leur électricité à des clients finals à un prix correspondant au prix de marché. Dans cette perspective, il est nécessaire de définir des dispositions transitoires permettant de racheter l'électricité à un tarif le plus proche possible de celui qui résultera du marché à plus ou moins brève échéance.

Une aide pour des productions non-rentables à court terme

Concernant les subventions qui ont pu être incluses jusqu'à présent dans les conditions d'achat pour aider au développement d'une filière particulière, il serait utile de préciser les gains attendus. Si ce sont les effets favorables en matière de pollution atmosphérique qui justifient de favoriser certaines sources d'énergie, alors la solution rationnelle consisterait à internaliser les effets externes de la pollution dans le prix de l'énergie. En l'absence de tels dispositifs opérationnels, l'obligation d'achat de certaines formes d'énergie pertinentes mais non rentables peut lui être substituée.

Prenons deux exemples opposés que nous détaillerons plus précisément par la suite : les productions d'électricité par cogénération et celles par des éoliennes.

La cogénération permet, par une production combinée de chaleur et d'électricité, de faire des économies de combustible de l'ordre de 20% par rapport à deux productions indépendantes. Selon le rendement de l'installation et surtout le mode de production auquel elle se substitue, elle peut permettre de réduire les émissions de gaz carbonique (il y a une augmentation si c'est une substitution à une production nucléaire, une réduction faible si c'est une substitution à une production à partir d'un cycle combiné électrogène au gaz et une réduction plus importante si c'est une substitution à une production à base de charbon). Actuellement, ce mode de production a atteint la maturité sur le plan technologique : les productions sont d'ores et déjà rentables et il n'y a plus de perspectives de réduction sensible de coûts à espérer. Par conséquent, les aides spécifiques à cette filière ne se justifient plus, et nous proposerons pour les nouveaux contrats de fonder le tarif de rachat sur la base du coût évité par EDF. Dans ce cas, il n'y aura plus de surcoût de service public pour cette filière.

Naturellement, comme pour n'importe quel équipement industriel, le coût de production est d'autant plus bas, toutes choses égales par ailleurs, que la taille de l'installation est importante. En dessous d'une certaine capacité, l'installation n'est plus rentable. Cette constatation justifie,

pour certains, d'attribuer des aides financières aux petites installations dès lors que les autres sont rentables. Ce n'est pas ce qui sera proposé.

Dans le cas de la production éolienne, il s'agit d'une énergie renouvelable qui n'émet pas de pollution atmosphérique. La technologie n'est pas actuellement compétitive à l'exception de quelques sites particuliers (à condition qu'il n'y ait pas de péréquation tarifaire). Néanmoins, les perspectives de réduction de coûts sont encourageantes et permettent d'envisager la compétitivité à terme de cette filière. Il sera donc proposé dans ce cas d'aider le développement de cette filière (pour plus de détails sur ces sujets, voir l'annexe 5).

	Economie d'énergie non renouvelable	avantages vis à vis de la pollution de l'air	compétitivité actuelle	perspectives de diminution forte des coûts	Proposition
Cogénération	0 à 20%	nuls à moyens	oui	non	pas d'aide spécifique
Eoliennes	100%	forts	non	oui	aides justifiées

Afin de limiter le surcoût global pour la collectivité et favoriser l'émergence des projets les plus rentables, nous proposons de maintenir le système actuel basé sur des appels d'offres et de compenser EDF et les DNN de l'écart entre le prix résultant de l'appel d'offres et le coût évité.

La loi offre deux possibilités pour mettre en place l'obligation d'achat :

- une première qui est automatique pour les installations en dessous d'une certaine puissance (article 10) ;
- une seconde qui découle des appels d'offres pouvant être organisée en application de l'article 8.

Dans la mesure où l'article 10 ne permet pas de sélectionner les projets en fonction de leur rentabilité, ni même de contrôler la puissance globale installée selon un mode de production fixé, **l'obligation d'achat qu'il prévoit n'a pas vocation à être utilisée pour subventionner les installations non économiquement rentables. Il est donc proposé que le prix de rachat, pour l'obligation d'achat automatique en dessous d'un certain seuil de puissance, soit un prix sans subvention, tel que défini en B ci-après en application de la loi.**

Dans ces conditions, il est proposé de recourir exclusivement aux appels d'offres selon l'article 8, pour inciter au développement des techniques ou énergies que le Gouvernement souhaite promouvoir, au-delà de ce qui résulte du fonctionnement naturel du marché. Dans ce cas, le prix de rachat proposé sera celui qui résulte de l'appel d'offres.

Il peut être souhaitable d'aider un mode de production non rentable en particulier parce qu'il peut présenter des avantages qui ne sont pas internalisés dans les prix de revient ou parce qu'il s'agit de soutenir le développement d'une filière devant être rentable à terme. L'usage des appels d'offres paraît le plus approprié pour :

- maîtriser le nombre de projets acceptés et, par conséquent, contrôler l'ampleur de la production supplémentaire ainsi obtenue ;
- sélectionner les projets dont les coûts sont les plus bas, toutes choses égales par ailleurs, et, par conséquent, limiter le surcoût pour la collectivité.

En effet, l'appel d'offres, et la concurrence qu'il induit, est théoriquement la méthode la plus simple pour réaliser au moindre coût les investissements. L'article 10 impose une obligation d'achat en dessous d'un certain seuil de puissance et ne permet donc pas, a priori, de sélectionner les projets en fonction de leur rentabilité. Au contraire, dans le système actuel, l'utilisation du seuil favorise le développement des petites installations qui sont souvent les moins rentables et qui contribuent peu, globalement, aux objectifs de politique de l'énergie ou de l'environnement.

L'article 10 ne permet pas non plus de fixer l'importance des moyens de production que la puissance publique souhaite réaliser. Il ne permet que de constater le développement des projets et, éventuellement, de réguler leur nombre en faisant évoluer le seuil de l'obligation d'achat ou en suspendant totalement ou partiellement l'obligation de conclure de nouveaux contrats.

L'esprit de l'article 10 est de garantir un débouché aux productions d'électricité réputées intéressantes. Lorsqu'elles sont non rentables et que le gouvernement souhaite les développer, l'utilisation de l'article 8 permet de répondre à la volonté politique avec la meilleure rationalité économique et un surcoût minimum pour la collectivité. Une internalisation du coût des effets externes sur l'environnement assurerait sans doute la rentabilité de ces formes d'énergie et consisterait sans doute la meilleure solution, mais elle n'est pas d'actualité immédiate.

Par ailleurs, il ne serait pas logique qu'une partie des projets soient sélectionnés par l'intermédiaire d'un appel d'offres et qu'une autre partie puisse bénéficier automatiquement de prix bonifiés dans le cadre d'une obligation d'achat. On pourrait en effet craindre que le maintien simultané des deux options ne conduise les producteurs indépendants à se désintéresser des consultations, avec pour effet une augmentation du prix d'achat résultant des appels d'offres. A l'extrême, il serait absurde que l'obligation d'achat garantisse un tarif supérieur à ce qui ressort de la concurrence instaurée par un appel d'offres.

Afin d'éviter ce risque sans pour autant freiner le développement des installations qui deviendraient économiques rentables, mais ne seraient pas en mesure de trouver des clients éligibles compte tenu de l'ouverture du marché, **il est proposé de maintenir l'obligation d'achat automatique (article 10) pour les modes de production bénéficiant d'appels d'offres (article 8) mais en fixant un prix de rachat sans subvention, tel que défini en B ci après, en application de la loi.**

Quand un mode de production a atteint un stade de maturité économique, les appels d'offres n'ont normalement plus lieu d'être (l'exception serait un mode de production d'électricité rentable, auquel le Gouvernement souhaiterait accorder une place plus importante). Les installations qui ne seraient pas en mesure de trouver des clients susceptibles d'acheter leur production, compte tenu du degré d'ouverture du marché, bénéficieraient toujours de l'obligation d'achat dans les conditions fixées ci-après, avec un prix prenant en compte les coûts évités.

Si nous reprenons les exemples précédents, la production par cogénération devrait relever a priori de l'obligation d'achat automatique (article 10), tandis que la production éolienne devrait être traitée par appels d'offres (article 8).

Après un développement sur les critères de mise en place de l'obligation d'achat et une comparaison internationale, nous étudierons différents modes de calcul des coûts évités pour ensuite revenir de manière plus spécifique sur les principales filières concernées par l'obligation d'achat.

A.4 Les critères de mise en place de l'obligation d'achat automatique (article 10)

L'obligation d'achat automatique ayant vocation à permettre aux petits producteurs de vendre leur production d'électricité en attendant une ouverture suffisante de la concurrence leur permettant d'avoir une chance raisonnable de trouver des clients, il s'agit donc de déterminer pendant quelle durée l'obligation d'achat reste encore nécessaire.

Il convient tout d'abord de préciser que **les installations de production d'électricité appartenant à un groupe industriel n'ont souvent pas besoin de l'obligation d'achat** pour peu que ce groupe comprenne des sites éligibles et du fait que la loi permet à un producteur d'alimenter d'autres sites de son groupe. L'article 23 précise que le GRT est, dans ce cas, tenu d'ouvrir son réseau sans qu'il soit nécessaire que les différents sites soient éligibles :

« Article 23

Un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est garanti par les gestionnaires de ces réseaux, pour : [...]

– permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ; [...] »

Une première approche consiste à fixer un seuil au-dessous duquel l'obligation d'achat s'applique, partant du principe qu'une petite installation a besoin d'avoir une production suffisante par rapport aux consommations des clients éligibles pour pouvoir facilement vendre leur électricité. Ce principe est celui retenu dans le cadre de la loi qui indique que l'obligation d'achat prévu à l'article 10 s'appliquera en dessous d'un certain seuil qui devra être précisé par décret.

Un seuil fixant l'obligation d'achat

Si on prend l'exemple d'une installation de 10 MW fonctionnant en semi-base pendant 4000 heures dans l'année, on obtient une production annuelle de 40 GWh, soit le niveau du seuil de l'éligibilité jusqu'en février 2000. Il existe donc des clients éligibles susceptibles d'acheter l'ensemble de la production d'une telle installation. Il est également fort vraisemblable qu'un client éligible souhaitera avoir au moins deux fournisseurs pour son électricité (comme cela est le plus souvent la règle pour la fourniture des autres biens). Il

devrait donc être possible à un producteur de vendre des quantités d'électricité pour des volumes inférieurs au seuil d'éligibilité. A contrario, un producteur ne souhaitera pas dépendre d'un seuil client. Il a donc besoin d'une production suffisante pour vendre à plusieurs clients éligibles.

Il est proposé que l'obligation d'achat s'applique quand la production d'une installation est inférieure au seuil d'éligibilité :

$$\text{Puissance} * \text{durée de fonctionnement} < \text{seuil d'éligibilité}$$

Une telle formule, qui pourrait être ajustée en fonction des particularités de certains moyens de production, permettrait de garantir à un producteur qu'il existe plusieurs clients éligibles susceptibles de lui acheter de l'électricité pour une part significative de leurs consommations. Elle serait appliquée sous réserve que le marché soit bien ouvert à la concurrence, car l'existence garantie de clients éligibles ne permet pas forcément à un producteur de trouver un client. **Il est nécessaire de pouvoir vérifier que le marché s'est bien ouvert à la concurrence.**

Une ouverture effective à la concurrence

La suppression progressive de l'obligation d'achat doit être effectuée en fonction de l'ouverture effective à la concurrence du marché de l'électricité. Il conviendra pour cela de suivre la part de marché parmi les clients éligibles qui change de fournisseur pour vérifier que l'ouverture à la concurrence ne reste pas uniquement théorique.

Or, même dans les pays ayant libéralisé le marché électrique depuis de nombreuses années (Royaume-Uni, Suède), les régulateurs constatent encore un pouvoir de marché important des opérateurs historiques, et EDF détient 95% des capacités de production françaises.

Au-delà du développement de la clientèle éligible, il paraît intéressant de créer un débouché supplémentaire pour les producteurs indépendants, en tirant parti de la nécessité pour le GRT de compenser les écarts entre la consommation prévue à très court terme et la consommation constatée, et de faire face aux besoins de secours.

La production d'un producteur ne sera en effet jamais parfaitement identique à la demande de son client. La compensation de ces écarts ne peut guère être effectuée que de manière financière. En effet, il est difficilement imaginable que les producteurs compensent l'électricité qu'ils n'ont pas fournie à un moment donné en fournissant ultérieurement la même quantité, la valeur du courant variant fortement selon les périodes. Un tarif d'écarts défini ex ante serait insatisfaisant, car les écarts les plus importants apparaissent dans certaines configurations particulières, extrêmement difficiles à prévoir.

Il est donc proposé d'adapter la pratique actuelle en la matière, en mettant en place un marché transparent de l'électricité d'ajustement, géré par le GRT, dans lequel le prix varierait en temps réel en fonction de la situation de l'exploitation. Ce prix serait défini par période de temps, et correspondrait au prix **proposé** par le dernier producteur retenu pour satisfaire la demande. L'électricité achetée sur ce marché permettrait au GRT de compenser les écarts des producteurs, mais aussi de gérer les ajustements de production qui pourraient être nécessaires,

dans certains cas, pour tenir compte des contraintes du réseau. La taille de ce marché serait vraisemblablement de l'ordre de 1 500 MW (une variation d'un degré de température par rapport aux prévisions, conduit à devoir solliciter une installation d'une puissance de l'ordre de 1 500 MW)

Ce marché d'ajustement, organisé conformément aux dispositions de l'article 15 de la loi, serait ouvert à tous les producteurs, et son mode de fonctionnement clairement affiché. Si ce marché fonctionne bien, il fournira une valeur objective en temps réel du kWh "flexible" de très court terme, tout en permettant au GRT d'effectuer l'ajustement dans les meilleures conditions de transparence et d'efficacité. Les productions indépendantes y trouveraient un débouché nouveau, même si toutes ne présentent pas les conditions de flexibilité indispensables.

Cette proposition de marché d'ajustement serait conforme aux dispositions de l'article 15 qui demandent en particulier :

- que le programme d'appel soit effectué un jour à l'avance et que le GRT gère les ajustements nécessaires au cours de la journée ;
- que ces ajustements tiennent compte de l'ordre de préséance économique ;
- que les producteurs doivent également donner une proposition d'ajustement en même temps que leurs programmes de production ;
- que la compensation des écarts puisse être effectuée de manière financière ;
- et que les ajustements doivent être effectués de manière objective et non discriminatoire de façon contrôlable par la Commission de Régulation de l'Electricité.

« Article 15

I. – Pour assurer techniquement l'accès au réseau public de transport, prévu à l'article 23, le gestionnaire du réseau met en œuvre les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation préalablement établis.

Les programmes d'appel sont établis par les producteurs et par les personnes qui ont recours à des sources ayant fait l'objet de contrats d'acquisition intracommunautaire ou d'importation, de manière à satisfaire les programmes de consommation et d'approvisionnement de leurs clients. Les programmes d'appel portent sur les quantités d'électricité que ceux-là prévoient de livrer au cours de la journée suivante et précisent les propositions d'ajustement mentionnées aux II, III et IV qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport. [...]

II. – Le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille également au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité.

Dans ce but, le gestionnaire du réseau public de transport peut modifier les programmes d'appel. Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications

tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. Les critères de choix sont objectifs, non discriminatoires et publiés.

La Commission de régulation de l'électricité veille à la régularité de la présentation des offres et des critères de choix retenus.

III. – Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité.

*A cet effet, il peut conclure les contrats d'achat d'électricité nécessaires avec les producteurs et les fournisseurs. Lorsque le fournisseur est Electricité de France, des protocoles règlent leurs relations dans les domaines technique et financier. **Pour couvrir ses besoins à court terme, le gestionnaire du réseau public de transport peut en outre demander la modification des programmes d'appel dans les conditions définies au II du présent article.***

*IV. – Le gestionnaire du réseau public de transport procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Sous réserve des stipulations contractuelles et des dispositions des protocoles visées au III du présent article et à l'article 23, **il peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes visés au I du présent article et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés.** »*

Cet article prévoit aussi la possibilité pour le GRT de passer des contrats pour acheter l'électricité nécessaire pour compenser les pertes sur le réseau. Ces pertes peuvent être évaluées à environ 10 TWh par an, ce qui fera du GRT un des plus gros clients éligibles de France. Néanmoins, le GRT pourra également utiliser le marché d'ajustement pour compenser les pertes qui ne seraient pas déjà couvertes par les contrats précédents.

L'ouverture de ce marché d'ajustement serait un débouché intéressant pour l'ensemble des producteurs ayant une capacité de réaction rapide, comme par exemple les installations prévues pour fonctionner en pointe (uniquement quelques centaines d'heures dans l'année).

En conclusion, le degré exact d'ouverture du marché justifiant la disparition de l'obligation d'achat est difficile à fixer ex ante sur la base de critères quantifiés. Il est possible qu'une telle obligation doive subsister longtemps pour de petits producteurs, mais il est également probable qu'elle n'aura plus lieu d'être pour la plupart des autres, dans un petit nombre d'années. Il est proposé que la CRE détermine en temps utile les évolutions souhaitables des seuils d'obligation d'achat, éventuellement par catégorie d'outils de production.

Pour permettre une bonne adaptation à ces évolutions, l'obligation d'achat au titre de l'article 10 pourrait faire l'objet de contrats de cinq ans renouvelables d'année en année par tacite reconduction. EDF et les DNN pourraient dénoncer les contrats dans un délai d'un an, après que la CRE aura constaté que le marché est suffisamment ouvert à la concurrence pour que les producteurs indépendants se voient offrir un prix de marché par plusieurs acheteurs. Les

producteurs indépendants pourraient pour leur part dénoncer ces contrats quand ils le voudraient avec un préavis d'un mois.

Un deuxième aspect déterminant dans l'ouverture effective à la concurrence repose sur les conditions de raccordement et de secours (financières et techniques) qui seront proposées aux producteurs pour utiliser le réseau de transport. Conformément à l'article 18, la Commission de Régulation de l'Electricité donne son avis sur les dispositions techniques de raccordement et propose, selon l'article 4, les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

« Article 4

[...], les décisions sur les tarifs et plafonds de prix sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, et sur son avis pour les autres tarifs et les plafonds de prix. Les propositions et avis de la Commission de régulation de l'électricité, visés au présent article, sont motivés. Lorsqu'ils prennent les décisions sur les tarifs et plafonds de prix visés au présent article, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie procèdent à la publication des propositions et avis de la commission.

Pour l'accomplissement de cette mission, les avis de la Commission de régulation de l'électricité sont fondés sur l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale des opérateurs. »

« Article 14

[...] Afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau et la qualité de son fonctionnement, un décret pris après avis du comité technique de l'électricité institué par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs, les installations des consommateurs directement raccordés, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article 24 de la présente loi. »

A.5 L'obligation d'achat pour les productions à partir de gaz

La majeure partie des installations de production d'électricité récentes utilise le gaz comme source d'électricité primaire. Il est donc légitime de préciser dans quelle mesure elles seront concernées par la libéralisation du marché du gaz.

L'avant-projet de loi relatif à la modernisation du service public du gaz naturel et au développement des entreprises gazières prévoit :

« Titre II : éligibilité et accès aux réseaux de gaz naturel

Article 6

I – Un consommateur final de gaz naturel dont la consommation annuelle sur un site est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'Etat est reconnu éligible pour ce site. [...]

Le seuil mentionné au premier alinéa est défini de manière à permettre une ouverture du marché national du gaz naturel au moins égale à 20% à compter du 10 août 2000 ; il ne peut être supérieur à 25 millions de mètres cubes. Ce seuil est abaissé au plus tard le 10 août 2003, puis au plus tard le 10 août 2008, de manière à permettre une ouverture du marché du gaz naturel au moins égale respectivement à 28%, puis à 33%. Il ne peut être supérieur à 15 millions de mètres cubes à partir du 10 août 2003 et 5 millions de mètres cubes à partir du 10 août 2008.

Est par ailleurs reconnu client éligible tout producteur d'électricité à partir du gaz naturel, dans la limite de sa consommation de gaz naturel utilisée pour la production d'électricité sur un site donné, sous réserve que l'installation considérée ne bénéficie pas d'un contrat pour l'achat de l'énergie électrique qui relève de l'obligation d'achat prévue à l'article 10 de la loi n°... du 1^{er} février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ou qui relève des dispositions de l'article 50 de cette même loi. Ce client est reconnu éligible au titre de l'ensemble de la consommation de gaz naturel sur ledit site, dans la mesure où sa consommation annuelle de gaz naturel pour la production d'électricité dépasse un pourcentage fixé par décret de sa consommation annuelle totale sur ledit site. [...] »

En première estimation, on peut considérer que la libéralisation du marché du gaz permettra aux clients éligibles de gagner de l'ordre de 1,5 centimes par kWh sur les tarifs d'achat de gaz (soit environ 15-20%). Compte tenu des rendements de production électrique des installations de cogénérations, le gain ramené entièrement au kWh électrique serait de l'ordre de 5 centimes.

Les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat pourront être clients éligibles au titre de l'application de la directive gaz et pourront alors obtenir des prix d'achat plus intéressants, mais en revanche le prix de reprise de l'électricité par EDF sera réduit d'au moins autant, en application d'une clause du contrat d'achat par EDF (contrat 97-01). En effet, il est très probable que l'ouverture du marché du gaz permettra à un cycle combiné de référence (650 MW) d'obtenir une baisse de prix du gaz au moins équivalente à celle obtenue par une cogénération classique pour une consommation de gaz sensiblement inférieure. Pour le cas des cogénérateurs qui ne seraient pas éligibles pour leurs achats de gaz, cette disposition serait encore plus pénalisante car leur prix d'achat du gaz serait encore plus déconnecté de celui du cycle combiné.

On peut également signaler que la disposition permettant d'être reconnu éligible pour toute sa consommation de gaz, quand la consommation relative à la production d'électricité dépasse un certain seuil, pourrait conduire à certains effets pervers. Comme on le verra par la suite, le rendement d'une installation de cogénération se dégrade quand la part relative d'électricité augmente. Cette disposition pourrait dans certains cas inciter à produire plus d'électricité que nécessaire.

A.6 Comparaison internationale

L'obligation d'achat apparaît peu dans les autres pays. En effet comme nous allons le voir dans les exemples ci-dessous, la mise en place d'un marché permet de faciliter l'accès des producteurs à des clients finals. Par conséquent, l'obligation d'achat lié à une ouverture insuffisante ou imparfaite à la concurrence ne se justifie plus.

A.6.1 Le pool anglais

Au Royaume-Uni, le cours de l'électricité est traité au sein d'un marché (*pool*). Les installations de plus de 100 MW et celles exportant plus de 50MW sur le réseau doivent faire partie du pool. Chaque jour, les centrales sont classées en fonction de leurs coûts marginaux croissants, et ceci par créneau horaire de 30 minutes. Cela constitue une liste au mérite (*merit-order*). En fonction de la demande, les centrales sont appelées en fonction de leur coût. Le prix de marché est alors déterminé par le prix marginal du moyen le plus coûteux réellement appelé. De manière schématique, tout ce passe comme si le pool achetait toute l'électricité pour la revendre ensuite. Le principe d'un appel en fonction d'une liste au *merit-order* permet une gestion optimale sur le plan économique des moyens de production. Il permet de garantir qu'à chaque instant, ce sont les moyens les plus rentables qui sont utilisés. En pratique, de légères entorses à cette règle peuvent avoir lieu pour tenir compte des contraintes physiques du réseau.

L'appel des centrales ne dépend donc pas des contrats bilatéraux qui ont pu être passés entre les producteurs et leurs clients. Il y a donc une déconnexion entre le marché physique et le marché financier. De manière très schématique, quand un fournisseur a signé un contrat avec un client, ce client recevra de l'électricité via le pool qu'il paiera directement à son fournisseur au tarif convenu. Et le fournisseur doit, quant à lui, rembourser le pool pour cette quantité d'électricité. Soit le fournisseur a lui-même fourni l'électricité au pool et dans ce cas il n'a pas à rembourser, soit il n'a pas été appelé et il doit dans ce cas la rembourser au prix du marché.

On peut donc interpréter le prix marginal annoncé par un producteur au pool, comme étant le prix au-dessus duquel le producteur préfère produire lui-même que d'acheter l'électricité à ce prix à un autre producteur au sein du pool.

Dans le cadre de ce dispositif, l'obligation d'achat proprement dit n'existe pas et ceci pour deux raisons principales :

- de par le fonctionnement du pool, il suffit d'offrir son électricité à un prix nul pour être sûr d'être appelé. Le prix payé sera alors celui du marché au moment de l'appel. Par exemple, British Energy offre ainsi son électricité nucléaire à zéro. En principe, ce système est équivalent à une obligation d'achat au cours du marché.
- l'obligation d'achat a également été instituée dans la loi française pour garantir aux petits producteurs de pouvoir vendre leur électricité. Dans le système du pool, il n'est pas nécessaire d'avoir des clients pour effectivement vendre son électricité. Il suffit d'avoir de l'électricité compétitive pendant certaines périodes de production.

Il convient également de signaler qu'une réforme du marché de gros de l'électricité (*New Electricity Trading Agreements*) est en cours : elle prévoit la suppression du *pool* et son remplacement par une véritable bourse de l'électricité pour lutter contre les "manipulations" de l'oligopole représenté par les quatre plus gros générateurs.

A.6.2 Dans les pays nordiques

En Norvège et en Suède, il existe un marché (*Nord-pool*) unifié pour les deux pays et qui fonctionne de manière assez similaire au *pool* anglais. La différence principale réside dans le fait que la majorité des transactions s'effectuent en dehors du *pool* sous la forme de contrats bilatéraux. Seulement un quart des transactions sont effectuées au sein du *pool*.

A.6.3 L'obligation d'achat aux Etats-Unis

L'obligation d'achat a été introduite en 1978 par une loi (*PURPA*), suite aux chocs pétroliers, afin de promouvoir le développement des moyens de production efficace sur le plan énergétique et en particulier les énergies renouvelables. Le tarif d'achat devrait être fondé sur le coût évité et était laissé à l'appréciation de chaque Etat.

Certains Etats, dont la Californie, ont mis en place des contrats de très longue durée (15 à 30 ans) avec des conditions d'achat particulièrement intéressantes. Suite au contre-choc pétrolier, en 1985, ces Etats ont dû revoir fortement les dispositions des contrats d'achat. Des dispositifs basés sur des appels d'offres (« *competitive bidding procedures* ») ont ensuite été mis en place.

Lors de l'ouverture à la concurrence du marché, à la fin de 1992, la commission de régulation américaine (*FERC*) a pris différentes mesures d'arbitrage concernant les tarifs d'achat d'électricité : en particulier, elle a considéré que les Etats ne pouvaient pas fixer le prix d'enlèvement au-dessus du coût évité de *l'utility* concerné (Connecticut), y compris lorsqu'il y avait une mise en concurrence par appels d'offres (Californie) ; qu'un prix d'achat égal au tarif de détail d'une installation de consommation industrielle était pour la raison précédente non réglementaire tel quel (Connecticut), mais le devenait dès lors que la différence avec le coût évité était retournée à *l'utility* sous forme de réduction d'impôt (Illinois). A la base de cette décision était la conviction que dans les domaines où la technologie le permettait, l'industrie concernée était devenue suffisamment mûre pour être compétitive et que les dispositions de la loi *PURPA* pouvaient, en étant mal appliquées, compromettre le développement de la concurrence. La *FERC* a néanmoins considéré comme irrecevables les requêtes visant à invalider les contrats préexistants.

Dans ce nouveau contexte, l'obligation d'achat n'est progressivement plus utilisée et sa suppression est prévue dans un projet de loi. Le surcoût lié aux contrats préexistants a représenté une part importante des coûts échoués (10 Mds de dollars sur 25 en Californie).

A.6.4 Le financement des énergies renouvelables dans d'autres pays

Au Royaume-Uni le développement des énergies renouvelables est financé par une taxe portant sur chaque kWh d'origine fossile. Cette taxe spéciale de 10% (*levy*) avait été

initialement instaurée pour une durée de 8 ans, essentiellement pour le financement du démantèlement futur des installations nucléaires. Actuellement, ce levy ne sert plus qu'au développement des énergies renouvelables et est de l'ordre de 0.9% du prix du kWh.

En Suède, le développement des énergies renouvelables était inscrit dans un programme politique lié au renoncement à l'énergie nucléaire d'ici 2010, décidé par référendum en 1980. Actuellement, le secteur bénéficie d'avantages fiscaux. De plus, il se trouve des consommateurs pour accepter d'acheter de l'électricité " propre " à un prix supérieur à celui de l'électricité dite classique, ici essentiellement de l'électricité d'origine éolienne. Parmi les volontaires se trouvent non seulement des ménages mais également des entreprises qui, comme MacDonald, cherchent à séduire une clientèle jeune et réputée particulièrement sensible à la protection de l'environnement (ces entreprises peuvent alors afficher le label " vert "). Ceci existe également dans différents Etats américains dont la Californie.

En Allemagne : Greenpeace Energy devait lancer, en janvier 2000, une électricité garantie à 100% propre. Bayernwerk, troisième électricien allemand propose déjà depuis le 1^{er} novembre 1999 une électricité 100% hydraulique.

B Le calcul des coûts évités

La loi précise que la charge de service public résultant de l'obligation d'achat doit être intégralement compensée. Elle est calculée sur la base du coût évité par EDF. Il convient donc de déterminer ce coût. Afin d'y parvenir, nous nous proposons donc d'analyser différentes méthodes d'évaluation des coûts avant d'aboutir à notre proposition finale.

Résumé des propositions :

EDF achèterait l'électricité, au point de livraison de l'installation du producteur indépendant, au prix auquel il facturerait la même fourniture livrée au même endroit, après déduction de la part de coût de transport revenant au producteur (tarif d'injection). Le prix de l'énergie serait celui du tarif de vente pour la puissance concernée et la prime fixe serait calculée sur la base de la fourniture garantie par le producteur.
--

En outre, il sera proposé d'obtenir une valeur de marché du coût évité en encourageant la vente aux enchères par EDF de certains contrats existants.

B.1 Les coûts évités de réseau et les pertes en ligne

Une installation de production délocalisée d'électricité permet des économies sur les réseaux de transport qui peuvent porter sur plusieurs points :

- Les économies d'investissements sur les lignes de transport ;
- Les pertes en ligne évitées ;
- Les congestions évitées ou limitées, ce qui permet une meilleure optimisation du parc de production ;

- La réduction des capacités de production et des investissements de réseau nécessaires à la sécurité».

Les économies d'investissements sur les lignes de transport

Concernant les économies d'infrastructure de transport, il est proposé, sauf cas particuliers, de ne pas en tenir compte dans le prix d'achat en dehors de la composante qui est déjà incluse dans le tarif transport, ceci pour différentes raisons :

- tout d'abord, l'obligation de pouvoir délivrer de l'électricité de secours à la demande de l'autoproduiteur, en cas de défaillance, impose a minima des investissements sur les réseaux. Il faut en effet prévoir l'infrastructure nécessaire au transport de cette électricité. Tout au plus, il est possible de prendre en compte lors de sa construction que la ligne aura un usage limité et qu'il n'est donc pas primordial de limiter les pertes en ligne sur cette portion du réseau. On peut alors prévoir des câbles ayant une section limitée et diminuer légèrement l'investissement : l'impact sur les coûts évités est cependant faible ;
- mais surtout, les contraintes de réseaux sont censées être reflétées à travers la tarification d'accès au réseau. Il convient donc ne pas prendre en compte ces économies en double. Les tarifs du gestionnaire de réseau s'orientent en effet vers un système de «timbres-poste» indépendants de la distance, comportant des tarifs d'injection d'électricité (timbre d'injection) et de soutirage (timbre d'extraction). Ces timbres seront différents en raison des différents niveaux de tension des réseaux et pourront, le cas échéant, être nuls ou négatifs selon la zone géographique pour tenir compte notamment des risques de saturation dans certaines régions. Ils permettront ainsi de refléter fidèlement les économies réalisées par les installations de proximité qui n'ont pas à emprunter le réseau haute tension.

Les pertes en ligne évitées

Concernant les pertes en ligne évitées, il est assez difficile de pouvoir évaluer précisément les gains éventuels. En effet, en l'absence de production délocalisée, l'électricité aurait le plus souvent du être acheminée par le réseau de transport haute tension où l'on constate des pertes en moyenne de l'ordre de 3%. Le niveau de perte dépend néanmoins de la distance parcourue et donc de la proximité relative du moyen de production de substitution. Il convient également de vérifier que la production délocalisée est bien consommée à proximité et n'emprunte pas le réseau moyenne tension ou basse tension sur des distances plus longues que ne l'aurait fait l'électricité provenant du réseau haute tension. En effet, sur les réseaux à plus faible tension, les pertes en lignes sont nettement plus importantes. Il convient donc ne pas perdre ce qui a été gagné par ailleurs.

Malgré la difficulté d'évaluer ces pertes en ligne, le mode d'évaluation des coûts évités que nous proposerons en tiendra compte dans une certaine mesure.

B.2 Les prix de marché

Afin de pouvoir évaluer les coûts évités par EDF, il serait souhaitable de pouvoir à chaque instant déterminer le prix de l'électricité. Ce type d'évaluation peut facilement être

mis en place dans les pays disposant d'un marché spot de l'électricité. Le prix spot correspond alors au coût évité.

En effet, dans l'hypothèse où un tel marché existerait en France, si le prix spot était supérieur au coût évité par EDF, EDF aurait intérêt à proposer son électricité jusqu'à ce que son coût de revient atteigne le niveau du prix spot (ou inversement tant que le prix spot ne baisse pas en dessous de coût de revient). Et si le prix spot était inférieur au coût évité en interne par EDF, il aurait pu acheter au prix spot de l'électricité pour compenser l'électricité provenant de l'obligation d'achat. Dans ce cas, le coût économisé par EDF est donc le prix spot.

Cette démarche reste cependant théorique car il n'est pas prévu à court terme de marché de ce type. De plus, l'existence même d'un marché permettrait d'éviter de mettre en place l'obligation d'achat. Il suffirait que l'ensemble des producteurs aient librement accès à ce marché.

A court terme, le seul marché qui existe en fait, mais qu'il est proposé d'organiser est un marché d'ajustement instantané. Sur ce marché, le GRT achèterait de l'électricité pour ajuster en temps réel la consommation et la production d'électricité, mais également pour compenser la part des pertes qui n'aurait pas été traitée par ailleurs dans le cadre d'un contrat. Par conséquent, les prix sur ce marché seront très vraisemblablement plus élevés que sur un marché classique où la cotation est généralement effectuée pour une livraison d'électricité le lendemain. Les cours sur ce marché d'ajustement ne correspondront pas aux cours classiques sur un marché dans la mesure où il convient de rémunérer la réactivité et la disponibilité des producteurs qui acceptent de fournir de l'électricité sans préavis.

Il n'est donc pas envisageable de prendre comme référence le cours sur le marché d'ajustement et il convient donc d'analyser d'autres méthodes d'évaluation des coûts évités.

B.3 Les coûts marginaux de long terme

Si l'obligation d'achat d'électricité permet à EDF de repousser des investissements de production qu'il aurait normalement consentis sans cette électricité achetée, les coûts évités sont alors les coûts complets du moyen de production évité (investissements, charges fixes d'exploitation et combustible), c'est à dire les coûts de long terme.

Il convient dans ce cas de préciser à quel type d'investissement une autre production se substitue. Ceci dépend principalement de la durée d'utilisation de ce moyen de production qui peut d'ailleurs se substituer, suivant les moments, à différents types de production d'EDF.

La DGEMP (Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon) publie tous les trois ans un document intitulé « les coûts de référence de la production électrique » qui présente les coûts marginaux de long terme pour les différentes filières de production électrique, en examinant différentes hypothèses. Selon la plus récente de ces études, le nucléaire est en général³⁰ l'équipement le plus compétitif pour un fonctionnement en base, c'est à dire pour un fonctionnement toute l'année. Pour un fonctionnement en semi-base, le plus compétitif est le cycle combiné au gaz.

³⁰ Le nucléaire n'est pas l'équipement le plus compétitif sous certaines hypothèses (sur longue période de taux d'actualisation élevé et de prix du gaz et de dollar faible).

Si on prend l'exemple de la cogénération, la moitié de l'électricité sera produite dans des installations fonctionnant en semi-base (c'est à dire fonctionnant entre 3600 et 6000 heures par an). Il peut donc être légitime de comparer ses coûts avec ceux de développement d'un cycle combiné au gaz. Comme on le détaille par la suite, les récentes conditions d'achat de l'électricité produite par cogénération ont été fondées dans le cadre des contrats 97-01 sur :

- le coût de développement évité d'un cycle combiné au gaz.
- les coûts de développement évités de réseau.

Au-delà de ce coût de développement évité, une rémunération complémentaire de 1 ou 2 cF/kWh a été ajoutée selon le niveau de performance énergétique de l'installation. Le surcoût par rapport aux coûts marginaux de long terme est donc censé être limité à cette rémunération complémentaire de l'ordre de 1 à 2 cF/kWh. Le surcoût global serait donc compris entre 150 et 300 MF/an pour les installations de cogénérations inférieures à 12 MW et de l'ordre de 200 MF/an pour les autres.

Ce résultat part du principe que les installations de cogénérations évitent à EDF de développer de nouveaux cycles combinés au gaz. Ceci est contestable, principalement pour deux raisons :

- une installation de cogénération fonctionnant en base ne se substitue pas forcément à un cycle combiné mais plutôt à du nucléaire. En effet, le cycle combiné ne serait en principe pas construit pour un fonctionnement en base.
- en l'absence de besoin de capacités de production supplémentaires, ce qui est le cas actuellement, la production par cogénération ne se substitue pas au développement d'autres installations.

B.4 Les coûts marginaux de court terme

Dans l'hypothèse d'un marché isolé de l'extérieur, où EDF ne pourrait atteindre de nouveaux clients (ce qui n'est pas le cas avec l'ouverture du marché européen), les coûts évités se réduiraient alors aux coûts marginaux de court terme, c'est à dire coûts de combustible et aux charges variables de fonctionnement.

Pour fixer un ordre d'idée, ces coûts en 1999 étaient les suivants :

- entre 5 et 5.5 cF/kWh pour les centrales nucléaires,
- entre 8 et 12.5 cF/kWh pour les centrales au charbon,
- entre 21.5 et 24.5 cF/kWh pour les centrales au fioul,
- entre 46 et 51 cF/kWh pour les turbines à combustion.

Si la quantité d'électricité achetée est importante et permet à EDF d'arrêter complètement un moyen de production ou éventuellement de le déclasser, dans ce cas les économies liées aux charges fixes d'exploitation peuvent s'ajouter aux coûts marginaux pour l'évaluation des coûts évités.

En fonction de la courbe de charge de fonctionnement de l'installation, il convient de préciser à chaque instant à quelle production l'électricité produite se substitue afin de déterminer le coût évité.

Compte tenu des informations fournies par EDF, la production fonctionne la plus grande partie du temps marginalement au charbon avec des creux de production régulièrement assurés par le nucléaire (et exceptionnellement quelques pointes au fioul). Ce qui donne en première approximation un coût marginal de l'ordre de 12 cF/kWh au cours de l'année (prix marginal d'une production au charbon).

Répartition des heures marginales en moyenne sur l'année

Année	Nucléaire	Charbon	Fioul
1994	78.3%	21.4%	0.3%
1995	46.3%	45.3%	8.4%
1996	30.6%	66.7%	2.7%
1997	36.4%	61.7%	1.9%
1998	14.2%	72.2%	13.6%
1999(*)	26.1%	68.3%	5.6%

(*) sur les 11 premiers mois.

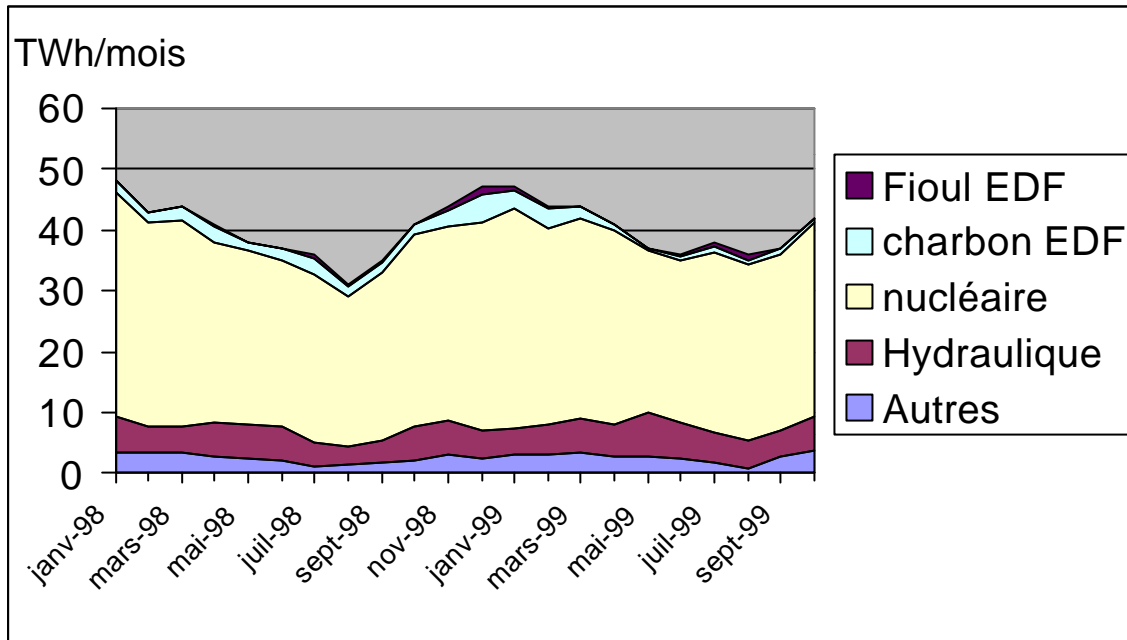
Répartition des heures marginales au cours des derniers mois

Mois	Nucléaire	Charbon	Fioul
Août 98	2.8%	85.4%	11.8%
Septembre 98	20.1%	57.1%	22.8%
Octobre 98	11%	89%	0%
Novembre 98	10.1%	73.9%	16%
Décembre 98	9.7%	41.5%	48.8%
Janvier 99	9.1%	64.7%	26.2%
Février 99	3.9%	80.1%	16.1%
Mars 99	13.2%	86.7%	0.1%
Avril 99	41.9%	58.1%	0%
Mai 99	43.4%	56.6%	0%
Juin 99	38.6%	61.4%	0%
Juillet 99	31.9%	63.3%	4.8%
Août 99	44%	55.5%	0.5%
Septembre 99	25.4%	74.6%	0%
Octobre 99	27%	72.4%	0.5%
Novembre 99	8.7%	78.2%	13.1%

Si on estime comme EDF à 5500 MW la puissance de cogénération bénéficiant des contrats "97-01", la production correspondante pourrait être de 33 TWh en 2000. Pour un coût moyen d'achat à 34 cF/kWh et un coût évité à 12 cF/kWh, on obtient alors un surcoût de 7260 MF. Le club cogénération de l'ATEE considère pour sa part que la puissance effectivement construite sera plus faible, donne un total de 3500 MW. Le surcoût serait dans ces conditions réduit à 4620 MW.

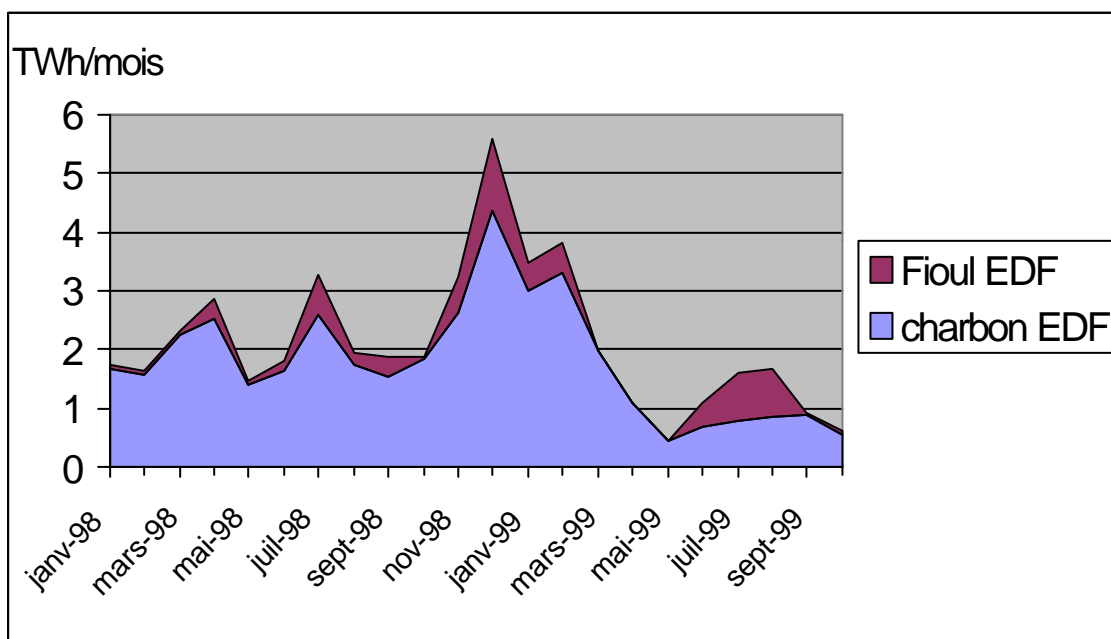
Par ailleurs, l'achat par EDF de 20 ou 30 TWh n'est peut-être pas tout à fait marginal dans l'équilibre offre-demande. Il conviendrait donc d'analyser précisément la courbe de charge pour savoir quel volume d'électricité est produit marginalement par des centrales au charbon et par conséquent à quel type de production l'électricité achetée se substitue.

Répartition de la production



Pour la cogénération, la production de 33 TWh devrait conduire à une production mensuelle variable entre 1.5 TWh/mois en été et 3.5 TWh/mois en hiver (période où la production marginale de charbon est plus importante). Compte tenu du fait qu'un tiers de cette production existe d'ores et déjà et que les deux tiers restant devraient être en production d'ici 2001, on peut considérer que le complément d'électricité produit par cogénération d'ici 2001 devrait en volume être du même ordre que la production actuelle de charbon et de fioul par EDF.

Répartition de la Production d'EDF à l'aide de charbon ou de fioul



Il est néanmoins difficile d'en conclure que la cogénération se substituera complètement à de la production charbon car il n'est pas possible de connaître précisément les impacts que l'absence d'une telle production aurait sur les choix d'investissement d'EDF et pour être plus précis, il faudrait également tenir compte des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité pour les années à venir.

Evaluation selon EDF

Pour sa part, EDF considère que la production par cogénération se substituera dans un premier temps principalement à du nucléaire, compte tenu des contrats en cours avec Charbonnage de France et la SNET, qui concernent environ 9 TWh/an actuellement (ce volume devrait baisser à 6 TWh d'ici 2005).

Compte tenu de ses prévisions d'investissements, EDF considère que la cogénération ne conduit pas à éviter des investissements de production avant 2008 et qu'à court terme, la production par cogénération se substitue à 65% par de la production d'origine nucléaire et 35% d'origine thermique. (Ceci est variable selon la saisonnalité de l'installation de cogénération).

Structure de la production évitée par la cogénération à l'horizon 2000

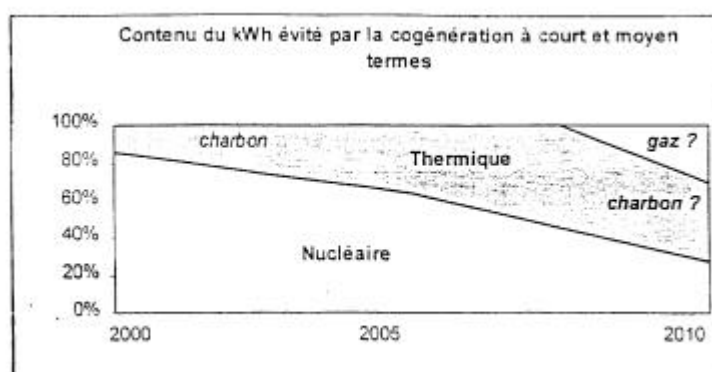
	Printemps	été	automne	hiver	Année ³¹
Nucléaire	80%	90%	60%	50%	65%
Thermique	20%	10%	40%	50%	35%

En été, la cogénération se substituerait principalement à du nucléaire. Alors qu'en hiver, le nucléaire serait davantage sollicité, ce qui augmenterait la part des moyens thermiques.

A moyen terme (2005-2008), la hausse prévue de la demande d'électricité devrait de plus en plus conduire à une substitution par de la production d'origine thermique.

Cela nécessiterait vers 2008 de réaliser des investissements dans de nouveaux outils de production. Le fonctionnement majoritaire en semi-base de la cogénération est un élément qui pourrait être pris en compte s'il fallait investir dans des moyens de substitution.

³¹ moyenne pondérée pour tenir compte du fonctionnement en semi-base d'une partie des installations de cogénération.



EDF chiffre à 53 MdF sur 12 ans le surcoût total lié aux contrats "97-01", avec la répartition suivante :

	2000	2001	2005	2010
Coût évité (cF/kWh) ³²	7,3	7,3	10,5	17
Coût d'achat (cF/kWh) ³³	31	31	31	31
Volume (TWh)	27	33	33	33
Surcoût (MF/an)	6400	7800	6700	4500

En 2000, sur les 6 400 MF, environ 4 500 MF concernent les installations de moins de 12 MW.

B.5 Les prix d'exportation

Le calcul des coûts évités en période de surcapacité sur la base du coût marginal suppose qu'EDF réduise de manière effective sa production. Or EDF dispose d'une autre possibilité qui consiste à exporter la quantité d'électricité qu'il doit acheter. Dans ce cas, il convient de valoriser le gain pour EDF au prix de revente de l'électricité à l'étranger. Ce raisonnement est néanmoins conditionné à des possibilités d'exportation, et tout particulièrement aux problèmes éventuels de congestion sur le réseau de transport.

Les contraintes sur le réseau de transport

EDF estime que des possibilités d'exportations supplémentaires existeront de 2000 à 2002 :

- de façon significative vers la Belgique ou l'Allemagne (de 400 à 1 300 MW),
- de 550 à 950 MW vers l'Espagne,

Par contre, les échanges vers le bloc Suisse-Italie resteront saturés.

³² calculé à partir d'un coût de 6 cF/kWh pour le nucléaire, 13 cF/kWh pour le thermique charbon et 21 cF/kWh pour le thermique au gaz.

³³ Etude effectuée avant la hausse de prix du gaz qui a conduit à un accroissement du prix des contrats 97-01 à environ 34 centimes.

A partir de 2003, compte tenu des investissements prévus sur le réseau de transport et de la baisse annoncée du contrat d'exportation d'EDF vers l'Italie, les possibilités d'exportation supplémentaires devraient être :

- de 900 à 2 900 MW vers la Belgique ou l'Allemagne,
- de 750 à 950 MW vers l'Espagne,
- de 600 à 900 MW vers le bloc Suisse-Italie.

Cette analyse doit toutefois être nuancée. En effet, la spécificité d'un réseau électrique ne permet pas de chiffrer de manière précise les contraintes existantes sur le réseau. Une évolution sur une partie du réseau peut parfois limiter ou déplacer une congestion sur une autre partie du réseau. (Cette faculté sera en particulier utilisée par le GRT lors des ajustements à la marge). En ce qui concerne les possibilités d'exportations vers l'étranger, les congestions s'expriment en terme de solde des échanges et non pas en terme uniquement d'exportations. Même si une ligne est limitée à 1 000 MW, il peut être possible d'exporter 5 000 MW si dans le même temps, on importe 4 000 MW.

De ce fait, les quantités mentionnées plus haut peuvent être fortement accrues en cas de développement en France des ventes de producteurs étrangers, avec l'ouverture du marché européen. Un mode d'évaluation du prix d'achat aux producteurs indépendants basé uniquement sur l'exportation est donc difficilement applicable dans la pratique, car il dépend de la compétitivité relative d'EDF par rapport à ses concurrents.

B.6 Les prix d'importation

Selon le même principe que le calcul du coût à partir des exportations, il est possible de retenir comme tarif le prix des importations. Le raisonnement consiste alors à supposer que l'électricité achetée permette à EDF de réduire ses importations.

Mais pour les mêmes raisons que précédemment, il n'est pas proposé de retenir cette méthode d'évaluation.

B.7 Les coûts comptables

Le coût comptable de production est un coût complet. Il traduit à la fois les charges liées à l'investissement passé des moyens de production (amortissements, provisions pour charges futures, charges de capital), les charges liées à l'exploitation des centrales (exploitation, maintenance) et les dépenses de combustible (achats et provisions dans le cas du combustible nucléaire).

Il ne peut pas constituer une référence pertinente pour l'évaluation des coûts évités dans la mesure où les coûts comptables relèvent avant tout de décisions passées et ne dépendant pas à court terme des charges d'investissement d'EDF. Seul la part variable des coûts comptables (principalement les dépenses de combustible) permettent de mesurer les charges marginales de court terme. Il n'est donc pas proposé de retenir ce mode de calcul.

B.8 Une combinaison des prix précédents

Les différentes méthodes d'évaluation étudiées précédemment, en particulier les coûts marginaux de court terme et les prix d'exportation, ne permettent pas à elles seules de trouver une solution adaptée au calcul des coûts évités.

Une approche aurait pu consister à mélanger les méthodes précédentes : par exemple, prendre les prix d'exportation pour un volume d'électricité compatible avec les contraintes de réseau, puis les coûts marginaux de court terme pour un volume qui ne perturbe pas de manière significative l'équilibre offre-demande, puis éventuellement une autre méthode pour le reste... Une telle solution aurait tout d'abord été difficile à mettre en place en pratique, mais surtout aurait conduit à un tarif pouvant être fortement variable dans le temps et limitant fortement la visibilité dans le temps des différents acteurs. C'est pourquoi, elle n'a pas été retenue.

Toutes les méthodes précédentes ont également le défaut d'être complexes, et de reposer sur des hypothèses très difficiles à vérifier : paliers marginaux, capacités de lignes, etc. Elles sont de ce fait peu transparentes, et sont à ce titre critiquables.

B.9 Les prix résultant d'une mise aux enchères

Dans le cas d'installations de production d'électricité bénéficiant de l'obligation d'achat (en particuliers les installations de cogénération bénéficiant de contrat type 97-01), il est possible de déterminer la valeur de l'électricité produite par mise aux enchères des contrats passés : le contrat liant le producteur à EDF serait mis aux enchères par EDF. Le tarif résultant de l'appel d'offres permettrait de révéler le coût évité déterminé par le marché. **Une telle méthode contribuerait à l'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité**, alors que les besoins d'outils de production nouveaux sont limités.

Il serait dans ce cas proposé de compenser EDF sur la base du prix résultant de l'appel d'offre.

B.10 Les prix déduits des tarifs de vente d'EDF

Dans la mesure où l'obligation d'achat se justifie par une ouverture insuffisante du marché de la concurrence, il s'agit de mettre en place un dispositif transitoire. Dans la mesure également où les contrats avec EDF ont vocation à être remplacés à terme par des contrats directs établis avec les clients éligibles au prix du marché, il n'est pas nécessaire d'élaborer des calculs extrêmement complexes de coûts évités. Il convient plutôt de proposer un mode d'évaluation simple, pour une meilleure lisibilité par les acteurs concernés, et se rapprochant au mieux des prix de marché.

C'est pourquoi, **il est proposé de fonder le calcul du coût évité sur le tarif de vente de l'électricité d'EDF** : EDF achèterait l'électricité, au point de livraison de l'installation du producteur indépendant, au prix auquel il facturerait la même fourniture livrée au même endroit, après déduction de la part de coût de transport revenant au producteur (tarif d'injection). Le prix de l'énergie serait celui du tarif de vente pour la puissance

concernée et la prime fixe serait calculée sur la base de la fourniture garantie par le producteur.

Il n'est pas proposé d'autres modalités particulières pour tenir compte du caractère garanti ou non des fournitures : EDF a parfois soutenu que l'autoproduction non garantie perturbait ses réseaux. Mais n'importe quel client de puissance comparable ne garantit jamais ses enlèvements en quantité, et perturbe a priori le fonctionnement du réseau de la même façon. Il n'y a donc pas lieu d'appliquer des pénalités à un producteur qui n'existent pas symétriquement pour un consommateur.

Dans le cas des petites installations de cogénération, le calcul du coût évité sera facile à déterminer. Il conviendra de se reporter au tarif de vente d'EDF pour un volume d'électricité équivalent. Compte tenu de la taille des installations, cela correspondra à un tarif de vente à un client non éligible et par conséquent fixé dans un barème officiel.

Pour les installations plus importantes, il faudra vraisemblablement utiliser le tarif des clients non éligibles les plus importants. En effet, un prix de marché va apparaître pour les éligibles et, avec lui, des prix qui seront fonction naturellement de l'importance de la consommation exprimée en puissance et en énergie. Il est probable que, comme cela a été constaté à l'étranger dans les mêmes circonstances, ces prix seront en baisse par rapport à la situation actuelle et ils correspondront aussi à peu près aux prix auxquels EDF pourra exporter. D'autre part, l'établissement pourra difficilement maintenir un écart de prix significatif entre le plus petit de ses clients éligibles et le plus gros de ses non éligibles : donc, il serait logique que le tarif vert pour les plus gros non éligibles s'adapte pour être en continuité avec le prix de marché.

La proposition faite pour le calcul des coûts évités présente les avantages suivants :

- elle n'introduit pas d'inégalité de traitement entre les producteurs indépendants qui font partie d'un groupe industriel disposant de plusieurs sites consommateurs d'électricité, et les autres. Prenons l'exemple d'un groupe industriel coproducteur de vapeur et d'électricité qui dispose sur un de ses sites d'un excédent d'électricité. Il lui sera possible de vendre cette électricité à ses établissements et à ceux de sa maison mère et de ses filiales (mais pas aux autres entités de son groupe) même lorsqu'elles ne sont pas éligibles. Pour un de ces sites non éligibles, le choix qui se présente est d'acheter à EDF ou d'acheter au producteur de son groupe. Le prix de reprise de l'électricité qui rend ce choix indifférent est bien le prix de vente d'EDF diminué des coûts de transport, et ce prix doit s'appliquer à tous les producteurs indépendants en vertu du principe d'égalité de traitement ;
- elle utilise les qualités attribuées à sa tarification par EDF. En effet, l'établissement a toujours proclamé que ses tarifs reflétaient ses coûts à tout moment, et traduisaient au plus près de ce que seraient les prix sur un marché concurrentiel ;
- elle évite la complexité et le caractère subjectif de toute évaluation, dont le résultat dépend beaucoup des hypothèses retenues : répartition de la production entre les différents types d'équipements, nature des outils de production marginaux suivant les périodes de l'année,

perspectives d'évaluation du prix des combustibles... Aucune des autres méthodes étudiées dans l'annexe 10B n'échappe à cette difficulté, pas davantage que leur combinaison éventuelle ;

- elle devrait conduire à des économies d'investissements sur les lignes de transport et à un progrès en terme d'optimisation des réseaux. Dans une zone congestionnée ou proche de la congestion, dans laquelle des lignes supplémentaires seraient souhaitables, le tarif de soutirage sera plus élevé et le tarif d'injection sera plus faible. Les producteurs bénéficieront donc d'un tarif de reprise plus avantageux dans ces zones, et seront donc incités à y investir ;
- elle procure une lisibilité et une stabilité suffisante tout en apportant la transparence indispensable.

Notre proposition rejoint les dispositions du cahier des charges de la concession à EDF, service national, du réseau d'alimentation générale en énergie électrique. Ce cahier des charges est basé sur la convention du 27 novembre 1958 revu par décret le 10 avril 1995. Dans son article 27, le cahier des charges prévoit :

« Article 27

Achat d'énergie aux producteurs autonomes

Les dispositions du présent article concernent les fournitures d'énergie faites par les producteurs autonomes. [...]

Les prix auxquels le concessionnaire est tenu d'acheter cette énergie sont fondés sur les coûts, appelés « coûts évités de long terme », que le concessionnaire aurait supportés s'il avait eu à fournir lui-même cette énergie et à réaliser pour ce faire les investissements correspondants.

Pour ce faire, les tarifs d'achat, fixés par le ministre chargé de l'électricité et le ministre chargé de l'économie, seront calculés à partir des tarifs de vente en tenant compte des coûts que le concessionnaire doit supporter pour distribuer l'énergie livrée par les producteurs autonomes. Les tarifs d'achat devront également tenir compte du caractère garanti ou non de ces fournitures. Les options tarifaires proposées à la vente le seront également à l'achat. [...] »

C La cogénération

C.1 Le contexte : EDF et les producteurs indépendants

Dans l'ensemble, le cadre légal de l'obligation d'achat n'était pas spécialement favorable, et, du fait du niveau plutôt bas des prix de l'électricité en France, la production indépendante avait plus de peine à être rentable que dans d'autres pays.

De plus, pendant des années, EDF a cherché par diverses dispositions à préserver sa position de producteur dominant appuyé sur le monopole de la commercialisation. On peut notamment citer :

- **Un prix d'achat de l'électricité faible par rapport aux tarifs de vente**, justifié, selon EDF, par la non garantie de la fourniture de chaque producteur pris individuellement, sans tenir compte du foisonnement de leur fourniture avec celle des autres producteurs et avec celles des clients.
- **Des tarifs courte utilisation coûteux**. Ces tarifs, utilisés en cas de défaillance des installations des autoproducteurs, sont difficiles à apprécier et comportent donc une part d'arbitraire. Cette part a toujours été utilisée dans un sens dissuasif pour les producteurs indépendants.
- **Des pénalités très élevées** en cas de non-respect des engagements de fourniture, sans commune mesure avec la réalité du préjudice réellement subi par EDF dans ces situations

Dans un certain nombre de cas, EDF a compensé à l'éventuel promoteur le bénéfice actualisé que pouvait procurer une installation de production autonome en projet, pour en empêcher la réalisation. Ces dernières années, l'établissement avait trouvé dans le suréquipement de son parc de production une nouvelle justification pour dissuader le développement de la production décentralisée d'électricité.

Quels sont les moyens de production qui ont ainsi été écartés du marché ?

Peut-être quelques centrales hydrauliques supplémentaires auraient-elles pu être construites, mais de faible puissance compte tenu du seuil fixé par la loi. En outre, les sites favorables sont équipés depuis longtemps et les exigences en matière d'insertion dans l'environnement rendent les projets nouveaux de plus en plus difficiles à réaliser et de moins en moins rentables.

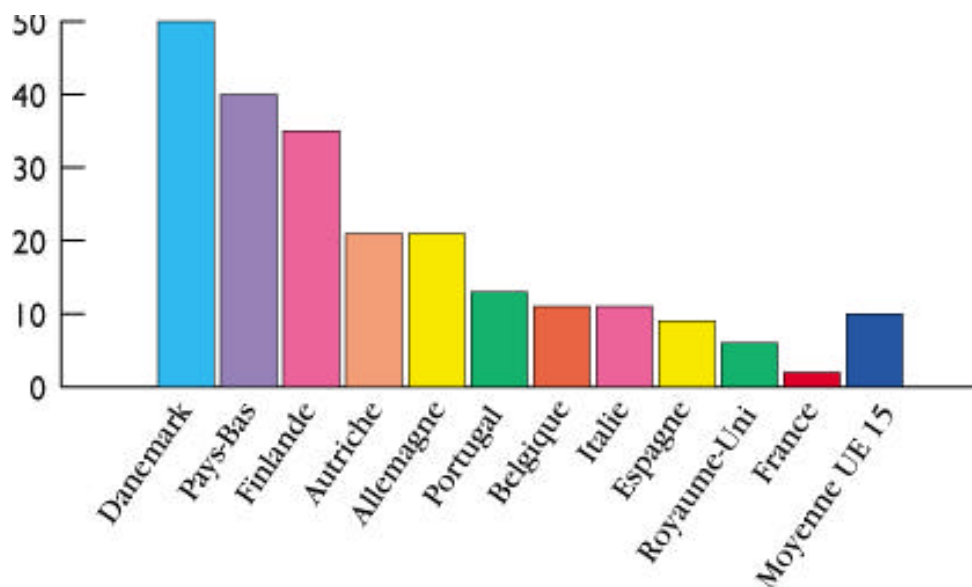
Par ailleurs, malgré les progrès réalisés notamment en matière d'énergie éolienne, les énergies renouvelables ont toujours été loin de toute rentabilité économique en France métropolitaine (la situation étant différente dans les DOM).

Ce qui a été freiné, c'est pour l'essentiel la production d'électricité associée à de la production de vapeur, autrement dit la cogénération, ainsi que la valorisation sous forme d'électricité de certains sous-produits fatals. En effet, EDF a toujours considéré que son métier était de vendre de l'électricité et non d'autres produits énergétiques, et il a cherché à dissuader, comme il a été rappelé plus haut, toute production d'électricité qui n'était pas la sienne. Dans le cas de la cogénération, c'est le producteur de vapeur qui est subsidiairement producteur d'électricité, et EDF ne s'est intéressé à la production de vapeur que quand elle était assurée par des chaudières électriques.

C.2 La cogénération à l'étranger

Dans un tel contexte, malgré ses mérites, la production combinée de chaleur et d'électricité a été handicapée en France. Il n'est donc pas étonnant qu'elle se soit davantage développée à l'étranger.

Part de la cogénération dans la production d'électricité en Europe (en %).



Source : Cogen Europe - Unipede 1998

Au regard des développements dans les autres pays de l'union européenne, il est clair que la cogénération a atteint la maturité industrielle et la rentabilité.

C.3 Intérêt de la cogénération

La cogénération consiste à produire ensemble de l'électricité et de la vapeur.

Beaucoup d'industries produisent de grandes quantités de vapeur pour leur processus industriel. Le choix pour elles est soit de s'équiper en chaudières délivrant la vapeur à la pression souhaitée, soit de s'équiper de chaudières produisant de la vapeur à une pression plus élevée et de détendre cette vapeur jusqu'à la pression souhaitée en produisant de l'électricité. Cette électricité est ainsi produite marginalement avec un rendement de l'ordre de 90 % et permet d'économiser de l'énergie primaire par rapport à des productions distinctes d'électricité et de chaleur. Par comparaison, le rendement de la production d'électricité dans les centrales thermiques classiques (centrales à condensation) n'atteint pas 35 % et elle peut dépasser 50 % dans les turbines à cycle combiné qui ont fait des progrès considérables ces dernières années. La raison en est que la production conventionnelle d'électricité nécessite la condensation de la vapeur détendue (en réchauffant en contrepartie de l'eau de mer ou de rivière ou encore de l'air s'il y a un réfrigérant atmosphérique). Il en résulte une perte d'énergie très importante et donc une diminution sensible du rendement global de la production d'électricité.

Les industriels consommateurs de vapeur sont aussi consommateurs d'électricité, et ils peuvent disposer d'excédents d'électricité dont, en France, le seul acheteur possible est actuellement EDF. L'établissement peut pratiquer des tarifs dissuasifs mais à l'inverse, si ses

conditions d'achat sont suffisamment attrayantes, les autoproducteurs peuvent avoir intérêt à produire marginalement de la vapeur au-delà de leurs besoins et d'en faire de l'électricité supplémentaire avec une turbine à condensation. Cette production complémentaire d'électricité est naturellement obtenue avec un rendement inférieur à 35 %. La situation est de même nature pour les installations qui alimentent des réseaux de chauffage urbain, à partir de combustibles fossiles et/ou de déchets (ordures ménagères principalement, à la différence près que leur production est souvent réduite en dehors des périodes froides de l'année).

Du point de vue de l'environnement, un meilleur rendement signifie une diminution des émissions polluantes par rapport à une production d'électricité traditionnelle utilisant le même combustible. A titre d'exemple, pour fournir les mêmes quantités d'électricité et de chaleur utile, une installation séparée composée d'une chaudière à 90 % de rendement et d'une centrale électrique à 55 % de rendement consomme de l'ordre de 20 % de combustible en plus.

Dans certaines conditions, la cogénération peut permettre d'éviter des pertes en ligne. L'électricité produite étant a priori consommée localement, l'électricité produite n'a pas a priori à transiter sur le réseau haute tension, ce qui permet d'éviter les pertes en ligne qui sont en moyenne de l'ordre de 3 %.

La cogénération peut également avoir un intérêt en terme de diversification du parc de production. Ce type d'installation produit de l'électricité à des coûts d'autant plus bas que la taille de l'installation est grande, et que son utilisation est longue ; pour les équipements d'une taille suffisante, l'électricité produite est compétitive. C'est pourquoi elles se sont développées dans la plupart des pays industriels sans bénéficier d'aide.

Ces installations présentent donc des avantages parce qu'elles ont un bon rendement et qu'elles polluent moins, tout au moins quand la production électrique se substitue à une production à partir de combustibles fossiles (cf. plus haut). Elles ne sont pas pour autant la panacée parce que leur développement est limité par le besoin en vapeur qui est réservé à quelques secteurs de la vie économique.

C.4 Les dispositions réglementaires antérieures

La loi de nationalisation de l'électricité de 1946 et un décret de 1955 ont institué une obligation pour EDF et les DNN de passer des contrats d'achat pour l'électricité produite par les installations de cogénération de moins de 8 MW et sans limitation de puissance pour celles qui utilisent des déchets ménagers ou aliment des réseaux de chaleur.

Entre 1946 et le début des années 90, la production par cogénération était principalement le fait d'auto-consommateurs qui revendaient éventuellement leur surplus de production à EDF pour des quantités inférieures à 8 MW. EDF rachetait cette électricité à son tarif d'achat pour fournitures partiellement garanties.

Considérant les avantages de la production combinée d'électricité et de chaleur et le retard de la France par rapport aux autres pays européens dans le développement de cette filière, les pouvoirs publics ont pris un certain nombre de mesures pour favoriser son développement.

En 1993, un dispositif fiscal favorable a été mis en place : amortissement accéléré sur un an, possibilité d'exonération de la taxe professionnelle, exonération de la TICGN³⁴ et de la TIFP³⁵ pendant 5 ans à partir de la mise en service de l'installation de cogénération. Cette disposition a été reconduite en 1996 pour toute mise en service avant le 31 décembre 2000. En 1999, la TICGN est de l'ordre de 0.74 cF/kWh et la TIFP de l'ordre de 0.4 cF/kWh. Compte tenu du fonctionnement des installations de cogénération, ce dispositif permet un gain de l'ordre de 3 centimes par kWh.

Le décret n° 94-110³⁶ du 20 décembre 1994 a supprimé la possibilité de suspendre l'obligation de passer des contrats d'achat avec des producteurs autonomes en cas de surcapacité de production. L'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite par cogénération est donc désormais permanente.

L'arrêté du 23 janvier 1995 a précisé les conditions d'application :

Pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat, une installation de cogénération doit obtenir un « certificat de conformité » établi par la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie de la Recherche et de l'Environnement). Celui-ci est délivré après vérification de certains critères :

- le rendement énergétique global doit être supérieur à 65 % ;
- l'énergie électrique produite ne doit pas être plus de 2 fois supérieure à l'énergie thermique produite ;
- l'énergie thermique produite doit avoir une utilisation effective.

En mars 1997, un nouveau modèle de contrat d'achat³⁷ de l'électricité par EDF aux cogénérateurs a été approuvé. Il fixe les conditions de rémunération sur 12 ans, durée cohérente avec la durée d'amortissement des installations. Cette durée court à partir de la mise en service de l'installation qui doit intervenir moins de 24 mois après la signature du contrat. La durée du contrat est un élément important du dispositif qui donne aux producteurs un cadre parfaitement lisible pendant toute la durée d'amortissement de l'installation.

Les conditions d'achat ont été fondées sur le coût moyen de production d'électricité d'un cycle combiné au gaz de 650 MW et sont partiellement indexées sur le prix du gaz.

A partir d'un fonctionnement supérieur à 1500-2000 heures par an, le cycle combiné au gaz devient aux prix actuels du gaz l'équipement le plus compétitif pour produire de l'électricité avec des moyens centralisés. Il est ensuite devancé par le nucléaire à partir de durée de fonctionnement plus importante. La durée de fonctionnement à partir duquel le nucléaire devient plus rentable dépend en particulier des hypothèses d'évolution du cours du

³⁴ La TICGN (Taxe Intérieure sur les Consommations de Gaz Naturel) a été instauré par la loi de finances pour 1986.

³⁵ La TIFP (Taxe pour l'Institut Français du Pétrole) a été instituée le 11 janvier 1993 par le décret n°93-28 du 8 janvier 1993. La TICGN et la TIFP, calculées sur les quantités de gaz livrées, sont facturées au clients dont les consommations annuelles dépassent 5 Gwh.

³⁶ Le décret n° 94-110 du 20 décembre 1994 a modifié le décret n° 55-622 du 20 mai 1955 réglant les rapports entre les établissements visés par les articles 2 et 23 de la loi du 8 avril 1946 et les producteurs autonomes d'énergie électrique.

³⁷ contrat d'achat dit « 97-01 »

gaz, des taux d'actualisation utilisés et du cours du dollar³⁸. La référence au cycle combiné au gaz est donc logique pour les installations de cogénération fonctionnant en semi-base.

La rémunération de ce contrat comporte une prime fixe comportant l'annuité d'amortissement, les charges fixes annuelles et une part fixe des économies de réseaux, un prix proportionnel comportant les charges de combustible, les charges proportionnelles d'exploitation et la part proportionnelle des économies de réseau, ainsi qu'une éventuelle incitation versée en fonction de l'efficacité énergétique globale de l'installation (de 0 à 2 cF/kWh).

Pour une disponibilité de 95%, les rémunérations vont de 25 cF/kWh (pour une puissance de 40 MW, un fonctionnement de 8 000 heures et une tension de livraison de 225 kV) à près de 47 cF/kWh (avec 1 MW sur 3 924 heures au tarif d'hiver, avec une tension de 20 kV).

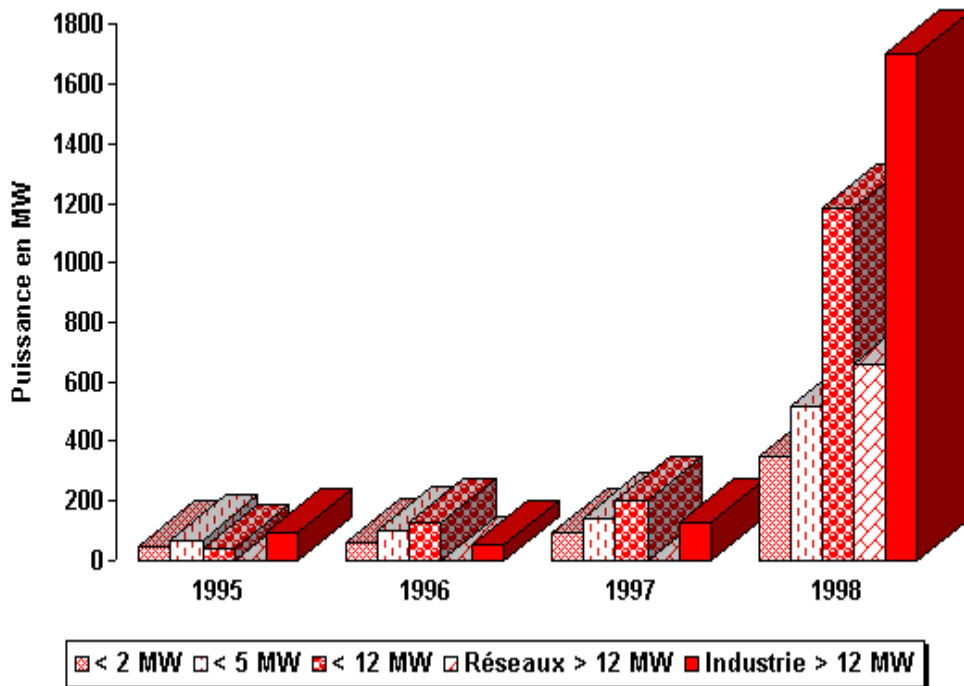
Ce contrat 97-01 s'applique également aux installations de plus 8 MW qui ne bénéficient a priori pas de l'obligation d'achat. De plus, les installations préexistantes avaient la possibilité d'adopter ce nouveau contrat jusqu'au 30 septembre 1998.

C.5 Les effets

Globalement la politique d'incitation a porté ses fruits et a permis un développement rapide des projets de production par cogénération. Alors que le contexte antérieur conduisait à freiner le développement de cette filière, le dispositif 97-01 a conduit à sur-corriger la situation passée en subventionnant de manière importante les projets de cogénération, sans doute au-delà de ce qui était nécessaire.

Avant la mise en place de ces contrats 97-01, la puissance installée de production électrique par cogénération représentait environ 3 000 MW, soit 3 % de la capacité totale du parc de production national (contre 13 % en moyenne en Europe et plus de 30 % aux Pays-Bas, au Danemark et en Finlande). Le parc était en quasi-totalité destiné à alimenter de grandes industries pour leur besoin de chaleur. La mise en place de ces contrats a conduit à délivrer un nombre important de certificats de conformité pour une puissance totale de l'ordre de 5 500 MW début 99.

³⁸ cf. p52-53 de l'étude sur les coûts de référence de la production électrique établie par la DIGEC.



Nombre de projets³⁹ de cogénération et répartition selon la taille de l'installation

Au début de 1999, les installations réalisées représentaient déjà 2000 MW. Néanmoins, les objectifs en terme de réduction d'émissions de CO₂ et en terme d'amélioration des rendements énergétiques n'ont pas été atteints.

On peut en effet considérer qu'une installation de cogénération est énergiquement intéressante si elle utilise moins d'énergie que deux installations séparées de production de chaleur et d'électricité.

Cela donne donc la condition suivante :

$$Q < \frac{E}{h_e} + \frac{C}{h_c}$$

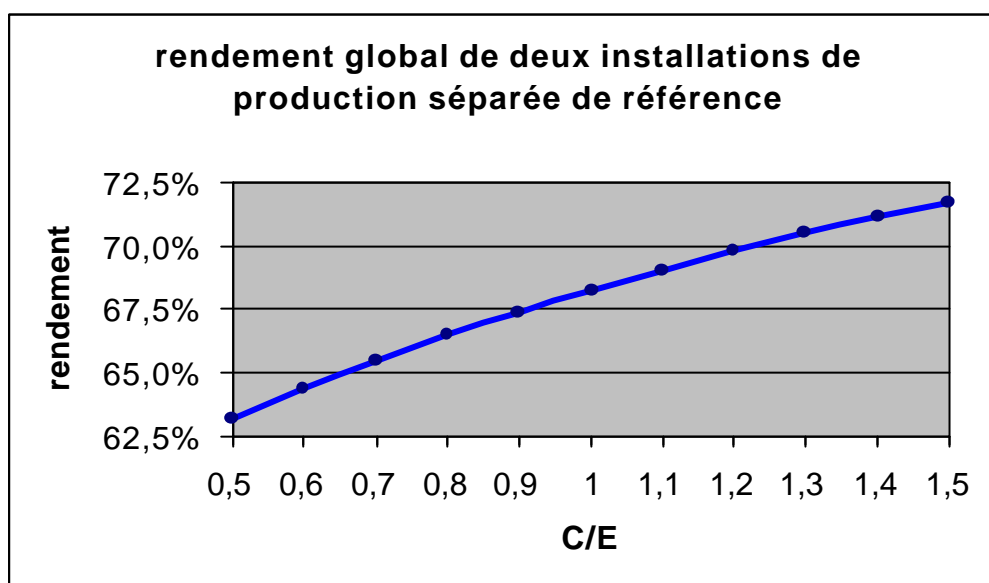
- avec
- Q = la quantité d'énergie consommée par l'installation de cogénération,
 - E = la quantité d'électricité produite par l'installation de cogénération,
 - C = la quantité de chaleur utile produite par l'installation de cogénération,
 - h_e = le rendement de l'installation de référence ne produisant que de l'électricité,
 - h_c = le rendement de l'installation de référence ne produisant que de la chaleur

³⁹ Nombre de projet évalué à partir du nombre de certificat de conformité délivré par les DRIRE.

Le rendement de l'installation de cogénération doit donc être suffisamment élevé pour que la condition précédente soit vérifiée :

$$h = \frac{E+C}{Q} > \frac{E+C}{\frac{E}{h_e} + \frac{C}{h_c}} = \frac{1 + \frac{C}{E}}{\frac{1}{h_e} + \frac{C}{E} \cdot \frac{1}{h_c}} = h_{\min}$$

En prenant comme référence pour la production séparée les caractéristiques des équipements disponibles actuellement sur le marché, soit des cycles combinés ayant un rendement de 55% pour l'électricité et des chaudières ayant un rendement de 90 % pour la chaleur, le seuil minimum à imposer au rendement global est le suivant :



Il apparaît donc que le seuil de 65 % imposé dans les contrats 97-01 est insuffisant pour garantir des gains d'énergie dès que la quantité d'électricité produite devient importante par rapport à celle de chaleur (C/E plus petit que 0.65)

De plus, la rémunération attractive de l'électricité incite les producteurs à produire de l'électricité avec des turbines à condensation, ce qui conduit à une dégradation du rendement énergétique global. On peut en effet constater que l'électricité représente la majeure partie des recettes des cogénérations, le plus souvent plus de 75 %.

Alors que des rendements énergétiques de 80 % sont fréquemment évoqués pour cogénération, la majorité des projets dans le cadre des contrats 97-01 ont des rendements proches de 65 % et un nombre extrêmement limité atteignent des rendements de 75 %.

Sur le plan des émissions évitées de CO₂, on évalue souvent les avantages de la cogénération en la comparant aux émissions d'installations séparées de production d'électricité et de chaleur fonctionnant au charbon, ce qui est aujourd'hui majoritairement le cas en Europe. Or cet avantage résulte en grande partie de la substitution du charbon par du gaz et non pas du procédé de cogénération lui-même (sans oublier que ces calculs font

abstraction des fuites de gaz dans les réseaux, qui compensent largement, du point de vue de l'effet de serre, les gains obtenus au niveau du brûleur).

Dans le cas d'une production équilibrée entre la chaleur et l'électricité ($C = E$), ce qui correspond en moyenne aux cogénérations installées, la substitution du charbon par du gaz permet de réduire de l'ordre de 60 % les émissions de CO_2 . La cogénération peut ensuite améliorer ce taux de quelques points (environ 3 %) sous réserve d'avoir des performances énergétiques élevées (c'est à dire supérieures à 75 %).

En France, on constate donc que les rendements énergétiques sont trop faibles pour permettre une diminution des émissions de CO_2 par rapport à des installations séparées fonctionnant au gaz. De plus, la comparaison par rapport à des installations au charbon n'est pas toujours légitime en France. Etant donné les contrats liant EDF avec Charbonnages de France et la SNET et l'absence de projets nouveaux au charbon économiquement justifiés, l'électricité produite par cogénération se substitue en partie à de l'électricité produite par des installations nucléaires. Le développement de la cogénération se traduit donc, en France, par un accroissement des rejets de CO_2 . Des gains significatifs ne pourront être réalisés qu'à partir du moment où la cogénération utilisant du gaz se substituera réellement à des installations fonctionnant au charbon.

C.6 Les dispositions européennes

Dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre, le Conseil de la commission européenne a adopté, en 1997, une position, qui prévoit pour les pays industrialisés une réduction de 15% de leurs émissions des principaux gaz à effet de serre d'ici l'an 2000 et d'au moins 7.5% d'ici l'an 2005 (par rapport au niveau de 1990). Compte tenu de la conjoncture et des politiques en vigueur, il était prévu que les émissions de CO_2 augmentent encore de 8% d'ici 2010. L'objectif affiché était donc en réalité de 23%. Les efforts demandés se traduisent dans différents domaines dont la production et l'utilisation d'énergie et en particulier par le souhait de développer la production combinée de chaleur et d'électricité.

Différentes études ont estimé le potentiel de production électrique par cogénération à 900-1000 TWh dans l'Europe des 15, soit 40% de la production en 1994 (sachant qu'à cette même période, la cogénération représentait 10% de la production). Un quadruplement de la cogénération pour atteindre le potentiel maximum permettrait a priori de réduire de 9% les émissions de CO_2 .

Dans ce contexte, la Commission européenne vise un objectif au niveau européen de doublement de la production d'électricité par cogénération entre 1994 (9%) et 2010 (18%).

C.7 L'actualisation récente des conditions d'achat (mars 99)

En l'attente du dispositif qui résultera de la prochaine loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité, le modèle des contrats 97-01 a été réactualisé pour une période transitoire et son application a été plafonnée à 500 MW supplémentaires, ce qui devrait être atteint en fin d'année 1999.

Les principales modifications sont les suivantes :

- le rendement du cycle combiné à gaz de référence est passé de 51 % à 52,5 % ;
- la prime fixe de production qui représente l'amortissement des charges fixes d'exploitation du cycle combiné à gaz de référence a été diminuée de 25,2 % ;
- la rémunération complémentaire versée aux installations ayant les meilleurs rendements énergétiques ne dépendra plus du rendement énergétique mais du coefficient d'efficacité énergétique :

$$E_p = 1 - \frac{Q}{\frac{E}{52.5\%} + \frac{C}{90\%}}$$

Ce contrat ne s'applique plus aux installations de plus 8 MW.

Cette rémunération est plafonnée à 3 cts/kWh lorsque le coefficient d'efficacité E_p dépasse 15 %

Au global, ces nouvelles dispositions conduisent :

- pour les installations fonctionnant en semi-base à une variation de la rémunération du kWh entre - 4.8 % (installations peu performantes) et 0.6 % (petite installation performante) ;
- et pour les installations fonctionnant en base, à des variations entre - 4 % et + 1.8 % .

C.8 Les dispositions de la loi spécifiques à la cogénération

Outre les dispositions générales relatives à l'obligation d'achat, **il est à signaler que l'article 50, traitant de la révision des contrats passés, a été rédigé en référence aux contrats de cogénération, déjà signés ou en cours de négociation :**

« Les contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi, entre Electricité de France ou les distributeurs non nationalisés [...], d'une part, et les producteurs d'électricité, d'autre part, peuvent être dénoncés par les producteurs d'électricité moyennant un préavis de trois mois, sans que puissent être opposées les clauses d'exclusivité que peuvent comporter ces contrats.

A compter de la date de publication de la présente loi, les surcoûts qui peuvent résulter des contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant la publication de la présente loi entre EDF et les DNN [...] d'une part et les producteurs d'électricité d'autre part, font l'objet lorsqu'ils sont maintenus et jusqu'au terme initialement fixé lors de leur conclusion, d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la présente loi. [...] »

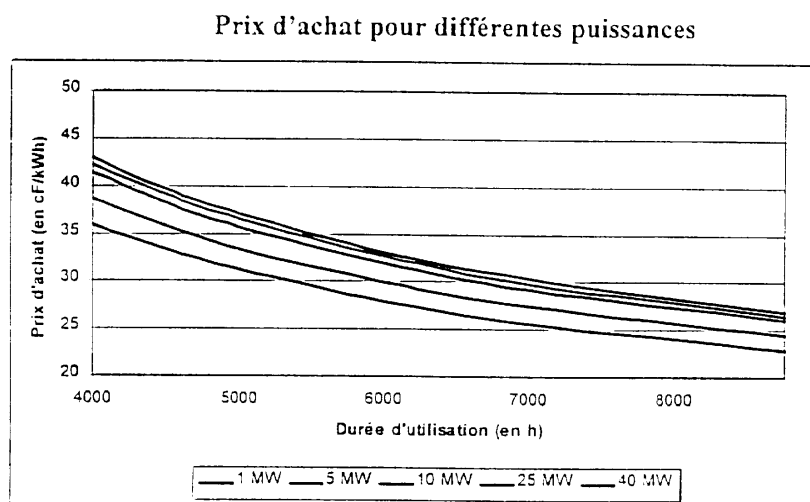
C.9 Les perspectives de développement de la cogénération

Les certificats de conformité délivrés représentent 5 500 MW ; si toutes les installations prévues sont réalisées , le fonctionnement prévisionnel des installations d'ici 2001 serait :

- pour les deux tiers de la puissance (3500 MW), un fonctionnement « saisonnalisé » centré sur l'hiver sur des durées comprises entre 3600 et 6000 heures. (Ceci correspond principalement à des réseaux de chaleur destinés à du chauffage)
- pour l'autre tiers (2000 MW) un fonctionnement en base sur des durées supérieures à 7000 heures. (Ceci correspond principalement à des installations industrielles ayant un besoin important en électricité, par exemple : sucrerie, papeterie, industries agroalimentaires, industries chimiques...)

Cela représenterait en régime stabilisé une production annuelle d'environ 33 TWh, soit 8% de la consommation française et l'ensemble des projets fait ressortir un prix moyen d'achat de 34 c/kWh, compte tenu des prix actuel du gaz (soit une facture annuelle de **10,2 MdF**).

Le prix d'achat fixé par les contrats 97-01 dépend de la durée de fonctionnement de l'installation, de sa puissance et de sa saisonnalité :



C.10 Propositions

L'objectif des contrats mis en place était double :

- favoriser le développement de la filière cogénération qui est considéré comme devant être rentable à terme et qui n'avait pas une place suffisante à court terme ;
- et garantir aux producteurs de pouvoir vendre leur production.

Dans la mesure où la cogénération doit être considérée comme rentable et que l'ouverture à la concurrence va permettre aux producteurs de vendre directement leur production à des clients éligibles, il n'y a pas lieu de maintenir à terme un dispositif spécifique d'achat de l'électricité produite par cogénération. Il est souhaitable que l'électricité ainsi produite soit soumise aux règles de la concurrence et soit achetée au même prix que l'électricité produite par les autres moyens de production ; jusqu'à ce que l'ouverture du marché à la concurrence soit suffisante, il faut maintenir l'obligation d'achat par EDF.

Les contrats passés

La loi a explicitement prévu que les contrats déjà conclus ne pourraient pas être remis en cause par EDF (cf. § C.8). Dans ce cas, EDF continuera d'acheter l'électricité selon les modalités prévues par les contrats et sera compensé par la péréquation de l'écart de prix existant par rapport au coût évité.

Il convient également de préciser que les contrats 97-01 prévoient un tarif d'achat de l'électricité indexé en fonction des tarifs du gaz selon les modalités suivantes :

Extrait du contrat pour l'achat par EDF d'énergie électrique produite par une installation de cogénération :

« Article 6 : Modalités de Rémunération

[...]

2.3 Indexation du prix proportionnel :

Les prix (hiver, été) du gaz sont indexés sur l'évolution du meilleur tarif gaz auquel pourrait avoir accès un producteur pour alimenter le cycle combiné de référence : actuellement, le tarif STS de Gaz de France.

La date d'application des nouveaux prix (hiver, été) du gaz dans le calcul des prix proportionnels (hiver, été) sera identique à celle de Gaz de France.

En cas de disparition du tarif STS ou de déconnexion entre ce tarif et les prix effectivement pratiqués pour des livraisons de gaz de durée et de caractéristiques identiques à celles du cycle combiné de référence, un nouveau paramètre d'indexation du prix du gaz sera défini en accord avec le ministère chargé de l'électricité. »

La dérégulation du marché du gaz va conduire à une déconnexion entre le tarif STS qui s'appliquera aux clients « gaz » non éligibles et le tarif payé par les clients éligibles. Comme nous l'avons vu précédemment, il est prévu que les installations de cogénération bénéficiant de l'obligation d'achat ne seraient pas éligibles sur le marché du gaz. Néanmoins, dans la mesure où les seuils d'éligibilité pour le gaz de 25, 15 et 5 millions de mètres cubes sont fixés directement par la directive européenne, une installation de cogénération ayant une consommation supérieure à ces seuils sera automatiquement éligible même si elle bénéficie de l'obligation d'achat. (On peut, en première approximation, considérer qu'une installation de cogénération de 15 MW consomme environ 15 millions de mètres cubes de gaz). Par conséquent, **si les versions finales des lois relatives au marché de l'électricité ou du gaz ne prévoient pas de résiliation ou de modification des contrats en cours, il sera proposé de**

tenir compte de la clause d'indexation pour les installations de cogénération bénéficiant des tarifs gaz plus avantageux.

En première estimation, on peut considérer que la libéralisation du marché du gaz permettra aux clients éligibles de gagner de l'ordre de 1.5 cF/kWh sur les tarifs d'achat de gaz. Compte tenu des rendements de production électrique des installations de cogénérations, le gain ramené entièrement au kWh électrique serait de l'ordre de 5 centimes (en conservant donc le même coût de revient de la production de chaleur). En pratique, il conviendrait de ventiler ce gain pour environ 3 centimes pour la production d'électricité et de 2 centimes pour la production de vapeur. Dans la mesure où l'installation de référence dans le contrat 97-01 est un cycle combiné au gaz de rendement 51% ou 52.5%, un gain de 1.5 cF/kWh sur les tarifs d'achat de gaz se traduirait par une baisse du tarif de rachat par EDF de l'ordre de 3 cF/kWh.

En conclusion, la révision des contrats de cogénération pour prendre en compte la baisse du prix d'achat du gaz permet de compenser les bénéfices supplémentaires induits sur la production d'électricité tout en permettant aux producteurs de profiter de cette baisse pour leur production de chaleur.

Les dispositions des contrats futurs (un dispositif transitoire)

Concernant les futurs contrats d'achat d'électricité produite par des installations de cogénération, il convient de fixer un dispositif transitoire avant que la libéralisation du marché ne soit suffisante pour permettre aux producteurs d'avoir accès à un nombre suffisant de clients éligibles. Afin de préparer la transition vers une situation de marché, il est proposé de faire évoluer les futurs contrats de la façon suivante (les contrats passés n'étant pas remis en cause) :

Tout d'abord, il est proposé de revoir la définition de la cogénération pour s'assurer que les installations créées soient effectivement intéressantes sur le plan énergétique. Cela nécessiterait de prendre en compte le coefficient d'efficacité énergétique à la place du rendement. De plus, une installation de cogénération est d'autant plus intéressante en terme de rejets dans l'environnement qu'elle se substitue à une production à base de charbon. Dans l'état actuel du parc de production excédentaire en nucléaire pour la base, il conviendrait de favoriser les installations de cogénération fonctionnant en semi-base.

Au fur et à mesure que le marché s'ouvrira à la concurrence et que le nombre de clients éligibles augmentera, il est proposé de diminuer progressivement le seuil en dessous duquel l'obligation d'achat de l'article 10 s'applique (cf. A.4 ci-dessus).

Pour permettre une bonne adaptation à ces évolutions, l'obligation d'achat pourrait faire l'objet de contrats de cinq ans renouvelables d'année en année par tacite reconduction. EDF et les DNN pourraient dénoncer les contrats dans un délai d'un an, après que la CRE aura constaté que le marché est suffisamment ouvert à la concurrence pour que les producteurs indépendants se voient offrir un prix de marché par plusieurs acheteurs. Les producteurs indépendants pourraient pour leur part dénoncer ces contrats quand ils le voudraient avec un préavis d'un mois.

D La production éolienne

D.1 Remarques générales

Le défaut principal de la production éolienne est de ne pas pouvoir garantir de puissance minimale, puisque à tout moment, il est possible de constater l'absence de vent. Néanmoins, dans le cadre d'un grand nombre d'aérogénérateurs installés sur différents sites, il est possible d'obtenir une garantie de puissance de l'ordre de 30% de la puissance nominale par mutualisation des aléas en terme de vitesse de vent selon les sites.

L'éolien présente néanmoins des avantages importants sur le plan de la pollution atmosphérique. De plus, pour les installations de puissance inférieure à 20kV, l'électricité produite est raccordée sur le réseau 20kV et peut permettre ainsi de limiter les pertes sur le réseau si l'électricité produite est consommée localement.

D.2 Le niveau de production actuel

Eoliennes connectées au réseau

Année	Nombre total de machines installées	Puissance (en MW)	Production (en GWh)
1983	10	0.1	0.3
1991	12	0.6	1.2
1992	18	0.9	1.9
1993	25	3.3	8.6
1996	49	6.3	15.3
1997	83	10.5	24.4
1998	103	18.9	48.1

Eoliennes connectées au réseau dans les DOM-TOM

Année	Nombre total de machines installées	Puissance (en MW)	Production (en GWh)
1992	6	0.336	0.7
1996	30	3.336	7.4
1997	55	4.836	12.2
1998	59	5.136	13.7

Nota : les éoliennes non connectées au réseau représentaient de l'ordre de 1.14 GWh en 1998 (dont 0.15 pour les DOM).

Selon le rapport de la DIGEC sur « les coûts de référence » de la production électrique, le prix de revient des installations actuelles ressort entre 34.5⁴⁰ et 39.6 cF/kWh (pour un équipement de 10*600 kW). Les progrès actuellement réalisés devraient permettre la mise en production en 2005 d'équipements plus performants (10*1500 kW) qui, selon certains, pourraient ramener le prix de revient entre 23.5 et 27 cF/kWh.

D.3 Le programme Eole 2005

Le programme Eole 2005 vise à doter la France, à l'horizon 2005, d'une capacité éolienne de 250 à 500 MW, à rendre la filière économiquement compétitive et à contribuer à l'émergence d'une industrie éolienne en France. Le mécanisme retenu est un appel à propositions. Les projets sont sélectionnés en fonction du prix d'achat proposé par le contractant. Cette méthode vise à faire émerger les projets les plus proches de la compétitivité. Les contractants disposent ensuite de 3 ans pour réaliser leur projet.

Un premier appel à propositions pour 50 MW s'est traduit en 1997 par la sélection de 20 projets d'une capacité totale de 77,5 MW.

La première tranche, réservée à la Corse et aux DOM, du deuxième appel à propositions a permis la sélection de 11 projets d'une capacité totale de 47,8 MW (pour 25 MW proposés).

EOLE 2005 conduira donc, si les projets sélectionnés sont réalisés, à installer 125,3 MW éoliens avant la fin de l'an 2000. Les prévisions de production pour 1999 sont de 0.1 TWh et pour 2000 de 0.25 TWh.

La deuxième tranche du deuxième appel à propositions, réservée à la France continentale, portait sur une capacité de 75 MW. EDF a reçu des propositions représentant une puissance bien supérieure. Une première liste de 21 projets de parcs éoliens représentant ensemble 200 MW de puissance a été retenue début octobre 99. Ces parcs seront installés sur l'ensemble du territoire : Bretagne (4 parcs), Normandie (2 parcs), Poitou-Charentes (1 parc), Rhône-Alpes (2 parcs), Midi-Pyrénées (2 parcs), Languedoc-Roussillon (9 parcs). En outre, un parc offshore sera implanté au large du Pas-de-Calais.

5 projets supplémentaires représentant 70 MW sont en cours d'examen chez EDF.

Au terme de ses deux premiers appels à propositions pour la fourniture d'électricité d'origine éolienne, EDF a déjà retenu des projets pour un potentiel de 325 MW.

La première éolienne de forte puissance (750 KW) de conception et de fabrication française (Jeumont Industrie) a été inaugurée le 6 octobre à WIDEHEM (Pas de Calais). Elle complète l'offre française qui comporte déjà les machines de petites et moyennes puissances de la Société VERGNET, adaptées aux conditions difficiles. Suite au premier Appel à Propositions EOLE 2005, celles-ci équipent les parcs de Petit-canal et de Petite-Place à la Guadeloupe.

Le Gouvernement a demandé à EDF de lancer avant la fin de l'année 1999 un nouvel appel à proposition EOLE 2005 pour un potentiel d'au moins 100 MW.

⁴⁰ Le prix de revient dépend de manière significative de la durée de vie des aérogénérateurs et de la vitesse moyenne du vent sur le site de production.

Le prix moyen d'achat proposé par les porteurs des 21 projets retenus est inférieur de 13% à celui du premier appel à proposition. Le prix de l'électricité d'origine éolienne poursuit donc sa décroissance (de 38 à 34 cF/kWh). Dans le cadre d'Eole 2005, les prévisions de production sont de 1.25 TWh en 2005 pour un prix moyen 31 cF/kWh.

D.4 Les commentaires et les propositions

Le programme Eole 2005 entre dans le cadre de l'article 8 de la loi relatif aux appels d'offre. C'est le moyen le plus efficace pour favoriser les projets les plus rentables et réduire au maximum le surcoût pour la collectivité tant que la concurrence s'exerce normalement. Il n'y a donc pas lieu de modifier la méthode : le prix de reprise de l'électricité par EDF résulte de l'appel d'offres, et l'écart entre ce prix et les coûts évités (tarif de vente d'EDF diminué du tarif d'injection) fait l'objet d'une compensation par le biais du fonds du service public de la production d'électricité.

L'article 10, pour sa part, oblige EDF à racheter l'électricité produite par les installations inférieures à une certaine puissance. Dans le cadre du plan Eole 2005, cet article n'a pas d'utilité puisqu'un contrat d'achat est signé à l'issue de l'appel d'offre. Il est néanmoins proposé, comme cela a été justifié dans la partie A, de maintenir l'obligation d'achat automatique de l'article 10 avec un prix de reprise n'incorporant pas de subvention (tarif de vente d'EDF diminué du tarif d'injection) pour ne pas empêcher le développement des installations économiquement rentables.

Dans le cadre de nos propositions générales, nous avons proposé que la prime fixe dans le tarif de rachat soit assise sur la puissance minimale garantie. Comme cela a été souligné précédemment (cf. D.1), la puissance garantie est nulle dans le cas des productions éoliennes individuelles. Mais, en regroupant différents sites de productions n'étant pas soumis aux mêmes conditions de vents, il est possible d'avoir une puissance garantie de 30% de la puissance nominale compte tenu du foisonnement des installations. Nous proposons dans le cas particulier des éoliennes de tenir compte de cette spécificité pour le calcul de la prime fixe en attribuant à chaque éolienne une puissance garantie égale à 30% de sa puissance nominale.

L'éolien apparaît, selon ses promoteurs, comme une source d'énergie susceptible de devenir rentable d'ici une dizaine d'années. Dès à présent, il peut être rentable dans des situations particulières, notamment pour les sites isolés ou les zones non interconnectées au réseau de transport. Néanmoins, la péréquation tarifaire ne favorise pas un développement spontané de ce type de production.