



HAL
open science

**FONCTIONNEMENT ET IMPACT DU MECANISME
DE COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE
PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ SUR L'OFFRE
D'ÉNERGIE DANS LES ZONES
NON-INTERCONNECTEES**

Nadine Levratto

► **To cite this version:**

Nadine Levratto. FONCTIONNEMENT ET IMPACT DU MECANISME DE COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ SUR L'OFFRE D'ÉNERGIE DANS LES ZONES NON-INTERCONNECTEES. 2005. halshs-00004634

HAL Id: halshs-00004634

<https://shs.hal.science/halshs-00004634>

Submitted on 15 Sep 2005

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

FONCTIONNEMENT ET IMPACT DU MECANISME DE
COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ
SUR L'OFFRE D'ÉNERGIE DANS LES ZONES NON-INTERCONNECTÉES

Nadine Levratto
Chargée de recherche au CNRS
IDHE UMR 8533 CNRS – ENS Cachan
levratto@idhe.ens-cachan.fr

A paraître in L. Vidal (Ed.) **Droit de l'Énergie et des Réseaux**, Annales de l'Institut
André TUNC, Volume IX de la Bibliothèque de l'Institut André TUNC, Paris, LGDJ,
mai 2005

Depuis la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, la France s'est dotée d'un mécanisme visant à compenser les surcoûts subis par EDF et d'autres distributeurs non nationalisés assumant une mission de service public en matière de production et distribution d'électricité. La loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie et notamment son article 37 ont révisé le mécanisme initialement établi en remplaçant le Fonds du service public de la production d'électricité (F.S.P.P.E.) par la Contribution au service public de l'électricité (C.S.P.E.). Il s'agit d'une taxe définie chaque année par la Commission de Régulation de l'Énergie (0,45 centime d'euro par kilowattheure, soit 4,5 euros par mégawattheure pour l'année 2004, Journal officiel du 30 mars 2004) et qui s'ajoute au tarif sur la facture d'électricité des clients. La CSPE payée par tous les clients, éligibles ou non, est destinée à financer certaines missions de service public imposées à EDF à l'origine des dépenses ou manques à gagner suivants :

- Les surcoûts qui résultent des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables et des contrats dits "appel modulable"
- Les pertes de recettes et les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale "produit de première nécessité" et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité
- Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique métropolitain (la Corse, les départements d'outre-mer la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et trois îles bretonnes : Sein, Molène et Ouessant).

Il est évident que les surcoûts identifiés et les modes de compensation prévus soulèvent des questions relatives à l'acceptation de l'expression de service public, délicate à appréhender en raison même de son caractère polysémique. D'un point de vue économique, en tant qu'industrie de réseaux produisant et distribuant un bien-club (non-rival et à exclusion d'usage), la réglementation du secteur de l'électricité est légitime (Aloy et Levêque, 1997) dans la mesure où des externalités de réseau peuvent y apparaître. C'est ainsi que la présence de services en réseaux (transports, énergie, télécommunications) dans les régions à faible densité de population peut être justifiée au niveau économique puisque de tels secteurs contribuent au maintien d'activités économiques en dehors des grandes agglomérations (externalités positives). Au niveau de sa définition juridique "à la française", le service public à caractère industriel et commercial renvoie à la notion d'intérêt général pour la population et, en vertu du principe général d'égalité, impose entre autres de traiter les usagers identiques de manière identique. Plus particulièrement, on soulignera que dans le secteur de l'électricité le principe d'égalité de traitement stipule qu'un handicap pesant sur un usager (en termes de ressources ou de localisation géographique) ne saurait constituer un motif de discrimination ou d'exclusion pour le bénéficiaire du service considéré. Parfois assimilé à un principe d'accessibilité pour des couches sociales défavorisées ou des zones rurales isolées, et découlant strictement de la notion de droit au service universel, ce principe a engendré dans de nombreux domaines un système de péréquations tarifaires, notamment au niveau spatial.

Le présent article vise à faire le point sur l'une des composante de la notion générale de service public puisqu'il traite de l'organisation, de l'évaluation et des conséquences

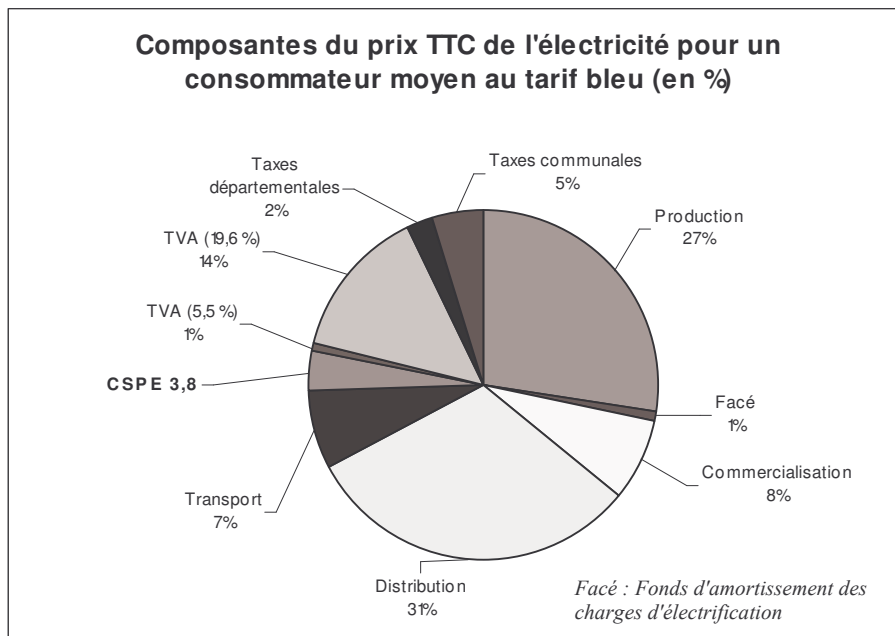
économiques et environnementales de la mise en place d'un système de compensation des surcoûts liés à la production d'électricité dans les Zones non-interconnectées (ZNI). Après avoir présenté le fonctionnement du mécanisme de compensation et son origine (Partie 1), nous mesurerons son importance économique (Partie 2) et mettrons en évidence ses effets économiques et environnementaux (Partie 3).

1. L'APPLICATION DU MECANISME DE COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE (CSPE) DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES

Depuis le rapport Nora remis au Gouvernement en avril 1967, 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 totalement remis en cause par la mise en œuvre de politiques de privatisation des services publics légitimées par la législation européenne et par la pénurie de fonds publics née du primat du contrôle de la masse monétaire en circulation. L'idée de base qui sous-tend la contestation des monopoles publics est que la gestion trop centralisée ne contribue pas à l'amélioration de l'efficacité productive et induit une opacité quant à l'évaluation des coûts de production réel, si bien que, le maintien des monopoles publics 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." (Rapport Nora, p.24).

Si les recommandations du rapport Nora ont largement été suivies comme en attestent les nombreuses privatisations de Grandes entreprises nationales, le démantèlement d'autres firmes intégrées telles que la SNCF et le nouveau statut d'EDF (voir par exemple Martin, 1992 pour une analyse des débuts du phénomène de privatisation dans le secteur électrique), le principe de péréquation tarifaire n'a pas été totalement remis en cause là où il s'appliquait et s'est même étendu à des cas nouveaux, avec notamment son application aux DOM pour l'électricité. Cette extension peut être assimilée à un amendement de la thèse établie par le rapport Nora qui s'appuyait plus sur une doctrine indépendante des politiques générales de redistribution que sur l'examen de situations ou d'expériences concrètes (Cf. Bureau, 1997). Ainsi, en matière d'électricité, le système de péréquation tarifaire appliqué en France vise encore à corriger les mécanismes de marché qui, spontanément, tendraient à différencier les tarifs en fonction de la localisation géographique des consommateurs. Il requiert donc l'intervention de la puissance publique et du régulateur d'où le caractère étroitement lié du droit et de l'économie lorsqu'il s'agit d'étudier cet objet.

Le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004¹ relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité précise les modalités de fonctionnement du dispositif de la CSPE. Elle est incorporée au prix de vente de l'électricité dont elle ne peut dépasser 7% du tarif au kilowattheure (hors abonnement et hors taxe) correspondant à une puissance souscrite de 6kVA, comme le montre le graphique suivant.



Le décret précédemment évoqué définit sept familles de surcoûts compensables parmi lesquels les surcoûts de production dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental qui correspondent, pour une année donnée :

1° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de production d'électricité pour l'électricité qu'il produit et vend à un client final non éligible ou à un consommateur final éligible n'ayant pas exercé ses droits à l'éligibilité ou pour l'électricité qu'il produit et cède à un organisme de distribution électrique, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ;

2° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de production d'électricité pour l'électricité qu'il produit et revend à un client final éligible, à la différence entre le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considéré dans cette zone et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu au I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ;

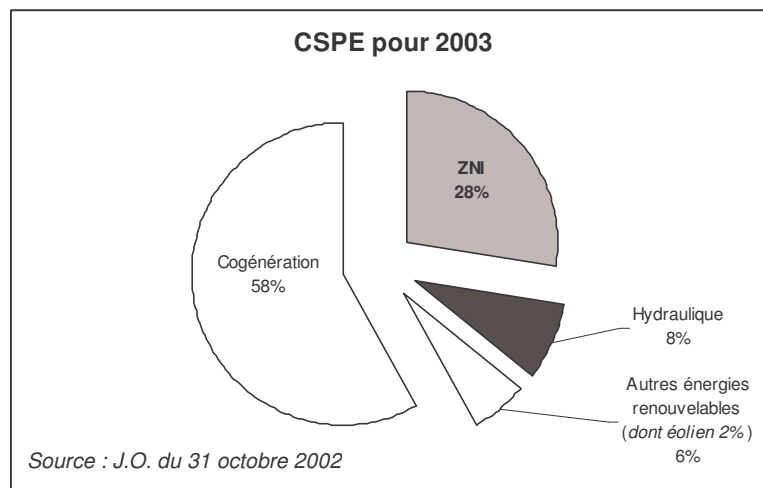
3° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de fourniture d'électricité pour l'électricité qu'il achète et revend à un client final non éligible ou à un consommateur final éligible n'ayant pas exercé ses droits à l'éligibilité, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité

¹ Il abroge le décret n° 2001-1157 du 6 décembre 2001.

d'électricité considérée du tarif de vente, pour la part relative à la production, aux clients non éligibles ;

4° Lorsqu'ils sont supportés par un organisme de fourniture d'électricité pour l'électricité qu'il achète et revend à un client final éligible, à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité pour l'exécution du contrat et le prix qui résulterait de l'application à la quantité d'électricité considérée du plafond de prix prévu au I de l'article 4 de la loi du 10 février 2000.

En 2003, les charges du service public de la production d'électricité se sont élevées à 1,461 milliard d'euros, soit 0,33 centime d'euro par kWh, les coûts moyens de production conduisant à la répartition illustrée par le graphique suivant étant d'une dizaine de centimes d'euros par kWh dans les ZNI, 7,6 c€/KWh pour la cogénération et 5,4 c€/KWh pour les énergies renouvelables.



De manière plus générale, la loi confie à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) la mission de veiller au bon fonctionnement des marchés électrique et gazier. Elle est assistée dans cette mission par de nombreux organismes, créés ou modifiés par la loi, qui lui adressent les rapports d'activités et propositions. La CRE évalue le montant des charges imputables aux missions de service public qui font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues à l'article 37 de la Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Ainsi, chaque année, la Commission de Régulation de l'Énergie notifie individuellement à chaque opérateur qui supporte des charges de service public de l'électricité, le montant des charges prévisionnel retenu en ce qui le concerne. Le montant retenu est inscrit au crédit de son compte.

Dans les ZNI, les surcoûts de production s'expliquent par des configurations physiques et techniques spécifiques. De fait, la Corse, les DOM et la Collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon se caractérisent par des systèmes électriques de petite taille qui connaissent des difficultés de qualité de fourniture et de réglage fréquence-puissance. Selon EDF, ces contraintes obligent à limiter la puissance unitaire d'un groupe de production à 25 % de la puissance moyenne appelée sous peine de fragiliser le système lors de la perte éventuelle d'un groupe et conduisent également à limiter en temps réel la puissance éolienne livrée sur le réseau à 30% au maximum de la puissance appelée. La petite taille des systèmes concernés (et

bien évidemment des considérations environnementales) interdisent en outre l'utilisation d'installations nucléaires ainsi que celle des centrales à gaz, à cause du coût impossible à amortir sur d'aussi faibles consommations des terminaux de regazéification du gaz naturel liquéfié. Les sources d'énergie pour la production d'électricité sont donc réduites aux énergies renouvelables, au charbon, éventuellement en association avec des ressources locales comme la bagasse, et surtout au fioul. C'est donc principalement la faible taille des installations de production dans les zones non interconnectées (Cf les tableaux 1 et 2 ci-dessous) qui explique un coût de production de l'ordre de 100 €/MWh, soit environ deux fois plus élevé qu'en France continentale (Cf. Rapport Syrota, 2000), supérieur au tarif régulé applicable sur l'ensemble du territoire national.

Puissance installée (MW)	Diesels et cycles combinés au fioul	Turbine à combustion*	Hydraulique	Eolien	Liaison SACOI
512	43,2 %	15,0 %	29,7 %	2,3 %	9,8 %

* Installation similaire à un moteur d'avion destinée à fournir de l'énergie en pointe.

Source Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (2002)

Tableau 1 : Parc de production corse²

	Puissance installée (MW)	Diesels et cycles combinés au fioul	Turbine à combustion*	Bagasse-Charbon	Hydraulique	Eolien	Géothermie
Guadeloupe	344	54 %	24 %	17 %	2 %	1 %	1 %
St Martin	36	100 %					
St Barthélémy	21,6	100 %					
Martinique	385	76 %	24 %				
Réunion	406	27 %	16 %	28 %	29 %		
Guyane	251,5	32 %	22 %		46 %		
St Pierre	21	100 %					
Miquelon	5,6	100 %					

* Installation similaire à un moteur d'avion destinée à fournir de l'énergie en pointe.

Source Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (2002)

Tableau 2 : Parc de production des DOM et de Saint-Pierre et Miquelon

En raison de l'éloignement des grands centres de production et de consommation et de l'étroitesse du marché, les producteurs d'électricité connaissent des difficultés semblables à celles que rencontrent les autres industries implantées dans les régions isolées du cœur du système marchand métropolitain. On soulignera aussi que, malgré les politiques de Maîtrise de la demande d'électricité mises en place dans les régions concernées³, les ZNI se

² La dernière colonne correspond aux 50 MW qu'il est possible de prélever sur la liaison en courant continu Sardaigne-Corse-Italie (SACOI).

³ En Corse, un protocole a été signé entre la Collectivité territoriale de Corse, l'ADEME et EDF en novembre 1998. Pour les DOM, l'article L.4433-18 du code général des collectivités locales inséré par la loi d'orientation pour l'outre-mer (loi 2000-1207 du 13 décembre 2000) donne à ces régions la possibilité d'agir dans le domaine des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie. Ces éléments de politique énergétique font par ailleurs échos aux dispositifs préconisés en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le Plan national de lutte contre le changement climatique repris dans le Plan Climat de 2004. Malgré cela, les consommations restent nettement orientées à la hausse (Cf. annexe 1). On soulignera que les dépenses de MDE

caractérisent par un trend croissant de la demande d'énergie qui appelle une adaptation quantitative et qualitative du parc de production. La conjugaison de ces deux raisons appelle la mise en place d'une organisation du marché et une aide au maintien d'une activité de production respectueuse du principe de service public, si bien que l'opérateur historique bénéficie d'un mécanisme de compensation des pertes et manques à gagner subis dans les ZNI. En l'absence d'un tel mécanisme, il n'y aurait en effet aucune légitimité à laisser perdurer une activité de production localement puisque, compte tenu des techniques utilisées, celle-ci est à l'origine de dépenses supérieures aux recettes autorisées par l'application du tarif régulé. La CSPE se présente donc bien comme une contrepartie quasi-obligatoire de l'application du tarif dans les ZNI. Théoriquement, le système mis en place peut être rapproché des travaux théoriques pionniers de Joskow et Schmalensee (1983) qui ont élaboré des concepts permettant d'envisager la possibilité de séparer d'un point de vue commercial, le bien "électricité" du "service de transport" de l'électricité. L'enjeu implicite est de faire en sorte que la nouvelle organisation des activités électriques ne conduise pas à des coûts de transaction et de production à moyen terme supérieurs aux mêmes coûts au sein du monopole transformé⁴.

En distinguant les surcoûts liés à la production susceptibles de faire l'objet d'une compensation et les surcoûts non-compensables liés au transport, le système mis en place distingue, comme le prévoit la théorie, les infrastructures du service et, à ce titre, apporte un élément de réponse de fait à la traditionnelle question coasienne des frontières de la firme et du marché (Coase, 1937). En caractérisant chacune des transactions et en repérant des entités technologiquement séparables, les régulateurs du système électrique ont implicitement validé la définition donnée par Williamson (1985) selon lequel "une transaction est un échange de bien ou de service entre une interface à technologie séparable". Comme le préconisent Joskow et Schmalensee (1983), la séparation analytique entre le "bien" électricité et le "service" de transport d'électricité permet de considérer l'offre d'électricité comme une succession de transactions isolables, interdépendantes et complémentaires. Il est alors possible de déterminer un prix pour l'énergie, un prix pour le service du transport de cette énergie en distinguant le traitement des congestions et des pertes, un prix pour la fourniture de services auxiliaires et l'ajustement des écarts.

2. SURCOUTS DE PRODUCTION ET COUT DE LA COMPENSATION

Pour les départements d'outre-mer français, la notion de "surcoûts" renvoie à l'obligation d'assurer l'égalité de traitement de tous les citoyens de la nation (notamment en

supportées par EDF sont considérées comme des dépenses de production et à ce titre, font l'objet d'une compensation.

⁴ On a parfois appelé cet enjeu le "pari de Joskow et Schmalensee" car ces auteurs défendent l'idée que l'accroissement des coûts de transaction induit par les mécanismes concurrentiels va être compensé par la réduction des coûts de production qu'il incite et, par conséquence, que la réforme sera un jeu à somme positive. Les premiers enseignements tirés de l'observation des évolutions de prix dans les industries de biens réseaux dérégulés tendent à montrer que cette relation est loin d'être systématiquement vérifiée. (Cf. Marty, 2004 et "Electricité : une libéralisation à haut risque", *Alternatives Economiques*, n° 227, juillet-août 2004)

terme d'accès aux biens et services). Le surcoût économique est dès lors mesuré et analysé sur la base d'un écart avec la situation économique des acteurs métropolitains (Cf. Fortuna Dentinho et Vieira 2001 qui proposent une typologie des régions distinguées selon deux attributs : la taille et l'accès et procèdent à des comparaisons entre les régions isolées et des situations économiques considérées comme "centrales"). Ainsi, les surcoûts globaux supportés par les entreprises ont principalement pour origine :

- les surcoûts d'approvisionnement ;
- les surcoûts liés au transport des exportations ;
- les stocks différentiels ;
- les difficultés à réaliser des économies d'échelles, lesquelles renvoient à la dimension réduite du marché local (durées d'amortissement des machines plus longues, productivité des facteurs plus faible...)

On retrouve cette approche incrémentale des surcoûts dans l'évaluation des charges de service public de l'électricité à laquelle procède la CRE annuellement sur la base des informations et calcul soumis par les opérateurs depuis la mise en place d'une comptabilité appropriée⁵. Cette comptabilité appropriée fait apparaître distinctement pour chaque zone une série d'éléments qui permettront de calculer la partie compensables des surcoûts observés puisque le décret du 6 décembre 2001 prévoit en effet que le montant des surcoûts de production dans les ZNI est égal à la différence entre le "coût normal et complet de production compte tenu des particularités du parc de production inhérentes à la nature de cette zone" et "la part relative à la production dans le tarif de vente aux clients non éligibles". Chacune des composantes (recettes et coûts de production) fait l'objet d'une décomposition pré-définie par la CRE⁶

Pour les opérateurs supportant des surcoûts dans les ZNI, le calcul des recettes de production au titre de l'année écoulée se décompose en quatre éléments:

1. pour la clientèle non éligible et la clientèle éligible n'ayant pas fait jouer son éligibilité, réparties par catégorie tarifaire : le nombre de clients, le volume global de l'énergie qui leur a été livrée, la somme des puissances souscrites (pour les clients au tarif jaune ou vert), et, par famille tarifaire, le chiffre d'affaires correspondant déterminé par application du tarif intégré en vigueur (hors octroi de mer) ;
2. pour la clientèle éligible ayant fait jouer son éligibilité : le montant du chiffre d'affaires correspondant à la fourniture de l'énergie électrique et le volume d'énergie correspondant ;
3. le volume d'énergie électrique correspondant aux pertes techniques et non techniques ;
4. la répartition, par site ou origine, du volume d'énergie électrique importée ou achetée à d'autres producteurs dans le cadre de contrats mentionnés aux articles 8, 10, 48 ou 50 de la loi susvisée.

⁵ La comptabilité appropriée est constituée de l'ensemble des informations de nature comptable et technique nécessaires au calcul des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité, telles que définies par l'article 5 de la loi du 10 février 2000.

⁶ La note de recommandation peut être consultée à l'adresse internet suivante : <http://www.cre.fr/imgAdmin/1024061020802.pdf>

Le calcul des coûts de production au titre de l'année écoulée résulte de l'agrégation des éléments suivants :

- Pour chaque centrale de production au sein de la zone considérée :
 - le volume d'énergie électrique produite et injectée sur le réseau ;
 - l'effectif total en équivalent emplois à temps plein et la quote-part affectée respectivement à la conduite et l'entretien-maintenance ;
 - les valeurs brutes et nettes des immobilisations affectées directement à l'activité de production, telle que définie dans le cadre de la comptabilité séparée ;
 - le montant par nature des dépenses d'exploitation directement imputables à la production notamment :
 - les achats de combustibles, en faisant apparaître les quantités consommées par nature ;
 - les achats d'autres matières premières, fournitures et approvisionnements ;
 - les autres charges externes ;
 - les impôts, taxes et versements assimilés, et notamment l'octroi de mer non récupérable ;
 - les frais de personnel ;
 - les dotations aux amortissements pour dépréciation ;
 - l'affectation analytique des charges mentionnées ci-dessus directement affectables à la conduite et l'entretien-maintenance.
- Pour l'ensemble de la zone considérée : les mêmes données que celles demandées pour chaque unité de production, complétées par :
 - les charges de rémunération du capital à un taux normatif équivalent à celui retenu par la CRE pour la détermination des tarifs d'accès au réseau électrique, dûment explicitées et justifiées ;
 - la courbe de charge annuelle, par pas horaire ;
 - les frais de commercialisation, faisant apparaître les dépenses de maîtrise de la demande d'électricité ;
 - la part des frais de gestion de clientèle affectée à la production ;
 - le montant par nature des charges qui ne peuvent être directement affectées à l'activité production, telle que définie dans le cadre de la comptabilité séparée, notamment les frais de siège, les frais communs de centre de gestion, les dépenses d'oeuvres sociales ;
 - le coût moyen de production par kWh ;
 - le coût moyen par kWh acheté à d'autres producteurs ou importé.

Les précisions apportées par la mise en œuvre de la comptabilité appropriée ont confirmé que les ZNI sont structurellement à l'origine de pertes pour EDF. Ainsi, pour les DOM, les pertes d'exploitation d'EDF sont passées de 8,85 M€ en 1976 à 120 M€ en 1982, après alignement complet des tarifs sur la métropole, puis à 183 M€ en 1988, et près de 305 millions d'euros en 1998. En Corse, le déficit s'est élevé à 70 M€ en 1999, soit une perte par kWh identique à celle constatée dans les DOM. Selon l'établissement, ces pertes résultent presque exclusivement de l'activité de production, les performances de la distribution ne paraissant pas significativement différentes de la moyenne métropole, même s'il existe de

fortes disparités selon les territoires (Syrota, 2000). Des chiffres plus récents et plus détaillés sont disponibles dans les rapports d'activité de la CRE laquelle, après avoir vérifié si les coûts de production d'EDF en ZNI, tels que déclarés au titre de l'année 2002 (725 M€), pouvaient être imputables à la qualité de gestion des moyens de production et des systèmes électriques insulaires⁷, a retenu pour 2002 un montant définitif de coûts de production en ZNI de 712 M€. Le coût évité étant de 302 M€, le surcoût de production effectif supporté par EDF dans les ZNI en 2002 est de 410 M€. Plus récemment encore, le Journal officiel du 30 mars 2004 donne pour l'année en cours un total de 764,3 millions d'euros résultant des valeurs estimées décomposées de la façon suivante :

	Nature des coûts	Montant prévision 2004 (en M€)	Montant constaté 2002 (en M€)	Variation 2002-2004 (en %)
Coûts variables Corse et DOM	Achats de combustibles hors taxe	311,6	273,8	13,8
	Personnel, charges externes et autres achats	151,4	168,7	-10,3
	Impôts et taxes	77,3	57,8	33,7
Coûts fixes Corse et DOM	Charges financières	146,8	147,1	-0,2
	Frais de structures, de siège et prestations externes	46,9	49,8	-5,8
	Frais de commercialisation et part des frais de gestion clientèle imputée à la production (50 %)	29,1	27,5	6,0
Coût total Corse et DOM		763,1	724,7	5,3
Coûts îles bretonnes		2,2	Non déclaré	
Coût total		755,3	724,7	5,6
Coûts non compensables		1,0	0,03	
Coût total compensable		764,3	724,7	

Source : Journal Officiel, 30 mars 2004

Tableau 3 – Coûts de production prévisionnels d'EDF dans les ZNI pour l'année 2004

Deux éléments essentiels transparaissent dans ce tableau. L'importante hausse des coûts d'achat de combustibles imputable à la hausse des consommations (Cf. l'annexe 1) tout d'abord puisque la baisse du poste "personnel, charges externes et autres achats" peut être interprétée comme le signe d'une amélioration des performances techniques des moyens de production dans les centres régionaux concernés. La nette augmentation des "impôts et taxes" ensuite qui trouve son origine dans la croissance du recours aux énergies fossiles dont l'usage accru s'accompagne d'une hausse du montant de la taxe parafiscale sur la pollution atmosphérique et, plus spécifiquement, dans le cas de la Guadeloupe, de l'application de l'octroi de mer au fioul domestique utilisé pour approvisionner une centrale thermique locale.

⁷ La loi précise que, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), seuls les surcoûts liés aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones doivent être compensés. Le calcul des surcoûts nécessite donc d'évaluer les coûts de production d'EDF dans les ZNI et la part relative à la production dans les recettes de l'opérateur Parallèlement, la CRE doit s'assurer que les surcoûts de production, même s'ils sont rigoureusement constatés par le biais de la comptabilité appropriée, sont bien liés à ces seules particularités et non à une éventuelle mauvaise gestion de la part des opérateurs, qu'il s'agisse de la production, des réseaux ou du système électrique insulaire. Afin d'éclairer sa réflexion dans le domaine, la CRE a engagé, fin 2002, une analyse comparative des coûts de production électrique de zones insulaires françaises et de zones insulaires étrangères aux caractéristiques voisines de celles des zones françaises sur les plans économique et électrique.

En l'état actuel du parc, on notera que le recours aux énergies fossiles est la solution communément retenue par EDF pour répondre à la hausse des besoins que la mission de service public de fourniture d'électricité sur l'ensemble du territoire conduit à garantir, y compris aux clients non éligibles, comme c'est le cas pour les résidents des ZNI. Au regard de ces coûts, les recettes prévisionnelles pour 2004, établies sur la base des recettes constatées en 2002, s'élèvent à 344,9 millions d'euros (Cf. l'annexe 2 pour le détail), ce qui donne un montant de surcoûts retenus par la CRE égal à 419,4 millions d'euros.

Ces résultats sont largement expliqués par des considérations démographiques, techniques et économiques. En effet, 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, et recourent à des modes de production différents dominés par les énergies fossiles. Dans les DOM, 75% de l'électricité est produite à partir de fuel alors qu'en France continentale, plus de 75% provient de centrales nucléaires. 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, ce qui engendre un coût moyen de production environ le double du prix sur le continent⁸.

3. EFFETS ECONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX DE LA COMPENSATION

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, ce qui a pour première conséquence d'affecter sensiblement le comportement des consommateurs. Ainsi, si l'électricité était facturée à son vrai coût avant péréquation on pourrait imaginer que :

- La consommation serait plus faible, du simple fait d'un niveau des prix plus élevé mais aussi d'une plus forte incitation à réaliser des économies.
- D'autres technologies et procédés que ceux actuellement utilisés seraient rentables. C'est le cas notamment des pompes à chaleur couplées à du chauffage solaire, qui sont en général une solution moins onéreuse que les convecteurs 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

⁸ Une autre spécificité des ZNI à l'origine de surcoûts, ceux la non compensables, apparaît dans les statistiques d'exploitation d'EDF qui mettent en évidence un écart anormalement important entre énergie livrée au réseau, et énergie vendue (il s'agit de la somme des taux de perte techniques et non-techniques). Ces écarts de taux entre zones interconnectées et ZNI tend à se réduire : alors qu'il était en 1999 de l'ordre de 7% en France continentale, il atteignait 9% à la Réunion, 10% à la Martinique et en Guyane, 13% à la Guadeloupe et plus de 18% en Corse (Source : Rapport Syrota, 2000), il avoisine en 2003 10% en Guadeloupe, Martinique et à la Réunion, est égal à 12% en Guyane et reste proche de 15 % en Corse (Journal Officiel, 30 mars 2004, p. 6133.).

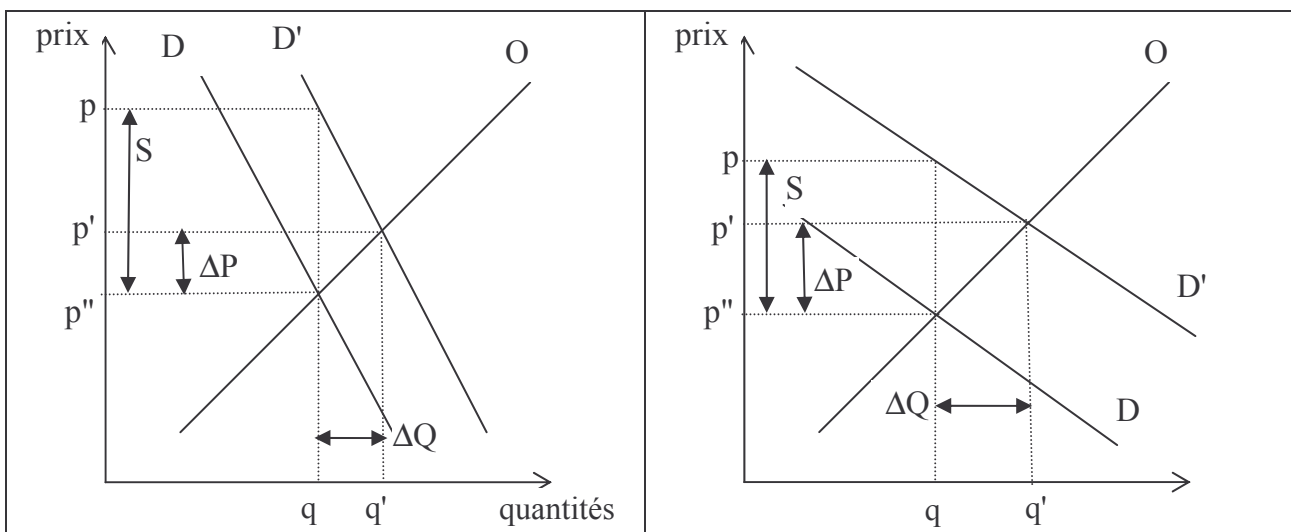
rentables et les chauffages électriques se développent. De même, la climatisation est favorisée au détriment de l'architecture bioclimatique.

Par ce double effet économique, le système accroît la consommation d'énergies fossiles et contribue donc à accentuer l'effet de serre, conduisant ainsi à considérer la péréquation comme une forme de subvention à la pollution. Ces deux effets, de nature économique et environnementale, seront successivement abordés dans cette troisième partie.

3.1. Effets économiques

3.1.1. Une consommation d'électricité accrue et des effets redistributifs modérés

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 (les exemples les plus connus en France sont ceux du prix du timbre poste uniforme, de la tarification de la SNCF, de l'abonnement à la téléphonie fixe, ou du barème de la facture électrique et gazière). La subvention exerce ainsi un effet sur les prix et sur les quantités comme on peut le voir sur les graphiques ci-dessous :



Effet prix : Sur les graphiques ci-dessus, D représente la courbe de demande et O la courbe d'offre ; p'' est le prix de marché de départ et S la subvention à la consommation par unité de produit. Cette subvention décale la courbe de demande vers le haut en position D'. L'égalité entre l'offre et la demande est maintenant réalisée à un nouveau prix p'. La demande en hausse a fait monter le prix du marché (ΔP).

Effet volume : Les quantités produites avant et après la mise en place de la subvention sont respectivement q et q'. La quantité produite a augmenté (ΔQ). L'ampleur de cette variation dépend de l'élasticité⁹ de l'offre et de la demande au prix. Plus l'élasticité est élevée (courbe de demande, respectivement d'offre, plate), plus l'effet volume sera prononcé. Inversement, plus l'élasticité est faible (courbe de demande, respectivement d'offre, inclinée), plus l'effet volume sera faible. Si l'on adopte l'hypothèse que les effets sur l'environnement sont proportionnels à la quantité de bien produit, une subvention est d'autant plus préjudiciable à l'environnement que l'élasticité de l'offre et de la demande pour le bien subventionné est élevée. Dans la figure de droite, la subvention S porte un plus grand préjudice pour l'environnement que dans la figure de gauche (cette question sera abordée dans le paragraphe 3.2.)

⁹ Par exemple, une élasticité de la demande de 0,5 signifie qu'une baisse de prix de moitié induit une augmentation de la quantité demandée deux fois plus petite, c'est-à-dire du quart.

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 et les territoires. Comme chaque fois qu'il est question de l'évaluation de l'impact de l'action publique, la théorie économique standard propose de retenir le cadre de l'analyse coût-avantage afin de mesurer l'efficacité de la mesure mise en œuvre. Dans le cas de la péréquation tarifaire ici étudiée, il s'agit de procéder à la comparaison entre le coût d'efficacité de la mesure et l'effet redistributif observé (voir l'encadré ci-dessous).

Le coût que la péréquation tarifaire induit en matière d'efficacité économique 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, au contraire, se voient "pénalisés". Mais en même temps, la péréquation réalise un réel transfert de richesse d'une catégorie à l'autre ; c'est en cela qu'elle est réputée exercer un effet redistributif. Si cet effet va dans le sens recherché par les politiques de redistribution, par exemple, dans le cas qui nous intéresse, en faveur des résidents des régions isolées des grands réseaux transnationaux, la péréquation peut être un outil efficace, éventuellement plus efficace même, 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 alors contestable.

Encadré 1 : Coût d'efficacité et avantage redistributif

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 demande (pour plus de précision, Cf. Bernard, 1998). Si elle est faible, le coût est lui-même faible car l'utilisateur ne modifie guère sa demande. Formellement, pour un usager 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 usagers, 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).

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 :

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

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, en général 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 (λ_i), lesquels reflètent les objectifs redistributifs de la collectivité:

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

Dans le cas où les utilités marginales sont égales, 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.

Source : Rapport Syrota (2000)

A partir de ce cadre analytique, il est possible d'envisager une réponse à la question de l'effet de la péréquation du prix de l'électricité sur la consommation des ZNI, les éléments d'éclairage apportés étant néanmoins imprécis en raison du manque de données individuelles disponibles. Au niveau macro-régional, les enquêtes "Budget des familles" de l'INSEE de 1995 et 2000 montrent que, globalement, 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 aisés. Cette distribution, observée en France continentale, se retrouve dans les DOM. 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, l'électricité pouvant être assimilée à un bien de base plutôt insensible au prix, hypothèse que légitime l'instauration d'un tarif également dit "de première nécessité".

L'étude sur les effets de la péréquation tarifaire présentée dans l'annexe 9 du rapport Syrota (2000) souligne que la consommation d'électricité des ménages dans les DOM est très vraisemblablement supérieure à celle qui résulterait d'une tarification qui tiendrait compte des coûts de production effectivement supportés par l'opérateur. De plus, pour des raisons que l'on peut considérer comme résultant d'un effet de rattrapage, elle tend à croître à un rythme soutenu, sensiblement supérieur à celui de la métropole (Cf. annexe 1). Sur la base de ces quelques indications macroéconomiques, il est possible de considérer que 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 la climatisation par exemple). 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 d’Amérique), ont permis d’évaluer le coût d’efficacité de la péréquation tarifaire dans une fourchette allant de 31,5 à 47,3 millions d’euros en 1999, soit de 23,5 à 35,2% du montant redistribué pour un transfert financier opéré entre les ménages métropolitains continentaux et les ménages antillais de l’ordre de 122 millions d’euros. Ce taux apparaît élevé et conduit à douter de l’efficacité économique de la péréquation. Son caractère redistributif semble toutefois plus évident puisqu’elle bénéficie à des ménages dont le niveau de revenu est notoirement inférieur au niveau de vie français moyen. Cependant, l’écart ne semble 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 (Cf. Virapoullé, 2003 et les publications des Délégations régionales de l’INSEE Antiane et Réunion) l’écart effectif de niveau de vie serait de l’ordre de 30%. En appliquant des critères usuels de redistribution, la péréquation tarifaire serait très modérément efficace sur le plan collectif.

3.1.2. Une faible incitation à l'amélioration de l'efficacité productive

Dans un contexte de forte croissance de la demande dans les ZNI, EDF est conduit à augmenter les volumes de production afin de satisfaire les besoins des clients des zones concernées. Si de nouveaux équipements sont ainsi programmés¹⁰, c'est essentiellement à l’allongement de la durée de vie des moyens de production en place que les centres se consacrent aujourd’hui. Le maintien de centrales relativement anciennes et médiocrement performantes semble toutefois exercer un impact négatif très négligeable sur les performances d’ensemble des centres concernés dans la mesure où la C.S.P.E. vient compenser les surcoûts constatés dans les ZNI. En reposant sur un calcul effectué sur la base de grandeurs effectivement constatées et pas sur des prévisions, le système de compensation ne semble pas en mesure d’exercer d’incitation à l’amélioration des performances économiques. Quelle que soit leur origine, exogène (hausse du prix des carburants par exemple) ou endogène (choix stratégiques discutable, médiocre productivité des facteurs...), les pertes sur l’activité de production font l’objet d’une compensation qui peut alors s’apparenter à un correctif des défaillances propres à l’opérateur.

La péréquation se présente en effet comme une application d’une régulation de type "cost plus"¹¹, méthode originellement utilisée pour réguler les services publics dans de

¹⁰ Il s’agit par exemple du barrage du Rizzanese, de nouvelles éoliennes et d’une liaison en courant alternatif entre la Corse et la Sardaigne (SARCO) en Corse, de projets de fermes éoliennes, de centrale à charbon et d’usine d’incinération des ordures ménagères en Guadeloupe, de la création du même type d’usine et deux nouveaux moteurs diesel en Martinique... Cf. la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, Ministère de l’économie, des finances et de l’industrie, 2002.

¹¹ En pratique, il existe de grandes diversités dans la fixation des paramètres de cette régulation. Elle dépend notamment de la nature de l’industrie en question, de l’information disponible ainsi que du régulateur. Il existe cependant un cadre commun à l’ensemble de ces régulations mis en évidence par Berg et Tschirhart (1988), comme un processus de trois étapes :

nombreux pays (IEA, 2001), notamment aux Etats-Unis pour le secteur électrique (World Bank, 1992). Ce système garantit aux compagnies régulées la couverture intégrale des coûts engagés ainsi qu'un "juste" (Laffont, 1994) retour sur investissement. Il est connu pour sa capacité à réduire considérablement la perception d'une rente de monopole, mais n'incite pas les entreprises à l'efficacité. Fixer les tarifs dans ce cadre n'incite pas les entrepreneurs à adopter des systèmes de production plus rationnels, ni à investir dans des technologies plus efficaces. Averch et Johson (1962) démontrent même que la régulation par les taux de rendement risque de conduire au surinvestissement.

Encore faut-il souligner que la CRE, sur la base d'une étude comparative des pratiques de production électrique dans les zones insulaires semblables aux ZNI françaises, corrige sensiblement les calculs de l'entreprise, ce qui devrait aller dans le sens d'une meilleure performance de cette dernière. Ainsi, sur les 724,7 millions d'euros de coûts de production constatés dans les ZNI par EDF pour l'année 2002, la CRE n'en a-t-elle retenu que 711,6, la différence de 13 millions d'euros s'expliquant par la non spécificité de certains coûts mentionnés. Une infime partie de cet écart provient de la présence de coûts imputés à la direction informatique et télécommunications et à des activités distinctes de la production par nature non compensables mais l'essentiel, soit 12,4 millions d'euros, résulte de la sous performance de l'opérateur dans les ZNI au regard de ses homologues étrangers. Les turbines à combustion engendrent en effet un surcoût lié à une surconsommation de combustible parce que trop souvent appelées en raison d'une disponibilité des groupes diesels inférieure à la normale. Ces deux éléments n'étant pas spécifiques à la localisation géographique, ils deviennent non-compensables.

La question qui se pose alors à ce propos est double. A court terme, on peut se demander si la vigilance de la CRE suffira à améliorer les performances d'EDF dans les ZNI qui, pour l'entreprise, sont des centres de pertes plus que de profits. A moyen-long terme, il faut s'interroger sur la capacité d'un système correctif, établi sur la base de valeurs constatées, à initier une substitution technologique, voire un véritable phénomène d'apprentissage, de la part d'un opérateur. En effet, si EDF a acquis une solide réputation au plan international pour les équipements de production de grande taille, l'établissement ne semble pas posséder une expérience aussi nettement marquée pour des territoires périphériques d'une dimension limitée, où les moyens de masse sont inadaptés et où les méthodes utilisées en métropole ne sont pas forcément valables. Le calage de la compensation sur des valeurs *ex ante* d'une part et la distinction entre l'origine des surcoûts (internes vs. externes) semblerait à même d'atténuer le tropisme en matière d'investissement en moyens de production à combustibles fossiles et pourrait faciliter les innovations techniques et organisationnelles car le surplus de compensation demeurerait attribué à l'entreprise¹². La difficulté à répondre à ces

-
- les coûts supportés par la firme sont observés et seuls les coûts jugés indispensables à la fourniture des services sont pris en compte ;
 - un niveau de retour sur investissement jugé juste est défini ;
 - les prix et leurs structures sont fixés de façon à générer des revenus suffisants à la couverture des coûts et du retour sur investissement.

¹² On signalera à ce propos que la mise en œuvre de nouveaux moyens de production résulte d'une procédure d'appels d'offres lancés par l'autorité publique qui pourrait donner des spécifications techniques excluant le recours aux moteurs diesel ou centrales à charbon.

interrogations est d'autant plus grande que le signal tarifaire n'oriente pas convenablement les choix des consommateurs si bien que la satisfaction de besoins croissants, qui correspond également à l'application du principe de non-discrimination, devient une urgence qui s'accommode mal des délais nécessaires à la mise en place de changements structurels.

3.2. Effets environnementaux

La péréquation des prix n'est pas seulement à l'origine d'une consommation accrue et de choix d'investissement sous-optimaux du point de vue de la rentabilité économique. Elle peut également exercer des effets indirects négatifs sur le plan environnemental en dissuadant par exemple la réalisation d'investissements d'économie d'énergie ou le recours à des sources d'énergie autres que fossiles qui seraient économiquement rentables pour la collectivité. Encore faut-il souligner à ce propos que l'effet d'éviction diffère selon les régions. Plutôt fort en Corse et à la Martinique où les chauffe-eau solaires (C.E.S.) et autres équipements économes en électricité sont relativement peu développés, ils sont plus faibles à la Réunion et en Guadeloupe qui disposent d'un parc important de C.E.S. Au-delà de ces différences géographiques, il est possible d'adresser une critique formelle au système de compensation des charges de production de l'électricité dans les ZNI en ce qu'il reviendrait à accorder une sorte de subvention à la pollution¹³ car l'aide fournie au secteur bénéficiaire abaisse les coûts ou augmente les recettes de ce dernier ; ce qui se traduit par un accroissement des volumes produits et consommés et, à technique inchangée, par une augmentation proportionnelle des émissions, des déchets et des consommations de ressources naturelles qui, à son tour, dégrade les écosystèmes (Cf. Levêque, Caulry et Daude, 1999).

L'objectif ici visé n'est pas de mesurer les différentes étapes de la chaîne causale considérée mais simplement de montrer que la péréquation et la compensation qui y est associée exercent une incidence sur le niveau de production de la firme productrice d'électricité. Alors, étant donné l'état de la technique, en supposant une vraisemblablement abusive équiproportionnalité entre les variations de volumes de marchandises et d'émissions¹⁴ et en omettant les possibles inflexions des politiques environnementales, on peut considérer que la baisse des prix autorisée par la compensation entraîne une augmentation des niveaux d'émissions. On pourrait également considérer les effets indirects associés à l'altération de la structure des prix de l'électricité. Ainsi, l'augmentation des prix de l'électricité dans les départements et territoires d'outre-mer devrait se répercuter en une baisse des tarifs pour les consommateurs métropolitains, donc se traduire par une augmentation de leur consommation et, en conséquence, des émissions de CO₂. De même, les pollutions liées aux énergies renouvelables favorisées par le renchérissement de l'électricité produite à partir d'énergies fossiles dans ces régions pourraient être prises en compte. Outre que la mesure de ces effets induits est délicate à réaliser, les quantités totales concernées semblent a priori trop faibles pour qu'un impact global significatif puisse être perçu. En retenant comme hypothèse une

¹³ Il s'agit en fait du non-paiement du coût complet de certains services publics à l'origine d'activités polluantes puisque le mécanisme de compensation fournit aux usagers des biens tarifés à un montant inférieur à leurs coûts de production. Les recettes auprès des consommateurs ne couvrant qu'une partie des dépenses, d'autres sources de financement, en particulier l'impôt, doivent être mises à contribution.

¹⁴ Les techniques de production sont souvent associées à des rendements croissants, y compris en matière de dépollution.

valeur globale d'émission approximative d'une tonne de CO2 émise par MWh d'électricité produite à partir de fioul, charbon et gaz (le détail des émissions est présenté dans le tableau 4 ci-dessous) et en reprenant les données des quantités d'électricités produites à partir d'énergies carbonées présentées dans les tableaux 1 et 2 ci-dessus, on obtient, pour les DOM, un surplus d'émission de l'ordre de 1,365 millions de tonnes de CO2.

Source de production (rendement de production: 33 %)	ÉMISSIONS		
	CO2 g/kWh	SO2 g/kWh	NOx g/kWh
100% charbon	1.177	8.40	4.20
100% fuel	937	23.97	3.00
100% gaz	900	n.s	0.20
30% nucléaire + 70% charbon	824	5.88	2.94
80% nucléaire + 20% charbon	235	1.68	0.84

Source : Réseau action climat - France

Tableau 4 – Emissions dues à la production d'électricité

Au-delà du résultat même du calcul qui peut être contesté sur la base des hypothèses retenues¹⁵, il semble définitivement acquis que la péréquation, en augmentant les volumes d'électricité demandés et produits, exerce des effets inverses à ceux visés dans le cadre de la mise en œuvre des politiques environnementales. La contradiction semble d'autant plus forte que le PNLCC et le Plan climat insistent sur le rôle des îles dans la réalisation de l'objectif de Kyoto et que, par l'intermédiaire de l'ADEME, l'Etat consacre des fonds publics à des campagnes d'économies d'énergie.

CONCLUSION

Au terme de ce travail, il apparaît tout d'abord que le principe d'égalité du citoyen devant la distribution de l'électricité, bien de première nécessité, prévaut à travers le système de péréquation. Le maintien de ce dernier sur un marché électrique dérégulé a nécessité l'instauration d'un mode de compensation des surcoûts dans les zones concernées. La Contribution au service public de l'électricité (C.S.P.E.), comme l'était également le Fonds du service public de la production d'électricité (F.S.P.P.E.) qu'elle a remplacé, ont en partie pour objectif la compensation des surcoûts subis par l'opérateur dans les zones concernées. Comme nous l'avons montré, cette politique de tarification et l'organisation du secteur qui en découle ne sont neutres ni d'un point de vue économique et social, ni sur le plan environnemental. Si, à court terme, ce système paraît efficace, on peut s'interroger sur sa pérennité et son intérêt à moyen long terme.

En effet, il est fréquemment admis que 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

¹⁵ Ce calcul suggère a priori que sans compensation du surcoût aucun moyen de production recourant au fioul et au charbon ne serait utilisé dans les ZNI, ce qui est évidemment actuellement irréaliste et le resterait même en considérant que l'interconnexion de la Corse au réseau européen soit possible et que le recours aux ENR dans les DOM s'intensifie.

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. La péréquation tarifaire, qui n'existe pas en France dans les autres services publics est donc davantage un acte politique qu'économique. A ce titre, il est d'ores et déjà possible de s'interroger sur les possibilités de mise en œuvre de politiques alternatives.

Annexe 1 : Evolution des consommations et du parc de production dans les ZNI

	2000	2005	2010
Energie appelée sur le réseau (GWh)	1588	1887	2129
Moyenne des puissances de pointe (MW)	351	402	442
Puissances de pointe extrêmes (MW)	402	456	494

Tableau 4 - Évolution de la consommation en Corse (scénario médian) - source EDF

	2004 – 2005	2009 - 2010
Besoins de pointe (MW)	16	15

Tableau 5 – Besoin de nouvelles installations en Corse - source EDF

	Énergie livrée en 2000 (GWh)	Puissance de pointe en 2000 (MW)	Demande 2005 (GWh)	Pointe 2005 (MW)	Demande 2010 (GWh)	Pointe 2010 (MW)
Guadeloupe	1219	197	1465	235	1685	271
St Barthélémy	62,8	12,4	73,3	14,4	83,8	16,5
St Martin	138	24,0	172	28,8	205	32,6
Martinique	1175	187	1403	224	1637	261
Guyane	595	91,2	679	103,2	774	116,8
Réunion	1741	312	2255	417	2729	530
St Pierre	33	7,7	Quasi - stabilité			
Miquelon	5	1,4	Quasi - stabilité			

Tableau 6 - Perspectives de croissance de la consommation dans les DOM - Source EDF

Besoins en MW		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Guadeloupe	Base			10		40		10			40	40
	Pointe										40	
St Martin				6	6		6		6		6	6
St Barthélémy							4			8	8	4
Martinique	Base						40				40	40
	Pointe											20
Réunion	Base					50		50			50	50
	Pointe			40						40		
Guyane		Pas de besoin										
St Pierre		Parc en bon état – pas de besoin										
Miquelon		Parc en bon état – pas de besoin										

Tableau 7 - Besoins en nouveaux moyens de production dans les DOM et à Saint-Pierre-et-Miquelon - Source EDF

Annexe 2 : Recettes de production prévisionnelles dans les ZNI en 2004

	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	La Réunion	Saint-Pierre et Miquelon	Iles bretonnes	TOTAL
Chiffre d'affaires issu de la fourniture d'électricité (M€)	129,2	132,0	46,1	107,7	170,8	3,4	0,7	589,9
Recettes réseau (M€)	64,6	58,3	18,5	45,4	73,9	1,7	0,4	262,7
Recettes de production (M€)	64,6	73,7	27,6	62,3	96,9	1,8	0,3	327,0
Part EDF dans les recettes de la production*(M€)	49,7	60,8	27,6	59,8	96,5	1,8	0,3	296,6
Recettes totales de production d'EDF**(M€)	62,6	71,2	32,0	67,5	109,3	1,9	0,4	344,9
Part production du tarif de vente***(€/MWh)	43,05	49,64	49,16	51,75	49,25	44,08	-	
* Les recettes de production doivent être diminuées de la part des recettes issues de la vente des KWh produits dans le cadre de l'obligation d'achat ou ne donnant pas droit à compensation (liaison Corse-Italie) ** Les recettes de production doivent être augmentées de la part correspondant aux services systèmes et aux pertes, les surcoûts de production dus à leur fourniture devant être compensés *** La part production du tarif de vente est utilisée pour évaluer les surcoûts dus aux contrats d'achat en ZNI								

Source : Journal Officiel, 30 mars 2004, p. 6131

Bibliographie

Aloy, E. et Lévêque, F. (1997) Les définitions, les outils d'évaluation et de financement du service public en situation de concurrence ouverte, *Rapport final pour la Direction des Etudes, Stratégies et Investissement de la SNCF*, Centre d'Economie Industrielle, Ecole Nationale Supérieure des Mines, Paris, juillet.

Averch H.A. et Johnson L.O. (1962) Behavior of the firm under regulatory constraint, *American Economic Review*, décembre, vol n°52, n° 6, pp. 1053-1069.

Berg S.V. et Tschirhart J. (1988) *Natural Monopoly Regulation*, Cambridge University Press, Cambridge.

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

Bureau D. (1997) : Les recommandations du rapport Nora trente ans après, in Cohen, E. et Henry, C. : *Service public, secteur public*, Les Rapports du Conseil d'analyse économique, n°3, La Documentation française, Paris.

Coase, R. (1937) The nature of the firm, *Economica*, Vol. 4, n° 4, pp. 386-405.

IEA (2001) *Competition in electricity markets*, OCDE.

Joskow P.L., Schmalensee R. (1983). *Markets for Power – An Analysis of Electrical Utility Deregulation*, MIT Press ed.

Laffont J.J., (1994) The new economics of regulation ten years after, *Econometrica*, mai, Vol 62, n°3, pp. 507-537. ("La nouvelle économie de la réglementation dix ans après, *Revue d'Economie Industrielle*", 1995, n° H.S., pp.331-366).

Lévêque F., Caulry, F. et Daude C. (1999) Les subventions à la pollution, *La Recherche*, n° 325, Novembre.

Martin Y. (1994) *Electricité dans les DOM*, Note de la Mission interministérielle de l'effet de serre, 6 juin, Ministère de l'Environnement, Paris.

Martin, J-M (1992) *Economie et Politique de l'Energie*, Collection Cursus, Armand Colin, Paris.

Marty, F. (2004) Déséquilibres et défaillances des marchés électriques : La libéralisation est-elle coupable ? , *L'Economie Politique*, n° 24, 4ème trimestre, pp. 21-34.

Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (2002) *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique*, Rapport au Parlement, 29 janvier

Syrota, J. (2000) *Evaluation des missions de service public de l'électricité*, Commission de régulation de l'électricité, La Documentation Française, Paris.

Virapoullé J-P. (2003) *Les départements d'Outre-Mer, régions ultra-périphériques et traits d'union de l'Europe*, Rapport remis à Monsieur le Premier Ministre, 12 mars.

Williamson, O. (1985) *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting*. New York, The Free Press (Traduction française : Les institutions de l'économie, Paris, InterEditions, 1994).

World Bank (1992) *The Bank's role in the electric power sector. Policies for effective institutional, regulatory and financial reform*, World Bank, Washington, D.C.,