

UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



ÉCOLE DOCTORALE: SCIENCES JURIDIQUES, POLITIQUES, ÉCONOMIQUES ET DE
GESTION
FACULTÉ DES SCIENCES ÉCONOMIQUES ET DE GESTION

Année : 2015 N° d'ordre :

THÈSE DE DOCTORAT

Formation doctorale: Sciences Économiques

Présentée par : **Thierno THIOUNE**

TARIFICATION ET DEMANDE RESIDENTIELLE D'ELECTRICITE AU SENEGAL

Soutenue le 29 Octobre 2015

JURY :

PRESIDENT: Pr. Moustapha KASSE

Professeur Titulaire, Membre de l'Académie des Sciences de Hassan II,
Membre de l'Académie des Sciences et Techniques du Sénégal,
Officiers des palmes académiques du CAMES,
Doyen honoraire de la FASEG.

RAPPORTEUR : Pr. Mouhamadou FALL

Maître de Conférences Agrégé, Université Gaston Berger de Saint Louis.

RAPPORTEUR: Pr. Cherif Sidy KANE

Maître de Conférences Agrégé, Directeur du CREFDES. Université Cheikh Anta Diop de
Dakar.

EXAMINATEUR: Pr. Pam ZAHONOGO

Maître de Conférences Agrégé, Vice-président chargé de la Recherche et de la
Coopération Internationale de l'Université Ouaga2.

DIRECTEUR DE THESE : Pr. Moustapha KASSE

Professeur Titulaire, Membre de l'Académie des Sciences de Hassan II,
Membre de l'Académie des Sciences et Techniques du Sénégal,
Officiers des palmes académiques du CAMES,
Doyen honoraire de la FASEG.

L'Université Cheikh Anta DIOP de Dakar n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

Remerciements

Après avoir rendu grâce à ALLAH (SWT) et prier sur son Prophète Mohamed (PSL), remercier mon père qui m'a appris que seul le travail ennoblit l'homme et ma mère dont les vertus incommensurables constituent ma source intarissable d'inspiration, je voudrais exprimer très sincèrement ma profonde gratitude à l'endroit de mon directeur de thèse, le Pr. Moustapha KASSE, Professeur titulaire, Doyen honoraire de la FASEG, pour la confiance qu'il a bien voulu m'accorder en acceptant de diriger cette thèse dont les faiblesses ne sauraient lui être imputables. Malgré ses multiples occupations (Conseiller très sollicité de Chef d'État, Membre de l'Académie des sciences de Hassane II, Membre de l'Académie des Sciences du Sénégal, Président de l'Association Sénégalaise des Économistes, Doyen honoraire de la FASEG, pour ne citer que cela...), il a toujours, d'une main de maître, guidé nos pas sur le chemin de l'ascension sociale et professionnelle. Les mots me manquent pour lui exprimer tous mes sentiments, mais je lui témoigne ma reconnaissance permanente. Je souhaite qu'ALLAH (SWT) le garde encore longtemps dans la communauté universitaire.

Une mention spéciale au Pr Cherif Sidy KANE, car, outre les conseils judicieux et le soutien qu'il m'a apporté, ses analyses critiques et sa rigueur scientifique ont largement contribué à éclairer ce travail. Sa générosité, son sens du partage, sa bienveillance et son humanité ont fait qu'il a toujours été plus qu'un Professeur pour moi, un ami et un frère. Son investissement personnel m'a été d'un apport inestimable pour la rédaction de cette thèse.

Cette thèse de doctorat est aussi le fruit de tous ceux qui ont participé à mon éducation et à ma formation universitaire. C'est également le résultat d'un travail intensif et passionnant, qui a vu la contribution de plusieurs universitaires. Nous ne pouvons pas les citer tous, mais les prions de retrouver ici l'expression de notre gratitude.

Il s'agit de tous mes professeurs qui ont eu à me soutenir et à m'accompagner durant toutes ces années :

Pr Ahmadou Aly MBAYE, Professeur Titulaire, Doyen honoraire de la FASEG, qui m'a beaucoup soutenu, en m'intégrant dans des programmes de recherche tel que le Demtrend.

Pr Birahim Bouna NIANG, Doyen de la FASEG, qui m'a encouragé à plusieurs occasions en plus de m'avoir associé plusieurs fois aux séminaires et ateliers organisés par le CREFDES dont il était le directeur.

Pr Adama DIAW, Professeur Titulaire, ancien directeur de l'UFR SEG de l'UGB, qui m'a enseigné de la première année au DEA du PTCI. Merci professeur de nous avoir écouté lors de la pré-soutenance organisée par le LARED.

Professeur Albert ONDO OSSA pour les observations et les recommandations lors de la pré-soutenance organisée à l'école de Dakar par le LARED.

Pr Fulbert AMOUSSOUGA GERO, Professeur Titulaire, Doyen de la FASEG de l'Université d'Abomey Calavi de Cotonou pour surtout la clarté de vos enseignements au PTCI (Niamey, CCCO 2006).

Pr Pam ZAHONOGO pour avoir accepté de faire parti du jury de cette mais aussi pour la clarté de son cours sur le ménage agricole au PTCI (Niamey, CCCO 2006).

Pr Mouhamadou FALL pour avoir accepté de rédiger un rapport de cette thèse.

Je remercie très sincèrement le Directeur de l'école doctorale, le Pr François Joseph CABRAL pour la diligence de la procédure administrative et technique de soutenance de cette thèse sans oublier son prédécesseur le Professeur Abdoulaye SAKHO. Je ne saurais oublier le Dr Ibrahima Thione DIOP, ancien directeur du CREA et Dr Malick SANE, responsable du Master PNCI et ancien directeur national du NPTCI, dont les conditions de travail et de recherche de leur structure ont permis l'émergence de ce travail.

Cette thèse n'aurait sans doute abouti sans l'appui de certaines institutions qui m'ont fait le privilège de financer ce travail de recherche. Il s'agit du :

- Gouvernement français à travers le ministère français des Affaires étrangères dans son programme de bourses de séjours de recherche doctorale mis en place par le Service de Coopération et d'Action Culturelle (SCAC) de l'Ambassade de France à Dakar. Dans ce cadre, je voudrais remercier le Pr Jean-Christophe POUDOU du LAMETA de l'Université de Montpellier 1 pour son encadrement et son accueil. Également, je remercie le Pr Jacques PERCEBOIS pour toutes ses orientations et de m'avoir mis sur le bon chemin dès mon arrivée en me mettant en rapport avec Nathalie DESBROSSES (Head of Market Research Enerdata) pour les données mises à ma disposition. J'associe à ces remerciements mes amis du bureau 501 Karime BERTHOME et Karine PELLIER, Mme Irène BLONDEAU la secrétaire du LAMETA pour sa disponibilité et pour l'aide précieuse qu'elle m'a apportée, Mme Patricia MODAT la documentaliste du LAMETA, mes amis doctorants Diogoye FAYE et Abdoul Salam DIALLO.
- l'Agence Universitaire de la Francophonie (AUF) en coopération avec le gouvernement roumain dans son programme de bourse doctorale « Eugen Ionescu » avec séjour de recherche doctorale à l'Université « Dunarea De Jos » de Galati en Roumanie. Je remercie le vice-recteur, le Pr SARPE de la Faculté d'économie pour son accueil et son encadrement.
- le CODESRIA dans son programme de petite subvention pour la Thèse.
- Le LARED est un cadre de travail dans lequel il nous a été permis d'affiner nos résultats lors des séminaires. À ce propos, je tiens à remercier les

membres du comité scientifique et tous les doctorants pour les critiques et suggestions qui ont permis d'améliorer ce travail.

Je voudrais solennellement remercier mon épouse, Fatou Makha CISSE, Inspecteur des Impôts, pour son amour naturel. Sa présence permanente à mes côtés a été déterminante dans toutes les actions qui ont tissé la trame de mon ascension sociale et professionnelle. Depuis qu'étudiant nous nous rencontrâmes; elle qu'une inébranlable confiance en moi a amenée à partager avec la même conviction ma vie ; elle qui a sa part dans mon destin personnel ; elle qui m'offrit les trois plus beaux cadeaux de ma vie.

Ma reconnaissance va à Alé Nar DIOP pour son aide dans la partie économétrique de cette thèse. Je tiens aussi à remercier M. AKPO pour ses critiques et appuis techniques dans les estimations du modèle économétrique et l'élaboration des tests sur pseudo-panel. Également, je remercie M. SENE, actuel Directeur de la DPEE, pour m'avoir accompagné depuis que cette thèse était à l'état de projet.

Je remercie tous les chercheurs du CRÉA que sont les docteurs, Ndiack FALL (DGA CREA), Abou KANE, Mouhamadou Lamine DIAL (Directeur NPTCI), Mamadou MARONE, Ameth Saloum NDIAYE et Lassana CISSOKHO avec qui les discussions étaient très bénéfiques. J'associe à ces remerciements mes collègues et camarades doctorants Idrissa Yaya DIANDY(mention speciale), Malick DIOP, Abdou THIAW, Serigne Bassirou LO, Adama SOW, Ibrahima BARRY, Sidy Mohtar KOUNTA, Abdou Khadre DIENG sans oublier le personnel administratif, technique et de service que sont M. Youssoupha DIALLO, Mme Khady SENE CAMARA, Mme LOPEZ, Mme DIA Bana, Mme SY, Mme Germaine DIAW, Mme MBENGUE Assy, Mme NDIAYE, Mme SIDIBE, Giselle, Youssou, Thier, Mme NDOYE et Mme DIOP du Service administratif.

Aussi, je remercie tous ceux qui de près ou de loin m'ont apporté leurs soutiens et leurs encouragements, notamment toutes les personnes dont les noms ne sont pas cités et qui méritaient de l'être et tous mes amis particulièrement à Aly Kanouté, Papa Cheikhou Doucouré, Papa Djiby, Moussa Ka, Cheikh Faye, Ismaela, Bocar, Salam, Ibou, etc.

Le dernier mot je le réserve à mes frères Pape, Mbaye, Baka, Cheikh Sarr, Touba et Serigne Cheikh pour toutes les prières qu'ils continuent de formuler à mon endroit.

Sommaire

Titres	Pages
Remerciements	iii
Sommaire.....	vi
Unité de mesure.....	ix
Liste des encadrés.....	x
Liste des figures.....	x
Liste des graphiques.....	x
Liste des tableaux	xiii
Résumé.....	xiv
Abstract	xiv
Introduction Générale	1
Chapitre I : Contexte de la situation énergétique et profil du marché d'énergie électrique.....	10
Introduction.....	10
Section I. La situation énergétique du Sénégal.....	11
Section II. Profil du marché sénégalais d'énergie électrique.....	41
Section III. Enjeux et perspectives dans le secteur : l'électricité à la croisée des chemins.....	68
Conclusion	74
Chapitre II : Revue de la littérature théorique et empirique sur la tarification et la demande d'électricité.....	76
Introduction.....	76
Section I. Les déterminants de la tarification de l'électricité	77
Section II. Revue théorique et analyse descriptive de l'évolution de différentes méthodes de tarification de l'électricité	93
Section III. Leçons d'expérience étrangère en matière de tarification d'électricité	117
Conclusion	123
Chapitre III : Déterminants de la tarification sur la demande d'électricité au Sénégal	124
Introduction.....	124
Section I. Cadre théorique	125
Section II. Spécification du modèle économétrique.....	143
Section III. Analyse des résultats et implications en termes de politiques économiques.....	170
Conclusion	178
Conclusion Générale.....	179
Bibliographie	182
Annexes	190
Table des matières	203

Sigles et acronymes

AEE : Agence de l'Efficacité Énergétique
AEE : Agence Européenne pour l'Environnement
AFD : Agence Française de Développement
AIE : Agence internationale pour l'Énergie
ANSD : Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie
APD : Aide Publique au Développement
ASER : Agence Sénégalaise de l'Électrification Rurale
BAD : Banque Africaine de Développement
BID : Banque Islamique de Développement
BM : Banque Mondiale
BOAD : Banque Ouest Africaine de Développement
BOO: Build, Own, Operat
BT: Basse Tension
CEA : Commissariat à L'énergie Atomique et aux Énergies Alternatives
CEDEAO : Communauté Economique Des États de l'Afrique de l'Ouest
CES : Compagnie d'Électricité du Sénégal
CNE : Commission Nationale de l'Énergie
CNH : Comité National des Hydrocarbures
CR : Communauté rurale
CRSE : Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité
DP: Demand Pricing
DPP : Usage Domestique Petite Puissance
DMP : Usage Domestique Moyenne Puissance
DRP : Programmes de Réduction de la Demande
DSRP II : Document Stratégique de Réduction de la pauvreté
EDF : Électricité De France
EIA : Energy Information Agency
ENR : Énergies Non Renouvelables
EPRI : Electrical Power Research Institute
ER : Énergies Renouvelables
ERIL : Electrification rurale d'initiative Locale
ERSEN : Electrification Rurale Sénégalaise
ESPS : Enquête Suivi de la Pauvreté au Sénégal
FAD : Fonds d'Aide au Développement espagnol

FCFA : Francs de la Communauté Financière d'Afrique
 FMI : Fonds Monétaire International
 GDF : Gaz De France
 HT: Haute Tension
 IAEE: International Association for Energy Economics
 IBP: Increasing-Block Pricing
 ICS: Industries Chimiques du Sénégal
 IEPF : Institut de l'Énergie et de l'Environnement de la Francophonie
 ESMAP: Energy Sector Management Assistance Program
 KEPCO : Korea Electric Power Corporation
 LPDSE : Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie
 MMG : Méthode des Moments Généralisés
 MT : Moyenne Tension
 MVS : Maximum de Vraisemblance Structurel
 MVSM : Maximum de Vraisemblance Structurel Modifié
 OCDE : organisation pour la Coopération et le développement Européen
 OMD : Objectifs du Millénaire pour le Développement
 OMVG : Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie
 OMVS : Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal
 ONE : Office National d'Électricité
 ONG : Organisation Non Gouvernementale
 PASER : Plan d'Action Sénégalais d'Electrification Rurale
 PIB : Produit Intérieur Brut
 PNB : Produit Nationale Brut
 PPA : Parité de Pouvoir d'Achat
 PPER : Programmes Prioritaires d'Électrification Rurale
 PPP : Usage Professionnel Petite Puissance
 PMP : Usage Professionnel Moyenne Puissance
 PTF : Partenaires Techniques et Financiers
 RI : Réseau Interconnecté
 RPC : Tarification de période critique
 RSEB : Rajasthan State Electricity Board
 RTP : Real Time Pricing (tarification en temps réel)
 SENELEC : Société Nationale d'Électricité
 SIE : Système d'Information Énergétique
 SOGEM : Société de Gestion de l'Énergie de Manantali

SONACOS : Société nationale de commercialisation des oléagineux du Sénégal
TAG : Turbine à Gaz
TAV Turbine à Vapeur
TCU : Tarif Courte Utilisation
TG : Tarif Général
TLU : Tarif Longue Utilisation
TOU: Time Of Use
UCSPE : Unité de Coordination et de Suivi de la Politique Économique
UEMOA: Union Economique et Monétaire Ouest Africaine
USPS : United States Postal Service
VI: Variables Instrumentales
WDI: World Development Indicator
WEC : World Energy Council

Unité de mesure

GFCFA : Milliards de Francs de la Communauté Financière d'Afrique
Gm³: Giga mètre cube
GW: Giga Watt
GWh : Giga Watt heure
kV : Kilovolt
kWh: kilo watt heure
kg équivalent pétrole
kt équivalent pétrole
MFCFA : Millions de Francs de la Communauté Financière d'Afrique
Mw : Méga watt
Mm : Millimètre
m² : mètre au carré
Mtep : Méga tonne équivalent pétrole
TWh= Tétra watt heure

Liste des encadrés

Titres	Pages
Encadré 1 : Le coût de l'accès subventionné à l'électricité des consommateurs à faible revenu	37
Encadré 2 : Définition de la notion de service énergétique.....	39
Encadré 3 : Pénuries !	55
Encadré 4 : Exemple théorique	68
Encadré 5 : Portée de la tarification de l'électricité	85
Encadré 6: Procédure d'estimation du modèle à effets fixes l'estimateur <i>within</i>	157
Encadré 7: Procédure d'estimation du modèle à effets aléatoires : la méthode des moindres carrés généralisés.	160

Liste des figures

Titres	Pages
Figure 1 : Chaîne énergétique.....	40
Figure 2 : Schéma simplifié du flux d'électricité	40
Figure 3 : Le modèle traditionnel d'organisation du marché électrique : Économie d'échelle et de gamme.....	56
Figure 4 : Pyramide de Coût marginal pour un 1 mégawattheure.....	57

Liste des graphiques

Titres	Pages
Graphique 1 : Evolution du PIB par unité d'énergie utilisée (\$ PPA constants de 2011 par kg d'équivalent pétrole) de 1990 à 2011	18
Graphique 2 : PIB par unité d'énergie utilisée (\$ PPA par kg d'équivalent pétrole).....	18
Graphique 3 : Importations nettes d'énergie (% de l'utilisation d'énergie)...	19

Graphique 4 : Utilisation d'énergie (en kg d'équivalent pétrole) pour 1000\$ de PIB (PPA constant 2011)	20
Graphique 5 : utilisation d'énergie (kt d'équivalent pétrole)	20
Graphique 6: Utilisation d'énergie (kt d'équivalent pétrole par habitant)....	21
Graphique 7: Énergie alternative et nucléaire (% de l'utilisation totale d'énergie).....	21
Graphique 8: Réserves*	25
Graphique 9: Capacité de raffinage (Mbl/j)*	25
Graphique 10: Capacité électrique*.....	26
Graphique 11: Diagramme circulaire de la répartition de la Production d'électricité par source.....	26
Graphique 12: Évolution de la production d'électricité à partir des sources en pétrole, gaz et charbon (% du total)	27
Graphique 13: Évolution de la production d'électricité à partir de sources pétrolières (% du total)	28
Graphique 14: Production d'électricité à partir de sources pétrolières (kWh)	28
Graphique 15: Évolution de la production d'électricité à partir de sources de gaz naturel (% du total)	29
Graphique 16: Production d'électricité à partir de source de gaz naturel (kWh)	29
Graphique 17: Production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (kWh)	30
Graphique 18: Évolution de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, hors énergie hydroélectrique (% du total)	30
Graphique 19: Production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, hors énergie hydroélectrique (kWh).....	31
Graphique 20: Évolution de la production d'électricité à partir de sources hydroélectriques (% du total)	31
Graphique 21: Production d'électricité à partir de sources hydroélectrique (kWh)	32
Graphique 22: Production d'électricité	32
Graphique 23: Production d'énergie (kt d'équivalent pétrole)	33

Graphique 24: Consommation totale	33
Graphique 25: Évolutions des consommations entre 2000 et 2008	34
Graphique 26: Consommation Finale par secteur	34
Graphique 27: Consommation par habitant.....	35
Graphique 28: Évolution du taux d'électrification rurale, 2005-2009	38
Graphique 29: Part des différentes sources d'approvisionnement de SENELEC (2010)	48
Graphique 30: Répartition de la consommation par niveau de tension	58
Graphique 31: Répartition des consommations BT par type	60
Graphique 32: Règle de tarification de premier rang	81
Graphique 33 : Règle de tarification de second rang.....	84
Graphique 34: Schéma théorique des tarifs progressifs (tarification en bloc)	92
Graphique 35: Accès à l'électricité selon le milieu de résidence (en %) de 1995 à 2011.....	138
Graphique 36: Dépenses d'électricité et nombre de pièces habitées de 1995 à 2011.....	139
Graphique 37: Dépenses d'électricité selon le sexe du chef de ménage de 1995 à 2011.....	141
Graphique 38: Dépenses d'électricité selon la taille du ménage de 1995 à 2011.....	142
Graphique 39: Consommation (demande) et indice de prix d'électricité (tarification) de 1995 à 2011.....	143
Graphique 40 : Relation entre le niveau de vie et la dépense d'électricité.	171
Graphique 41 : Relation entre taille moyenne des ménages et dépenses moyennes d'électricité	172
Graphique 42 : Effets du niveau d'équipements électroménagers	174

Liste des tableaux

Titres	Pages
Tableau 1: Attributions consultatives et d'attributions décisionnelles de la CRSE	45
Tableau 2 : la puissance installée en 2008	49
Tableau 3 : Indicateurs de suivi de politique (secteur électricité)	52
Tableau 4 : Réseau de distribution basse tension.....	60
Tableau 5 : Nombre d'abonnés de SENELEC comparé à ceux des entreprises françaises qui partagent le marché	61
Tableau 6 : Tranches de consommation pour les usagers basse tension	64
Tableau 7 : Tranches et tarifs pour clients DPP, DMP, PPP et PMP	65
Tableau 8 : Comparaison de tarifs dans quelques pays de l'UEMOA.....	67
Tableau 9: Avantages et inconvénients de la tarification progressive et dégressive	93
Tableau 10 : Relation entre la consommation et le revenu : nature de la causalité	118
Tableau 11: Résultats de Calcul d'élasticité	119
Tableau 12 : Signes attendus.....	137
Tableau 13: Dépenses d'électricité selon le groupe socioéconomique du CM	140
Tableau 14 : Résultats des estimations.....	161
Tableau 15 : Résultat du test RESET de Ramsey	165
Tableau 16 : Test de normalité des erreurs	166
Tableau 17 : Test d'autocorrélation des erreurs.....	167
Tableau 18 : Test d'hétéroscédasticité des erreurs	168
Tableau 19: Estimations des élasticités prix de l'électricité selon le niveau de vie	169

Résumé

La politique énergétique a toujours été au cœur des préoccupations des décideurs publics au Sénégal. D'importants moyens sont mobilisés pour sa mise en œuvre, ce qui constitue un lourd fardeau pour les finances publiques. Son application, en termes de politiques sectorielles appropriées notamment par une bonne politique tarifaire relativement au contexte difficile actuel, impacte sur la demande d'énergie électrique des ménages. Dans cette thèse, nous étudions les facteurs explicatifs de la demande d'électricité du secteur résidentiel au Sénégal et les effets de la tarification sur cette demande. Nous l'appréhendons par le calcul des élasticités. La méthodologie utilisée est basée sur un modèle de dépense de Stone (1954) sur données de pseudo-panel. Nos résultats montrent qu'à l'exception de la variable « nombre de pièces » toutes les variables sont significatives et ont un effet sur la dépense d'électricité des ménages. Mieux l'analyse de la dépense d'électricité selon le niveau de vie montre que la tarification de l'électricité n'impacte pas de la même ampleur la dépense d'électricité des ménages aisés, moyens et modestes.

Mots clés : Electricité, Tarification, Demande, Ménages, Elasticité, Pseudo-panel.

Abstract

Energy policy has always been at the heart of the concerns of public decision-makers in Senegal. Significant resources are mobilized for its implementation, a heavy burden for public finances. Its application, in terms of appropriate sectoral policies including good pricing policy in relation to the current difficult environment, impact on electricity demand of households. In this thesis, we study the explanatory factors of the demand for electricity in the residential sector in Senegal and the effects of the pricing on this request. We apprehend it by the calculation of elasticities. The methodology used is based on a model of expenditure of Stone (1954) on pseudo-panel data. Our results show that with the exception of the variable "number of pieces" variables are significant and have an effect on the expense of household electricity. Better analysis of the expenditure of electricity depending on the level of life shows that the pricing of electricity impact pas of the same scale the expense electricity of easy, average and modest households.

Keys words: Electricity, Pricing, Demand, Households, Elasticity, Pseudo-panel.

Introduction Générale

La disponibilité de l'énergie à des prix abordables est un facteur essentiel qui détermine toute une panoplie d'activités productives, conduit à la croissance économique et réduit la pauvreté (Siddiqui 2004).

Depuis la «question charbonnière» soulevée par S. Jevons (1865) et la tarification des monopoles abordée par J. Dupuit (1844), les problèmes énergétiques ont toujours intéressé les économistes. Ainsi, la théorie économique a toujours traité la question de la tarification et de la demande d'électricité des ménages.

Cette demande des ménages appelée aussi demande résidentielle constitue le besoin en électricité des résidentiels et particuliers que sont les ménages, les personnes privées, les organisations et les professionnels dont les besoins n'excèdent pas 17 kilowatts. Elle diffère de la demande du secteur tertiaire et du secteur commercial soulevant ainsi l'importance de la régulation.

La question de la régulation des tarifs de l'électricité à travers la SENELEC, qui est un établissement public assimilé au concept de monopole naturel, est du ressort de la Commission de régulation du secteur de l'électricité (CRSE). Elle a pour objectif de minimiser les tarifs appliqués aux consommateurs tout en respectant la viabilité financière de la SENELEC et la qualité de la fourniture.

La régulation des tarifs est basée sur la méthode des plafonds de prix (« Price cap »). Les conditions de détermination de ces plafonds sont fixées sur une période de cinq années. Les conditions tarifaires sont matérialisées par une formule de contrôle des revenus qui permet de déterminer chaque année, en fonction notamment de l'inflation et des ventes d'électricité, le montant maximum de revenu autorisé à la SENELEC.

Les tarifs applicables pour l'année doivent ainsi respecter ce revenu maximum autorisé (RMA). Grâce à ce système, les risques sont répartis entre les consommateurs et la SENELEC durant la période de validité des conditions de fixation des tarifs. En effet, durant cette période, les consommateurs ne supportent que les surcoûts créés par des événements tels que l'inflation, sur lesquels la SENELEC n'a pas d'influence, alors que l'entreprise prend en charge les surcoûts résiduels. À l'issue de cette période, un processus de révision de la formule tarifaire est conduit sous la direction de la CRSE.

Les conditions tarifaires de SENELEC sur la période 2010-2014 qui fixent le revenu maximum autorisé à SENELEC pour 2010 à 255,5 milliards de FCFA vont lui permettre de vendre le kilowattheure au tarif réglementé à 117 francs CFA, soit 17 centimes d'euro¹ (voir l'annexe 2 pour la formule de calcul des tarifs de vente au détail sur la période)

Mais, le passage des tarifs dégressifs aux tarifs progressifs en août 2008, avec comme motif le rééquilibrage ou encore l'équité dans la tarification, n'a que renchéri le prix du kWh. En appliquant la vérité des prix, contrairement à l'ancien système, la nouvelle tarification accorde moins de souplesse au consommateur et pouvant conduire des dysfonctionnements notamment les crises dans le secteur.

Joskow, (2001); Hogan, (2001); Hirst et Kirby, (2001); Faruqui et al, (2001); Sweeney, (2002) ont montré que l'une des conséquences essentielles de la crise de l'électricité en Californie en 2000 et en 2001 est que l'équilibre des marchés concurrentiels de l'électricité n'est pas durable, car les consommateurs sont complètement déconnectés des prix du marché de gros.

Plusieurs analyses empiriques (Chandley, Harvey et Hogan, 2000 ; Moore et Kiesling, 2001 ; Borenstein, 2001 ; Chao et al., 2000), parfois contradictoires, ont été données pour les causes de cette crise, mais il

¹ CRSE. (2010). Décision n° 2010-03 relative aux conditions tarifaires de SENELEC pour la période 2010-2014.

semble que la plupart des chercheurs sont unanimes sur le fait que : l'absence de mécanismes de réactivité de la demande dans le marché de détail a été l'un des principaux facteurs qui ont contribué à l'échec de l'expérience californienne. (Faruqui et George, 2002; Wolak, 2001a; Borenstein, 2004).

Au demeurant, lorsque la «main invisible» n'arrive plus à assurer efficacement la coordination de l'offre et de la demande, l'intervention des pouvoirs publics sur un marché se justifie (Baumol, Bailey et Willig, 1977 ; Bajoit, 1997; Stiglitz, 2002). En effet, l'absence de coïncidence entre l'équilibre économique et l'optimum social constitue le fondement de la réglementation. Elle vise dans ce cas, à supprimer cette divergence d'optimum de premier rang et d'optimum de second rang ou à l'atténuer. Elle est théoriquement sous-tendue par l'économie du bien-être qui voudrait que «tout équilibre de marché de concurrence parfaite soit un optimum de Pareto et inversement, tout optimum de Pareto puisse être atteint par un marché de concurrence parfaite». C'est surtout sous l'angle de l'efficacité économique que la réglementation est appréhendée comme un substitut à la concurrence (Nora, 1967; Ramsey-Boiteux, 1956; Willig, 1978; Coase, 1946).

Selon les économistes industriels tels que Tirole, (1986); Stigler (1968); Hotelling, (1931); Laffont-Tirole, (1986), le monopole a une fonction de coût total sous-additive et il a un avantage par rapport aux entreprises qui se spécialisent dans un des segments à savoir la production, le transport ou la distribution de l'électricité. En effet, lorsque le monopole électrique est en phase d'expansion, il présente un coût marginal (C_m) et un coût moyen (CM) décroissant. Dans cette phase, une tarification au coût marginal, qui correspond au surplus collectif maximum et la coïncidence des trois situations de maxima d'efficience (productive, allocative, redistributive), conduisent à un prix de vente inférieur au coût moyen. Cette situation

entraîne, dans le court terme, une tarification à perte pour l'entreprise publique et c'est à l'État d'assurer la couverture de ce déficit (Kane 2009)².

À différents niveaux de production, le monopole naturel réalise alors des économies d'échelle et de gamme. Ces dernières lui confèrent un avantage par rapport à ses concurrents potentiels. Dans ces circonstances, les consommateurs pourront bénéficier des prix d'électricité plus bas que le marché de concurrence (A. Gentzoglanis, 2006).

En fait, la consommation de l'électricité est caractérisée par une faible élasticité-prix de la demande d'après Joskow-Schmalensee (1983). Elle est inélastique à court terme. La difficulté de trouver un substitut à l'électricité et l'absence de signaux sur les coûts d'électricité pour les consommateurs peuvent expliquer cette inélasticité (S. Borenstein 2010).³

Cette question fait l'objet, depuis le début de l'histoire de l'analyse de la demande empirique, d'une attention marquée plutôt par une méthodologie d'équations simples concentrées sur la mesure des élasticités. Keynes (1933) a déclaré qu'Alfred Marshall était enchanté d'avoir découvert le concept d'élasticité, enthousiasme qui s'est répandu à l'ensemble des économistes. Ce n'est pas surprenant, car l'élasticité est un concept facile à comprendre. Elle peut se mesurer à l'aide des paramètres d'une régression linéaire ayant comme variables le logarithme des dépenses et des prix.

Dans cette tradition, Stone (1954) analyse et présente un modèle qui se distingue par l'utilisation de la théorie économique pour définir et modifier l'équation utilisée. Il forme ainsi un pont entre la vieille méthodologie et la nouvelle.

² Kane, C.S. (2009). Réformes structurelles des réseaux électriques et analyse de l'intensité énergétique du produit intérieur brut dans l'UEMOA », Thèse d'État, FASEG, UCAD

³ Borenstein, S. (2010). The redistributive impact of non-linear electricity pricing, Working Paper 15822, National bureau of economic research

La littérature suggère que les élasticités revenu et prix de la demande énergétique soient utilisées pour comprendre les tendances de la demande et d'entreprendre d'autres activités telles que la prévision, la gestion de la demande et l'analyse des politiques (Bose et Shukla, 1999). Revenus réels et élasticités-prix sont plus pertinents dans la conception de politiques publiques sur la restructuration, car le prix est la composante majeure de la réforme (Narayan et Smyth, 2005).

Cette information est également importante dans la formulation des politiques appropriées de tarification. Dans ce contexte, l'estimation précise des élasticités-revenu et prix pour les différents secteurs serait très utile (Bose et Shukla, 1999).

En théorie, les tarifs qui résultent de l'application de la méthode Ramsey-Boiteux (1956) sont efficaces, mais pas nécessairement équitables. Ces tarifs sont liés de façon inverse à l'élasticité-prix de la demande⁴. Lorsque la demande est élastique, comme c'est le cas avec les clients industriels, les tarifs sont relativement faibles et lorsque la demande est inélastique, comme c'est le cas avec les consommateurs résidentiels, les tarifs sont relativement élevés.

Dans la pratique, la détermination des tarifs selon Ramsey-Boiteux (1956) est plutôt difficile à appliquer⁵. D'autres méthodes de récupération des charges fixes sont utilisées dans la pratique, par exemple les tarifs qui correspondent au coût plus marge (markup) et/ou les tarifs binômes⁶.

⁴ L'élasticité-prix de la demande indique la sensibilité de la demande face aux variations de prix. Si la demande est sensible, suite à une augmentation ou diminution du tarif électrique, on dira que la demande est élastique. Dans le cas inverse, elle est inélastique.

⁵ IEPF. (2008). La tarification de l'électricité les fiches techniques, *Prisme*.

⁶ La somme des revenus tirés de l'application de la tarification binôme doit égaler les coûts de production et permettre à la firme de réaliser un profit normal.

Au demeurant, il n'existe pas de mécanisme universel de facturation de l'énergie électrique. Chaque pays adopte généralement un principe qui lui est propre, prenant en compte la nature de ses moyens de production et le comportement des consommateurs.

Cependant, dans le monde, l'analyse des modes de facturation en vigueur fait apparaître des principes généraux communs. Toutefois, ces similitudes se heurtent bien souvent aux spécificités liées à la structure du système productif d'électricité d'une part et des motivations politiques d'autre part.

Les obscurités des analyses ne permettant pas encore d'avoir des applications, dans le cadre de cette thèse, la méthodologie d'estimation de la dynamique de la tarification de l'électricité au Sénégal, porte sur une modélisation des dépenses inspirée du modèle de Stone(1954). Jusqu'ici, ce genre d'analyse n'avait porté que sur un modèle de demande d'électricité.

Notre démarche consiste précisément à calculer les élasticités en utilisant le système linéaire de dépenses de Stone. Les tests économétriques usuels justifient le choix de ce modèle d'autant plus que les données de dépenses sont disponibles alors que celles sur la consommation d'électricité par ménage font défaut.

Au moment où l'UEMOA devrait s'interroger sur l'éventualité de la généralisation d'une tarification de l'électricité commune pour en limiter les effets pervers, ce travail de recherche propose des éléments de réponse sur le rapport entre les prix de l'électricité (la tarification) et la dépense d'électricité (la demande) des ménages au Sénégal.

Les questions de tarification de l'énergie électrique demeurent préoccupantes : est-ce qu'une tarification convenable donne un signal de prix réel envers les consommateurs ?

Au centre du débat théorique de la détermination des tarifs d'électricité subsiste une question centrale : comment les clients réagissent-ils aux prix ?

Cet environnement de questionnement et d'incertitude justifie cette recherche au tour d'un objectif général et d'objectifs spécifiques.

L'objectif général de cette recherche est d'analyser l'effet des tarifs d'électricité sur la demande du secteur résidentiel au Sénégal, analyse faite sur une variation des prix de l'électricité sur la dépense d'électricité des ménages.

L'objectif général se décline en trois objectifs spécifiques :

- Identifier les facteurs déterminants de la demande d'électricité des ménages
- Mesurer l'impact d'une variation des tarifs sur la demande d'électricité
- Examiner le lien entre niveau de vie et demande d'électricité des ménages.

Ces objectifs intègrent le choix du champ d'investigation qui se justifie à trois niveaux :

- Sur le plan de la vulnérabilité et de la dépendance énergétique

Le Sénégal, étant membre de l'UEMOA⁷ qui est composée essentiellement de pays non producteurs de pétrole, demeure vulnérable du fait de sa forte dépendance⁸ en hydrocarbures principales sources de production d'électricité. Le pays, n'échappant pas à cette règle, connaît une insuffisance de l'offre par rapport à la forte croissance de la demande d'électricité qui s'explique par le fait que 2/3 des centrales thermiques sont âgés de plus de vingt ans. Le déficit chronique de l'offre par rapport à la demande en électricité, de l'ordre de 200 MW, est devenu insoutenable dans tout le pays et impacte négativement sur la demande intérieure.

Ce qui s'explique qu'au plan national, en moyenne, 33 % de la population ont accès à l'électricité. En réalité, ce taux d'accès disparate est marqué par un fort déséquilibre entre les villes et les campagnes. Il est de 77 % en zone urbaine et 16 % en zone rurale.⁹

⁷ Union Economique et Monétaire Ouest Africaine

⁸ Percebois, J. (2006). Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes, mais différentes d'aborder les risques énergétiques, *cahier n°06.03.64, CREDEN*.

⁹ Enerdata. (2009). Le marché de l'énergie au Sénégal, juillet 2009

- Sur le plan des finances publiques

S'agissant du financement du secteur, les investissements privés sont quasi inexistants. Le secteur de l'électricité du Sénégal n'a attiré qu'un taux très négligeable des investissements privés durant ces dernières années. En conséquence, l'investissement dans le secteur électrique constitue un lourd fardeau pour les finances publiques.

Ainsi, la facture pétrolière est passée de 185 milliards en 2000 et 217 milliards en 2003 à 327 milliards en 2005 et 353 milliards en 2006¹⁰ pour atteindre 600 milliards de FCFA en 2009. Cette hausse en volume conjuguée aux fluctuations du prix du baril et des changes influe sur le coût de la facture énergétique. Le poids de la facture pétrolière sur l'économie sénégalaise apparaît donc très important. A titre d'exemple, 54% des recettes d'exportation passent à la trappe pour payer les importations d'hydrocarbure¹¹. Il s'y ajoute la faible contribution de l'énergie à la croissance en volume du PIB par branche d'activités qui est de -0,1 %. Au chapitre évolution de la valeur ajoutée en volume, l'énergie enregistre 4,5 % en 2006, 9,0 % en 2007 et 0,7 % en 2008¹².

- Sur le plan de la politique tarifaire

Le Sénégal est allé de l'avant avec les réformes du secteur électrique. Cela a créé le besoin d'entreprendre des réformes sur les plans juridique et institutionnel et la nécessité de créer des agences de régulation et des bureaux de concurrence, qui jouent un rôle important dans la détermination des nouveaux tarifs, lesquels reflètent davantage les coûts de production et les conditions du marché.

À présent et dans une moindre mesure, les tarifs tiennent compte des objectifs à long terme du déploiement du réseau et de l'utilisation des technologies renouvelables. Force est de constater que les tarifs précédents étaient déterminés par l'État et avaient pour but de plus promouvoir des objectifs politiques qu'économiques¹³.

¹⁰ SIE-Sénégal 2007

¹¹ Ministère de l'économie et des finances, 2010

¹² Agence nationale de la statistique et de la démographie (ANSD) , 2010

¹³ IEPF. (2008). La tarification de l'électricité les fiches techniques, *Prisme*.

Par conséquent, l'analyse de la tarification implique-t-elle de faire au préalable un examen de la situation énergétique et du profil du marché sénégalais d'énergie électrique ? (Chapitre I)

De façon large, nous visons à traiter, in concreto, la place de l'énergie dans le développement économique. Nous analysons le rôle essentiel de l'énergie dans l'économie en mettant en exergue les ressources, les consommations et l'accès aux services énergétiques. Dans la même logique, le sous-secteur de l'électricité méritant une attention particulière, son profil, ses caractéristiques et son évolution récente sont diagnostiqués.

Qu'en est-il de l'état de la littérature économique sur la tarification de l'électricité proprement dite et sur quelques-uns de ses aspects les liant à la demande ? (Chapitre II)

La notion de la tarification de l'électricité, qui soulève ici des problèmes conceptuels inusités, est présentée et discutée. Nous étudions en particulier par une évaluation critique les différentes positions de différents auteurs sur les questions de l'énergie en général et de tarifications de l'électricité en particulier. Une analyse théorique est faite sur l'historique des fondamentaux de la tarification. Nous poursuivons cette démarche, en étudiant par une analyse empirique les leçons d'expériences étrangères en matière de tarification de l'électricité.

Existent-ils des déterminants de la tarification et de la demande d'électricité au Sénégal à travers une analyse économétrique ? (Chapitre III)

Nous abordons le problème de la tarification de l'électricité sous un angle plus concret que ne le font les modèles théoriques tout en tenant compte des principales caractéristiques du secteur résidentiel. Avec une analyse, par la méthode de Stone (1954), nous insistons sur les aspects du problème de la demande et de la tarification de l'électricité au Sénégal. Une interprétation des résultats et une formulation de recommandations en termes d'implications de politique économique sont faites.

Chapitre I : Contexte de la situation énergétique et profil du marché d'énergie électrique

Introduction

Depuis l'industrialisation, qui a remplacé la traction animale de l'homme, l'énergie ne cesse de prendre de l'importance dans toutes les activités humaines qui concourent au développement économique et social. Constituant une préoccupation majeure, elle a fait l'objet de plusieurs analyses. D'après celles-ci, il s'est révélé, à l'image de tous les pays africains à quelques exceptions près, que la situation énergétique des pays reste confrontée à des difficultés.

Conscient de son handicap et de son retard en matière d'énergie, le Sénégal s'est orienté dans une mise en œuvre d'un ensemble de mesures concertées.

En ce sens, il a été établi une politique énergétique commune dans l'ensemble de l'UEMOA. Cette convention, en voulant doter chaque pays membre d'un véritable arsenal énergétique, constitue un préalable de réduction de vulnérabilité énergétique et une perspective d'une bonne santé économique. Le Sénégal, pour être en phase, s'est initié depuis plus d'une décennie dans une dynamique de restructuration de son secteur énergétique quant aux énormes défis liés à la complexité de celui-ci.

Dans ce premier chapitre, le travail est organisé autour de trois sections. La première aborde la situation énergétique du pays (I), la deuxième fait une analyse sectorielle du marché de l'électricité (II) et la troisième tire les enjeux et les perspectives du secteur (III).

Section I. La situation énergétique du Sénégal

Depuis 2000 et même bien avant, beaucoup de réformes ont été entreprises, des actions menées ; ce qui nous permettra dans cette partie de faire un état des lieux en exposant quelques faits stylisés et le poids de l'énergie dans les indicateurs économiques. À la suite de ce constat et par un diagnostic poussé, nous menons une analyse des caractéristiques et évolutions récentes des ressources, des consommations et de l'accès aux services énergétiques.

I.1. États des lieux

Quelques faits stylisés du secteur énergétique y sont présentés ainsi que la situation énergétique est dépeinte et discutée avec un accent mis sur la place de l'énergie dans l'économie.

I.1.1. Quelques Faits stylisés

L'importance et le pouvoir que l'énergie a sur le bien-être des populations vont amener les autorités chargées du secteur à reconsidérer et à repenser les réformes. Plusieurs niveaux d'actions ont été atteints. Dans ce sens, plusieurs exemples demeurent édifiants.

Au demeurant, le secteur énergétique sénégalais fait face à trois grands problèmes :

- une demande d'énergie "commerciale" dépendant entièrement des importations de pétrole,
- une surexploitation des forêts naturelles, qui fournit plus de la moitié de l'énergie totale consommée (désastres écologiques),
- une place marginale des énergies renouvelables.

Dès lors, face à ces préoccupations, des mesures réglementaires allant dans le sens de réformes constituaient une nécessité, pour une énergie accessible à tous prenant en compte son impact sur la croissance avec une exigence

d'une prise en compte de l'importance du potentiel énergétique passant inévitablement par une tarification juste et équitable.

1.1.1.1. De l'importance des mesures réglementaires en termes de réformes

Selon la Banque Mondiale (2005)¹⁴, pour permettre d'assurer le développement d'un service de qualité, pour donner suite à la succession des crises macroéconomique et financière, une profonde réforme du secteur énergétique est une urgence. Cette réforme sera basée sur la nécessité d'accroître la mobilisation de ressources pour ce secteur d'un niveau de proportion toujours bas du Produit Nationale Brut (PNB). Dans un contexte de crise économique source d'exacerbation des difficultés techniques, économiques et financières auxquelles est confrontée l'entreprise publique d'électricité, les bailleurs de fonds ne voyaient et recommandaient de manière appuyée comme solution de sorties de crises que la réforme. Celle-ci devrait permettre, d'une part, une plus grande participation du secteur privé et, d'autre part, des gains d'efficacité à travers l'introduction de la concurrence¹⁵.

Au Sénégal, les réformes des années 90 ont pour l'essentiel consisté en une privatisation de la société publique et à la libéralisation progressive des marchés de l'énergie. Les objectifs des réformes étaient :

- d'améliorer l'efficacité du secteur,
- de permettre la mobilisation d'investissements privés (nationaux et internationaux),
- d'attirer plus d'Aide Publique au Développement (APD).

L'essentiel de ces réformes concerne la modification de la réglementation en vigueur (lois et codes) et le changement des modes et des formes de propriété des entreprises (privatisation) pour assurer la viabilité financière du secteur.

¹⁴ CLARK A., M. Davis, A. Eberhard, K. Gratwick et N. Wamukonya, Power Sector Reform in Africa: Assessing the Impact on Poor People, Étude commandée par la Banque mondiale, mars 2005.

¹⁵ Source : EIA, juillet 2011

Le secteur qui était jusqu'alors exclusivement ou majoritairement à capitaux publics s'ouvre aux opérateurs privés dans une démarche de partenariat public - privé. La segmentation du marché entre les secteurs urbains et les zones rurales aboutit à la création d'agences spécifiquement dédiées au développement de l'électrification rurale¹⁶. Au sens strict, la réforme du secteur électrique doit permettre d'augmenter le taux d'accès aux services, en particulier en zone rurale.

1.1.1.2. Pour une énergie accessible à tous

À terme, il s'agissait de permettre d'augmenter les taux d'accès aux services énergétiques. Plus de 60%¹⁷ des sociétés d'électricité d'Afrique subsaharienne dont la SENELEC se sont engagées sur cette voie, avec un bilan aujourd'hui qualifié de décevant, et ce pour les quatre raisons explicitées ci-dessous :

- Si la plupart des pays d'Afrique subsaharienne ont privatisé les entreprises nationales (2/3 sont des contrats de concession, le reste en affermage) ou ouvert la production aux producteurs indépendants, ou encore institué des agences de régulation, les réformes n'ont pas permis de combler les besoins de financement des investissements du secteur qui sont à hauteur de 520 milliards¹⁸ ; (même s'il faut noter un effort avec la baisse des subventions qui s'élevaient à 123 milliards et qui sont passés à 61 milliards en 2015)¹⁹
- Ne parvenant plus à faire face aux besoins d'investissements, de maintenance et de renouvellement, nombre de systèmes électriques nationaux dans la sous-région enregistrent des taux croissants de défaillance, ce qui pose problème dans de nombreux pays où les entreprises

¹⁶ CEDEAO (2006) Livre blanc pour une politique régionale

¹⁷ Les informations sont recueillies dans « analyse des problématiques majeures » dans le Livre blanc pour une politique régionale CEDEAO (2006) p25

¹⁸ SENELEC 2014

¹⁹ Direction générale SENELEC 2015

se voient obligées d'investir dans une source énergétique privée très coûteuse de secours ;

- En terme d'accès aux services électriques, la tendance n'a fait que suivre celle de la croissance de la population, avec toujours un biais en faveur des populations les plus riches ; les réformes ont bénéficié aux usagers des centres urbains (administrations et services, mais aussi résidents relevant des classes moyenne et supérieure), les plus pauvres en demeurent exclus faute pour les entreprises de pouvoir investir (quand elles en ont contractuellement la compétence) dans l'extension des réseaux;
- Pour accroître l'autofinancement du secteur, il faudrait que les entreprises soient en mesure de répercuter sur les diverses catégories d'usagers le nécessaire recouvrement des coûts en longue période. Leur sous-capitalisation leur interdit d'accéder aux marchés financiers pour financer leurs investissements de renouvellement et de développement et, par voie de conséquence, permettre d'accroître significativement l'offre de services électriques dans les zones rurales et périurbaines; cette délicate question de l'autofinancement doit s'analyser dans le contexte de la nécessaire solidarité entre urbains et ruraux en termes tarifaires.

1.1.2. Impact de l'énergie sur la croissance.

Régler l'accessibilité de l'énergie pour tous et à moindre coût pourrait aider en à appréhender son impact réel sur la croissance.

Historiquement, la priorité a été donnée à l'impact de l'énergie sur la croissance économique, au travers d'une recherche systématique de réduction des coûts de la fourniture d'énergie avec la mise en place d'un système de planification énergétique, la promotion des Énergies renouvelables (ER), et l'accélération de l'interconnexion des réseaux électriques en collaboration et sous l'égide de la CEDEAO²⁰.

Au demeurant, l'énergie est tantôt un bien de consommation finale, lorsqu'elle est achetée par des ménages désireux de se chauffer, de se

²⁰ CEDEAO (2006), livre blanc pour une politique régionale

déplacer, de s'éclairer ou d'utiliser des équipements ménagers, tantôt une consommation intermédiaire, lorsqu'elle est utilisée au cours du processus productif pour produire d'autres biens et services.

Le rapport qui existe, à un moment donné dans un pays déterminé, entre la consommation totale d'énergie E de l'année, évaluée généralement en tonnes-équivalent-pétrole, et le produit intérieur brut Y , évalué en monnaie, permet de se faire une première idée du rôle de l'énergie dans l'activité économique. On constate alors que ce rapport E/y est à la fois très variable dans le temps, pour un pays considéré isolément, et très variable dans l'espace, à un moment donné, si l'on considère plusieurs pays ayant pourtant atteint des niveaux comparables de développement économique. Ce rapport est à fortiori très différent lorsqu'il s'agit de pays dont les niveaux de développement sont hétérogènes. Ces disparités temporelles et spatiales du "contenu énergétique" de la production se vérifient à un niveau global (économie considérée dans son ensemble) comme au niveau sectoriel (branches considérées isolément). Plusieurs causes sont susceptibles d'être retenues pour expliquer ces divergences. Certaines d'entre elles sont d'ordre technologique, d'autres plutôt d'origine économique. Les causes technologiques ont d'ailleurs, pour une large part, des fondements économiques.

L'énergie n'étant jamais consommée pour elle-même, mais comme un moyen de faire fonctionner un équipement susceptible de satisfaire des besoins, une meilleure connaissance des relations énergie/économie passe en fait par une connaissance approfondie des liens énergie/capital. Cela justifie qu'au niveau de la branche ou à celui de la firme tout au moins, il soit nécessaire de s'interroger sur le rôle de l'énergie dans la fonction de production.

Dans quelle mesure l'énergie constitue-t-elle un "facteur de production" au même titre que le capital et le travail et quels sont ses rapports avec les autres facteurs ? Un intérêt tout particulier doit être porté aux relations de complémentarité-substituabilité qui peuvent exister entre l'énergie et le

capital. L'analyse des relations E/Y passe donc par une analyse des relations E/K , E/L au sein de la fonction $Y = f(K, L, E)^{21}$.

Au total et dans le long terme, l'impact de l'énergie sur la croissance intègre l'appréciation du potentiel énergétique.

I.1.2.1. Nécessité d'une prise en compte de l'importance du potentiel énergétique

Le secteur énergétique et le sous-secteur électrique régional présentent des caractéristiques récemment diagnostiquées à l'échelle de l'Afrique subsaharienne (Estache et Gassner, 2004). Ce qui laisse apparaître :

- un potentiel énergétique important et inégalement réparti en matière d'énergie fossile, en termes bruts d'ensoleillement, en termes de potentiel hydroélectrique, de la biomasse et de l'énergie éolienne ;
- des niveaux de consommation d'énergie parmi les plus faibles de la planète ;
- un accès aux services énergétiques insuffisant ;
- un faible accès aux services énergétiques modernes ;
- une inégalité croissante entre monde rural et urbain ;
- un manque de coordination intersectorielle ;
- un secteur électrique en cours de restructuration ;
- une faible valorisation du potentiel local en ENR.²²

Compte tenu de ces impératifs, la finalité ne serait-elle pas l'équité sociale pour les consommateurs et la viabilité économique pour l'entreprise productrice d'énergie à travers une tarification juste ?

I.1.2.2. Passant inévitablement par une tarification juste et équitable.

La grande dépendance de la région aux produits pétroliers, les barrières au développement des sources d'énergie locales et renouvelables et l'absence

²¹ Percebois, J. (1989). *Économie de l'énergie*, Éd. Économisa pp 75-76

²² SIE-Sénégal 2007

de volonté politique visant l'efficacité énergétique ne favorisent pas aux yeux des consommateurs une bonne tarification.

L'impossibilité de l'applicabilité d'une tarification juste et équitable est justifiée à tort à leur niveau par les caractéristiques du sous-secteur de l'électricité listée comme suit :

- une mode de production de l'électricité qui dépend à près de 90% du pétrole
- la subvention de l'électricité qui dépasse le budget de la santé du Sénégal
- comparé aux autres pays, l'électricité est plus chère au Sénégal
- un prix de l'électricité élevé comme frein au développement de l'industrie
- une faible ou quasi-inexistence de la diversification de la production d'électricité
- un seul barrage Manantali dont le Sénégal ne bénéficie que de 10% de la production (OMVS)
- un potentiel hydroélectrique inexploité en Guinée de 6 000 MW (OMVG)
- un problème récurrent de transparence dans le secteur
- un gaspillage lié à la fois à l'utilisation d'appareils électriques vétustes communément appelés "venant" et à l'absence d'éducation en matière de maîtrise et d'efficacité énergétique
- un niveau d'énergie distribuée s'élevant à 224 GWh
- le Plan Taakal : un plan globalement ambitieux et coûteux de plus de 1 000 milliards
- 33% du budget général tiré de la taxe sur les hydrocarbures
- une baisse de 25% de la subvention de l'État dans le secteur qui passe de 105 milliards à 80 milliards ayant comme conséquence l'augmentation éventuelle des factures des ménages.

De l'importance des mesures réglementaires en termes de réformes pour une énergie accessible à tous, l'impact de l'énergie sur la croissance nécessite une prise en compte du rôle du potentiel énergétique passant nécessairement par une tarification juste et équitable amène à étudier la situation énergétique et la place de l'énergie dans l'économie.

1.2. Place de l'énergie dans l'économie

La vision qui sous-tend la nouvelle politique est celle d'un secteur performant qui participe à l'attractivité du pays plutôt que de décourager l'investissement, qui contribue à l'amélioration des services sociaux de base et à la lutte pour l'éradication de la pauvreté et, plus généralement, à l'atteinte des OMD. Alors, considérons les politiques énergétiques en termes d'orientations des objectifs et les principaux acteurs du secteur énergétique et étudions quelques indicateurs économiques, sociaux et énergétiques.

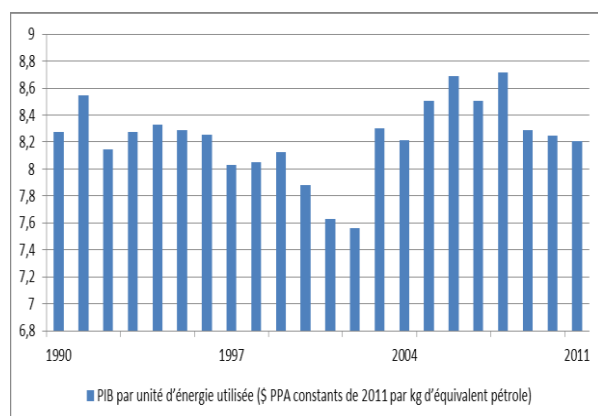
1.2.1. Quelques indicateurs économiques, sociaux et énergétiques

Nous y analysons la notion de PIB par unité d'énergie utilisée, les importations d'énergie et l'utilisation de l'énergie.

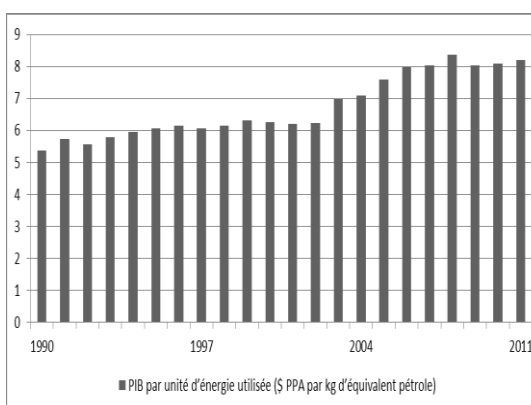
1.2.1.1. Notion de PIB par unité d'énergie utilisée

Le PIB par unité d'énergie utilisée est le PIB en PPA par kilogramme d'équivalent pétrole d'utilisation d'énergie. Le PIB en PPA est le produit intérieur brut (PIB) converti en dollars internationaux courants de 2011 au moyen des taux de parité des pouvoirs.

Graphique 2 : Evolution du PIB par unité d'énergie utilisée (\$ PPA constants de 2011 par kg d'équivalent pétrole) de 1990 à 2011



Graphique 1 : PIB par unité d'énergie utilisée (\$ PPA par kg d'équivalent pétrole)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

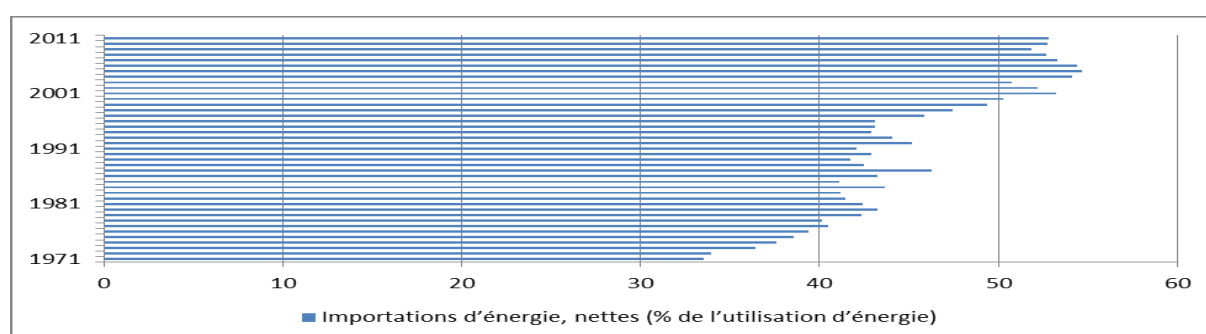
Sur toute la période, nous notons un PIB par unité d'énergie utilisée (\$ PPA constants de 2011 par kg d'équivalent pétrole) faible et relativement variable avec un niveau plus bas enregistré entre 2000 et 2002.

Par contre, le PIB par unité d'énergie utilisé en \$ PPA par kg d'équivalent pétrole connaît une évolution croissante sur toute la période (cf. graphique 1 et 2).

1.2.1.2. Les importations d'énergie

Les importations nettes d'énergie sont estimées comme étant l'utilisation d'énergie moins la production, toutes deux mesurées en équivalent pétrole. Une valeur négative indique que le pays est un exportateur net.

Graphique 3 : Importations nettes d'énergie (% de l'utilisation d'énergie)



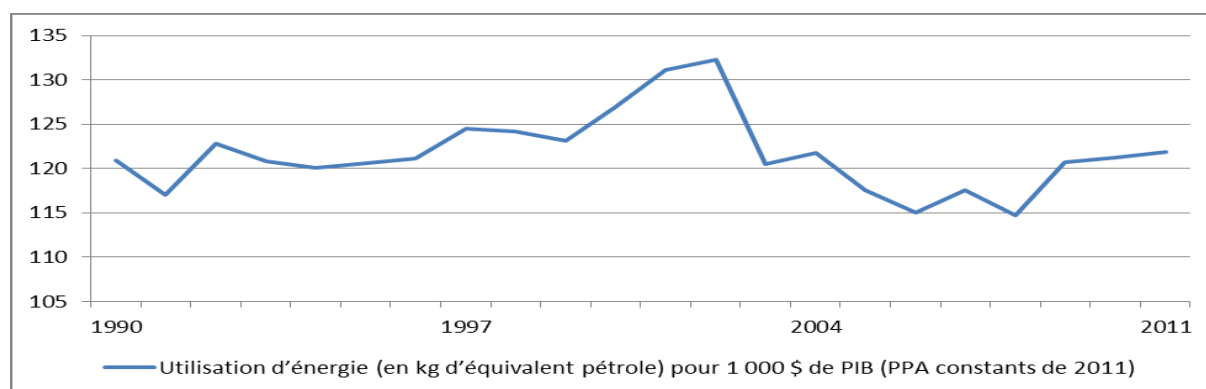
Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Ce graphique 3 renseigne clairement, pour le Sénégal, sur la période considérée 1971 à 2011 que les importations nettes d'énergie en pourcentage de l'utilisation d'énergie n'ont cessé de croître. Néanmoins, il faudra attendre les années 2000 pour voir sa part atteindre les 50% de l'énergie utilisée.

1.2.1.3. L'utilisation de l'énergie

L'utilisation d'énergie désigne l'énergie primaire avant transformation en des combustibles pour utilisation finale, ce qui équivaut à la production indigène plus les importations et variations du stock moins les exportations et les combustibles pour les bateaux et avions servant au transport international.

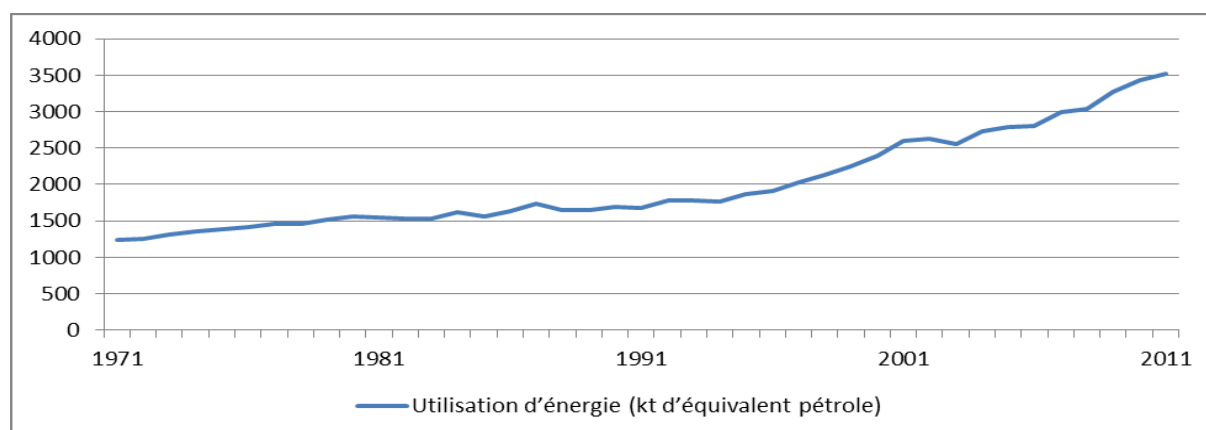
Graphique 4 : Utilisation d'énergie (en kg d'équivalent pétrole) pour 1000\$ de PIB (PPA constant 2011)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Pour la période 1990 à 2011 considérée l'utilisation d'énergie en kg d'équivalent pétrole pour 1000 \$ de PIB (PPA constant de 2011) est relativement variable dans le temps.

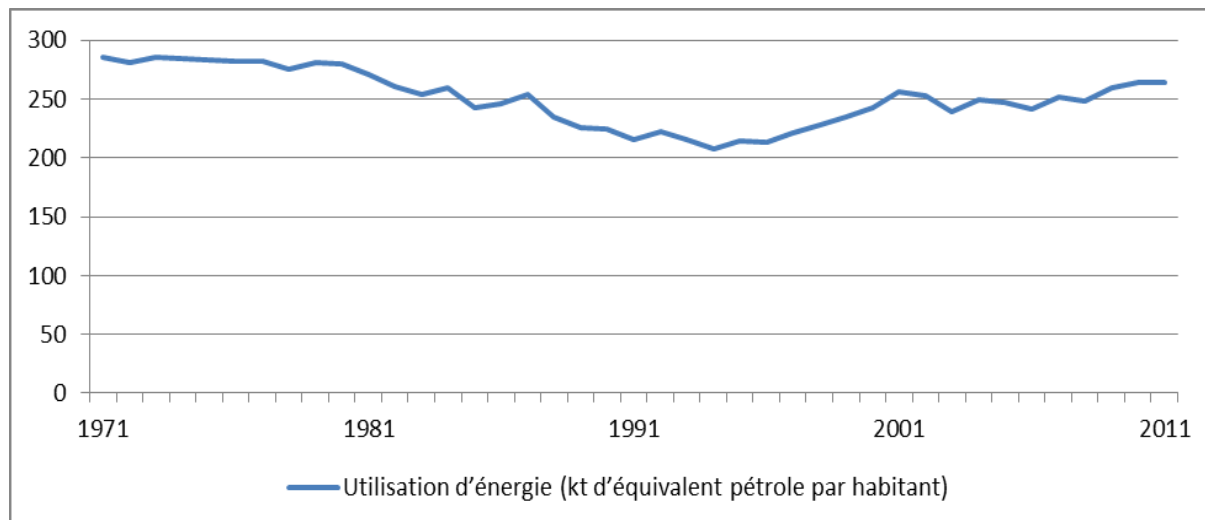
Graphique 5 : utilisation d'énergie (kt d'équivalent pétrole)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Par contre, dans la même période l'utilisation d'énergie en kt d'équivalent pétrole connaît une évolution continue.

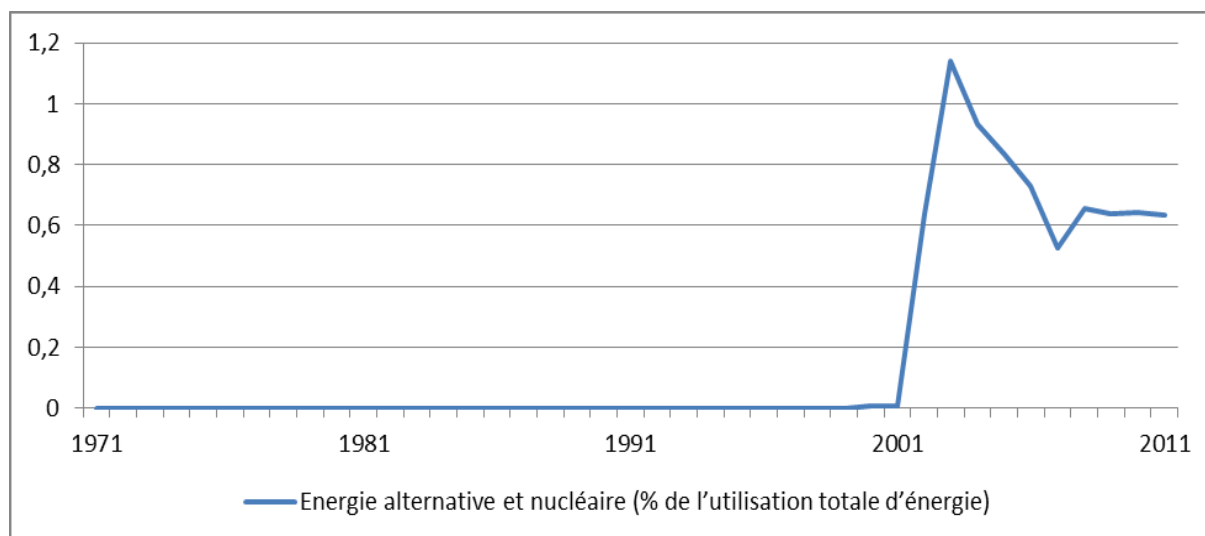
Graphique 6: Utilisation d'énergie (kt d'équivalent pétrole par habitant)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Toutefois, l'utilisation d'énergie en kt d'équivalent pétrole par habitant reste relativement faible et variable.

Graphique 7: Énergie alternative et nucléaire (% de l'utilisation totale d'énergie)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Cependant, notons que ce n'est qu'à partir de 2001 que l'énergie propre apparaît véritablement dans l'utilisation totale d'énergie atteignant un pic d'un peu plus de 1% en 2003.

Remarquons que l'énergie propre est une énergie non glucidique qui n'émet pas de dioxyde de carbone lorsqu'elle est produite. L'énergie propre regroupe entre autres l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire, géothermale et solaire.

Au total, l'analyse de l'état des lieux faite en faits stylisés du secteur énergétique amène à reconsidérer les politiques énergétiques en termes d'orientations et d'objectifs et les principaux acteurs du secteur. Les indicateurs économiques, sociaux et énergétiques reflètent la place de l'énergie dans l'économie. Dès lors, face à ces préoccupations, les ressources, les consommations et l'accès énergétiques sont analysés.

1.2.1.4. Les politiques énergétiques : Orientations des objectifs et principaux acteurs du secteur énergétique

Le secteur de l'énergie sénégalais a pris une nouvelle orientation politique en 2008 énoncée dans une lettre de politique qui a porté sur trois objectifs majeurs :

- (i)** un approvisionnement suffisant en énergie au pays, avec des conditions optimales en termes de qualité et de durabilité et au moindre coût ;
- (ii)** d'élargir l'accès des populations aux services énergétiques modernes ;
- (iii)** réduire la vulnérabilité du pays aux aléas extérieurs, notamment concernant le marché mondial du pétrole.

La vision qui sous-tend ces objectifs est cohérente avec le PSE. Plus précisément il s'agissait de doter le pays d'infrastructures pour garantir tant au niveau urbain que rural, l'accès des ménages aux services sociaux de base, y compris les services énergétiques en s'appuyant sur le mix énergétique.

Au niveau institutionnel, les trois principaux acteurs du secteur de l'énergie sont:

- 1)** le Ministère chargé de l'énergie qui est responsable de la mise en œuvre de la politique énergétique du gouvernement. Elle est la seule entité mandatée pour délivrer des autorisations et des concessions qui déterminent le droit des opérateurs pour générer, distribuer ou vendre de l'électricité dans le pays,
- 2)** la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) est responsable de la production, la transmission de régulation, la distribution et la vente de l'énergie électrique au Sénégal,
- 3)** des entités chargées des biocarburants, des énergies renouvelables et de la recherche scientifique, afin de fournir de nouvelles opportunités pour la recherche et l'application des conclusions de la recherche scientifique et technologique pour le bien-être social dans un environnement contrôlé ; ce qui serait un reflet d'un secteur de l'énergie contrôlé. (BAD 2009).

Les orientations des objectifs et les principaux acteurs du secteur énergétique donnent une idée de la nature de la politique énergétique et des indicateurs économiques, sociaux et énergétiques.

1.2.2. Ressources, Consommations et Accès aux services énergétiques

Toutes les économies ont besoin d'un approvisionnement sans cesse croissant d'énergie pour leur développement socioéconomique. Le Sénégal a été confronté à un grave déséquilibre entre la demande et l'approvisionnement en énergie. Un aperçu du marché de l'énergie au Sénégal montre qu'au cours des 20 dernières années, l'approvisionnement en énergie a été augmenté considérablement, mais la demande dépasse toujours l'offre.

L'augmentation phénoménale de la demande énergétique a été entraînée par l'industrialisation, la croissance de l'agriculture et les secteurs des services, l'urbanisation, la hausse du revenu par habitant et l'électrification rurale.

Avec l'augmentation de ces activités économiques, la consommation d'énergie par habitant a également été augmentée.

Il s'y ajoute que l'utilisation inefficace de l'énergie et ses gaspillages a encore creusé l'écart offre/demande et exerce une pression forte sur les ressources énergétiques du pays. Cela ne sera pas sans conséquence sur les caractéristiques et les évolutions des consommations et sur l'accès à l'énergie en termes d'électrification.

1.2.2.1. Nature des ressources : l'approvisionnement

L'état des ressources énergétiques du Sénégal s'identifie aux difficultés d'approvisionnement qui indiquent les caractéristiques et évolutions récentes des consommations.

Le Sénégal est très pauvre en ressources énergétiques à l'exception des produits de la biomasse. Le couvert forestier est en forte diminution et ne représente plus aujourd'hui que 45 % de la superficie du pays contre 70 % il y a vingt ans. Les ressources gazières (11 Gm³) ont augmenté suite à la découverte de deux gisements en 1993 et 1997. Les ressources pétrolières sont estimées à 1 milliard de barils dans la zone offshore commune au Sénégal et à la Guinée Bissau.

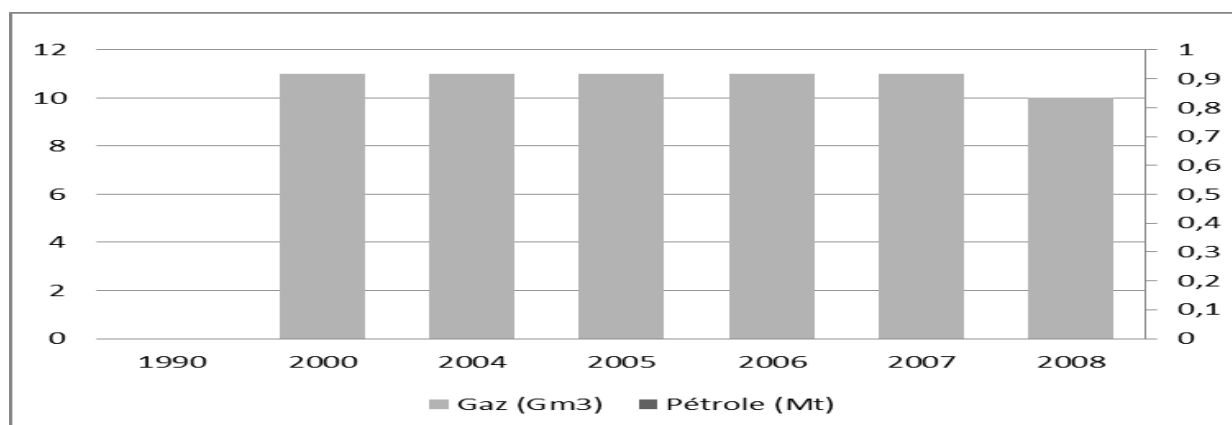
Grâce aux deux fleuves Sénégal et Gambie, le Sénégal dispose de ressources hydroélectriques (1400 MW). L'ensoleillement généreux du pays (2 000 kWh/m²/an) représente un potentiel important.

Enfin, le Sénégal dispose de ressources significatives de tourbe (gisement de Niayes, 52 Mm), non rentables dans l'immédiat pour la production d'électricité, mais qui pourrait se substituer au charbon de bois (sous la forme de charbon de tourbe desséché).

Les indicateurs d'offre s'expriment sous forme de réserves, de ressources énergétiques fossiles et hydroélectriques.

En matière de réserves, au Sénégal, l'énergie fossile n'existe que pour le gaz, car jusqu'en 2008 il n'a eu aucune découverte de réserve de pétrole comme le montre le graphique 8.

Graphique 8: Réserves*

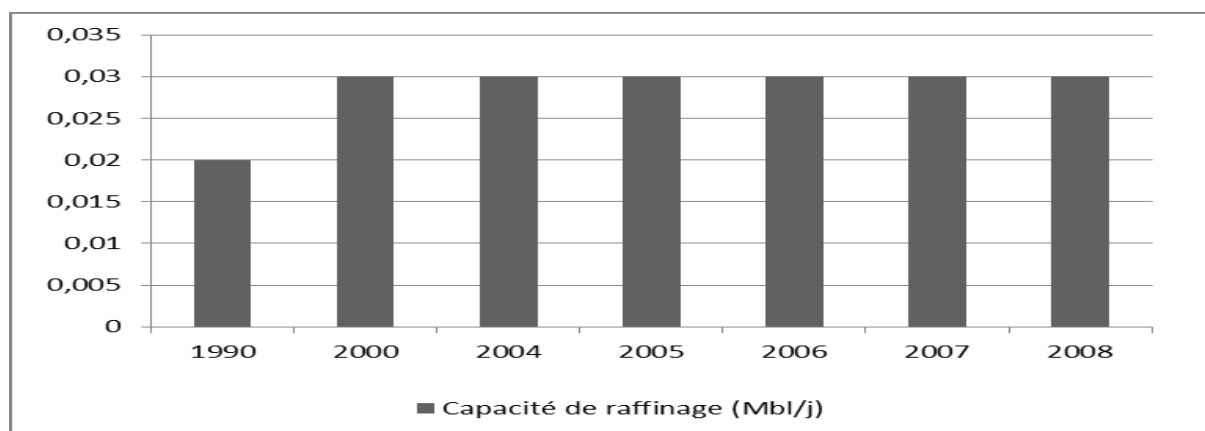


*Au 31 décembre

Source : Auteur à partir des données d'Enerdata SA, 2010

La capacité de raffinage et la capacité électrique du pays n'ont cessé d'être augmentées depuis 1990, et ce là jusqu'en 2008, malgré les difficultés que rencontre le secteur (Graphique 9).

Graphique 9: Capacité de raffinage (Mbl/j)*

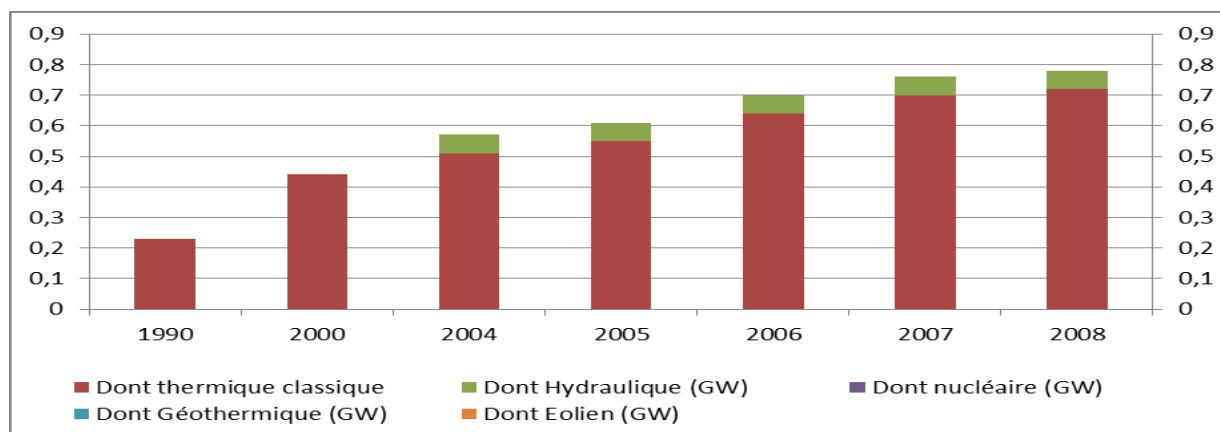


*Au 31 décembre

Source : Auteur à partir des données d'Enerdata SA, 2010

Au même moment et comme l'indique le graphique 10, la capacité électrique du pays a augmenté, mais avec toujours le thermique classique qui domine devant une part négligeable de l'hydraulique à la même période.

Graphique 10: Capacité électrique*

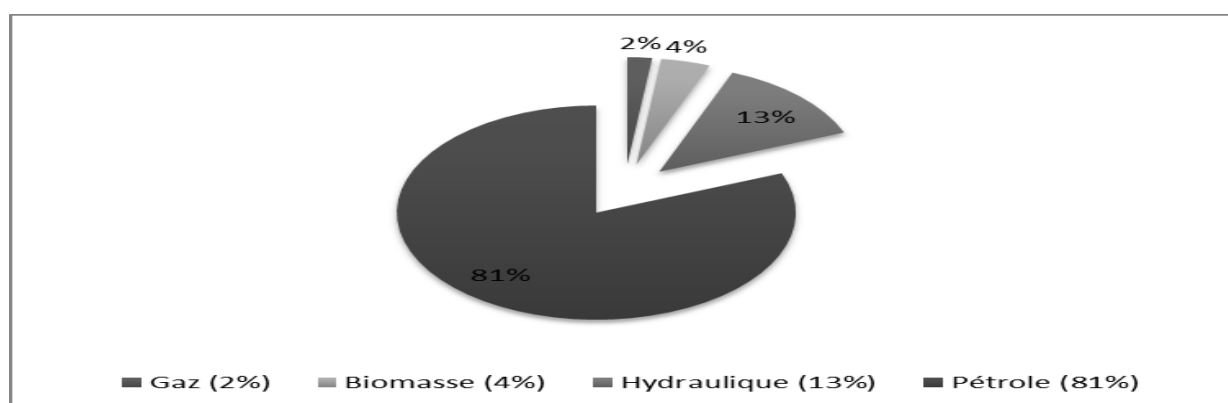


*Au 31 décembre

Source : Auteur à partir des données de Enerdata SA, 2010

Le graphique 11 en donne la parfaite illustration et confirme cette tendance.

Graphique 11: Diagramme circulaire de la répartition de la Production d'électricité par source



Source : Auteur à partir des données d'Enerdata.SA, 2010

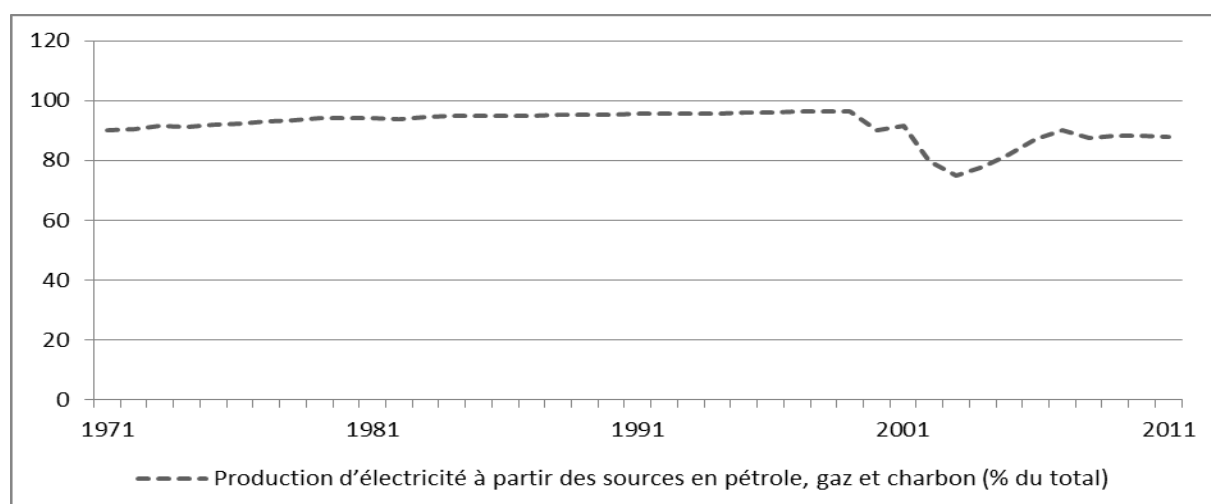
Comme énoncé par le graphique 10, le graphique 11 met en détail la part du pétrole qui reste dominante dans les sources de production de l'électricité.

Elle est de 81% témoignant ainsi la forte dépendance de la production de l'électricité au pétrole.

Toujours, en terme de production, la thermique (pétrole, gaz et charbon réunis) occupe la première place pour produire l'électricité (cf. graphique 12) même si entre 2003 et 2004 cette évolution a connu une baisse due à la flambée du prix du baril de pétrole de l'époque.

La flambée des prix du pétrole a fait courir d'énormes risques économiques et sociaux au Sénégal pays pauvre et pauvre en pétrole dont l'économie est fortement tributaire de cette énergie stratégique²³.

Graphique 12: Évolution de la production d'électricité à partir des sources en pétrole, gaz et charbon (% du total)

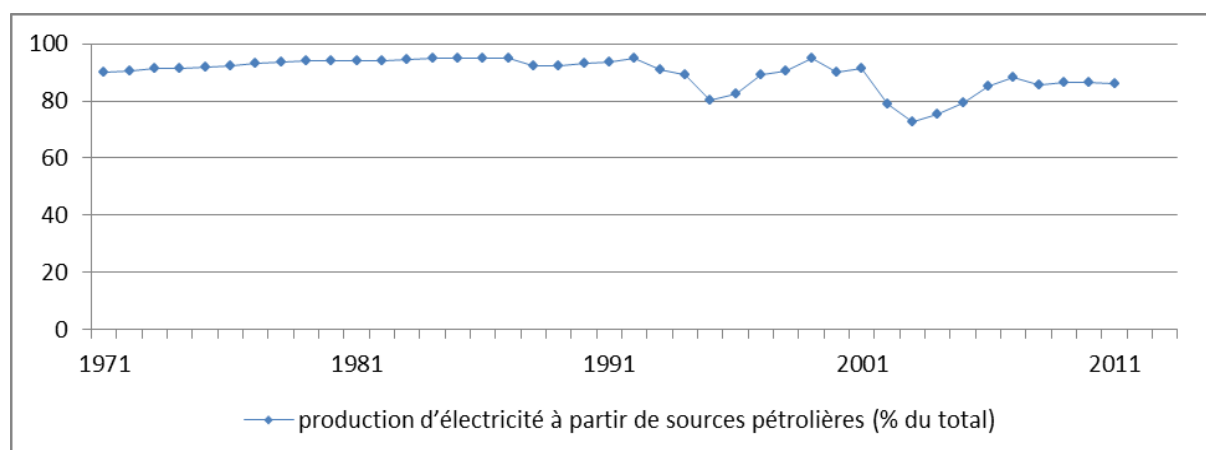


Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

En considérant uniquement le pétrole parmi les sources thermiques, la production d'électricité à partir de cette source connaît certes une évolution instable due certainement à la volatilité des prix du baril, mais elle conserve une grosse part dans la production totale même si en 2003 cette part est tombée à 72,71% (cf. graphique 13).

²³ **Kasse, M.** (2015), *L'économie du Sénégal : les 5 défis d'un demi-siècle de croissance atone*, Ed. Harmattan, p. 172

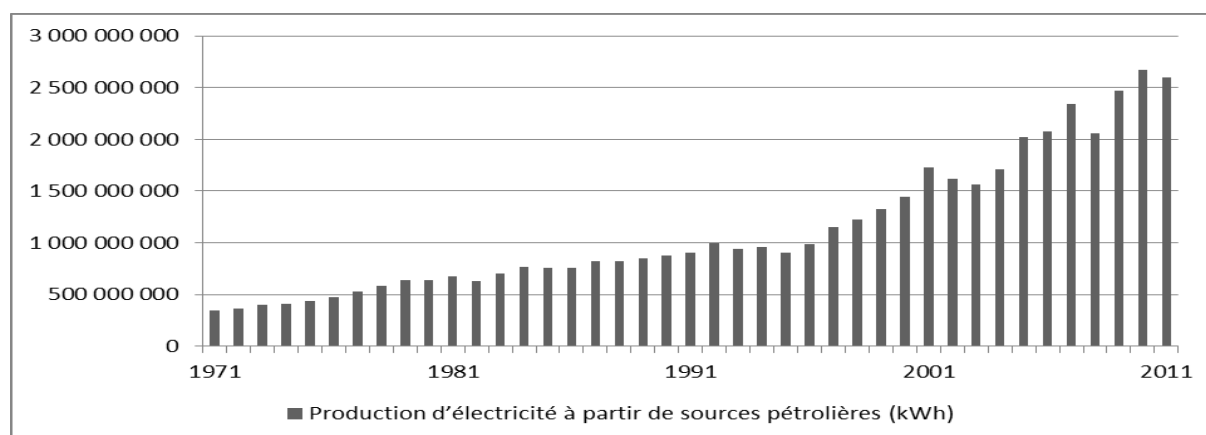
Graphique 13: Évolution de la production d'électricité à partir de sources pétrolières (% du total)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

En 2011 l'électricité produite à partir de sources pétrolières est estimée à 2,598 milliards de kWh en termes de quantité (cf. graphique 14).

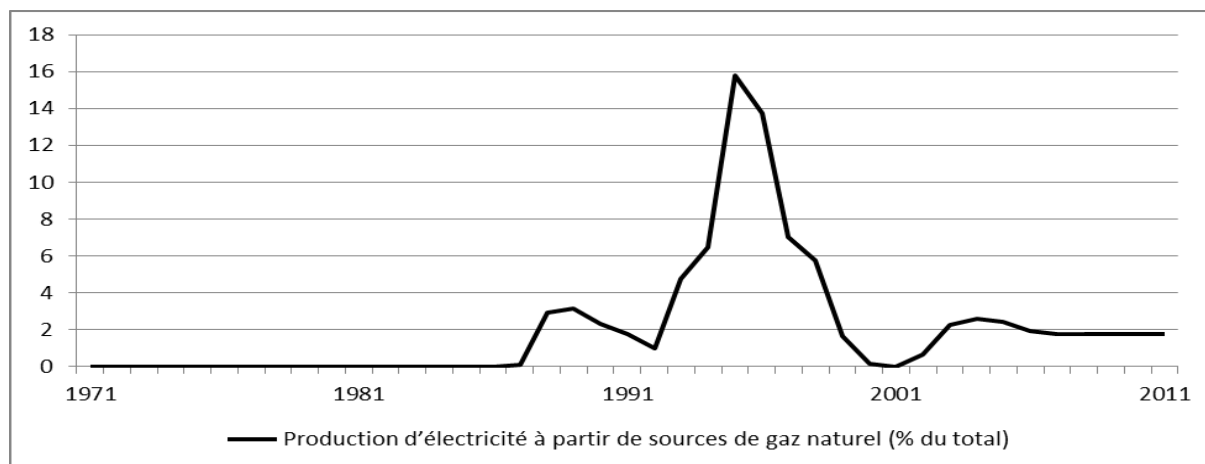
Graphique 14: Production d'électricité à partir de sources pétrolières (kWh)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Considérant l'électricité produite à partir du gaz naturel, sa part en pourcentage dans le total est très variable dans le temps (cf. graphique 15 et 16). Pour une contribution de 0% entre 1971 et 1986, elle connaît un pic d'environ 16% en 1995 pour retomber aux alentours de 2% entre 2005 et 2011 (cf. graphique 15).

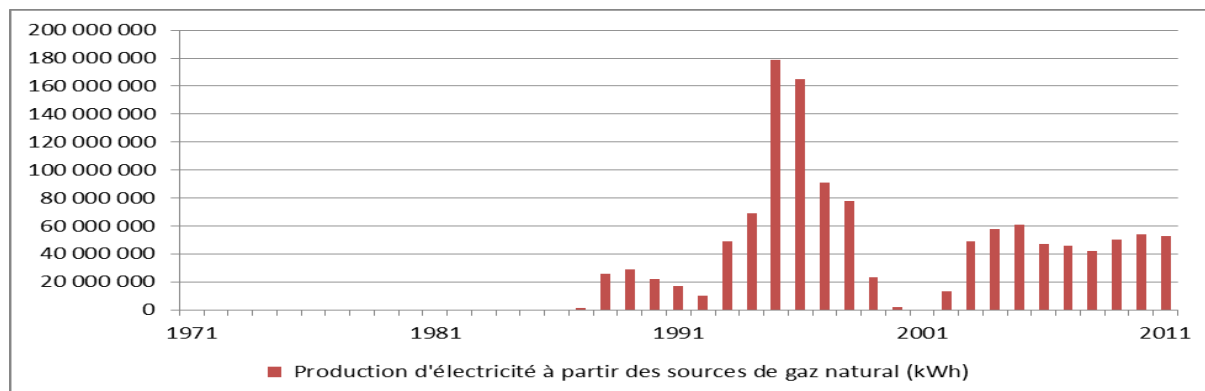
Graphique 15: Évolution de la production d'électricité à partir de sources de gaz naturel (% du total)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Le constat est le même en termes de niveau de production d'électricité à partir de source de gaz naturel en kWh (cf. graphique 16).

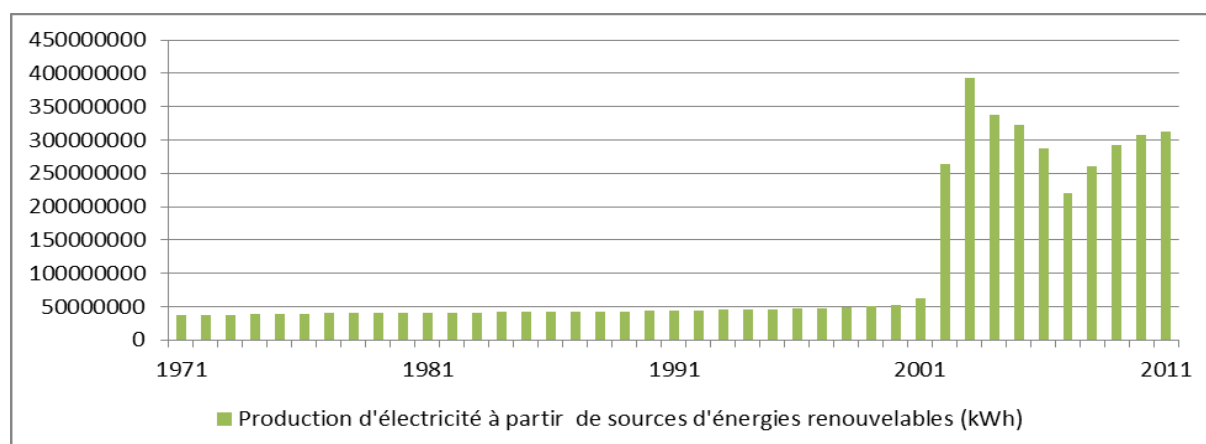
Graphique 16: Production d'électricité à partir de source de gaz naturel (kWh)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

De 1971 à 2000, l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables n'a pas dépassé les 50M kWh, mais à partir de 2002 elle gagne en importance même si le niveau de production demeure très faible (cf. graphique 17).

Graphique 17: Production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (kWh)



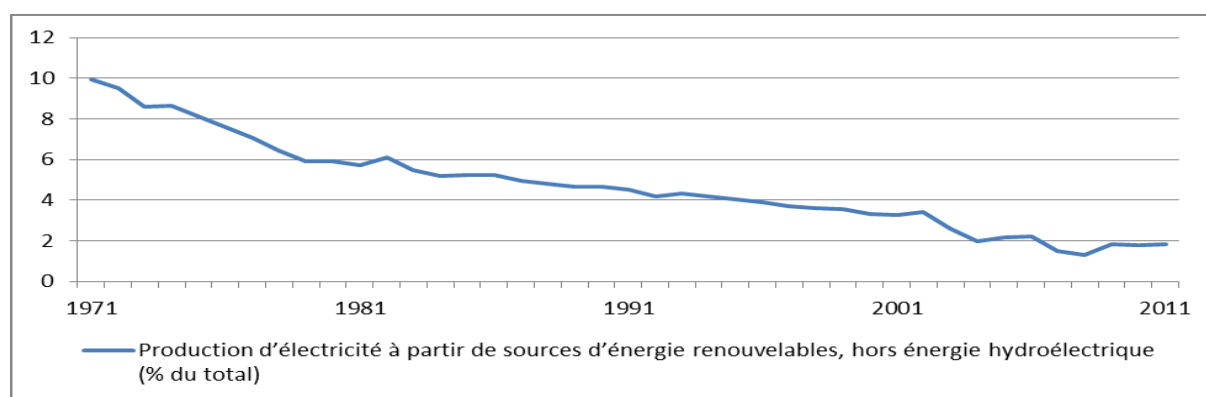
Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

La part des énergies renouvelables autres que l'énergie hydroélectrique utilisées dans la production de l'électricité décroît sur toute la période 1971 à 2011.

En effet, leur contribution dans la production d'électricité demeure très faible avec un maximum d'environ 10 % en 1971

L'utilisation des autres formes d'énergies renouvelables outre que l'énergie hydroélectrique devient de plus en plus négligeable (cf. graphique 18).

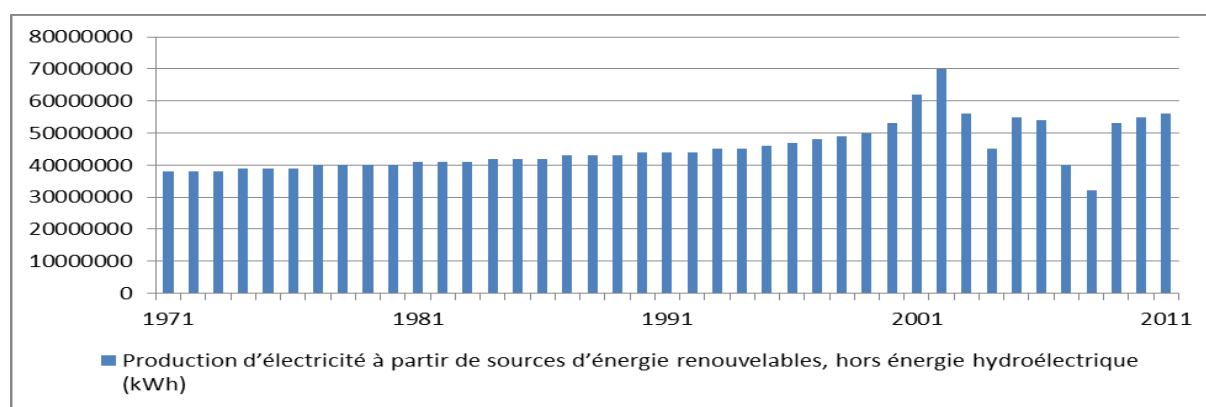
Graphique 18: Évolution de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, hors énergie hydroélectrique (% du total)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

En termes de niveau de production, la tendance se confirme avec un maximum de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, hors énergie hydroélectrique. Notons que près de 70 millions de kWh dans un total de 2,044 milliards en 2002 ont été relevés. (cf. graphique 19).

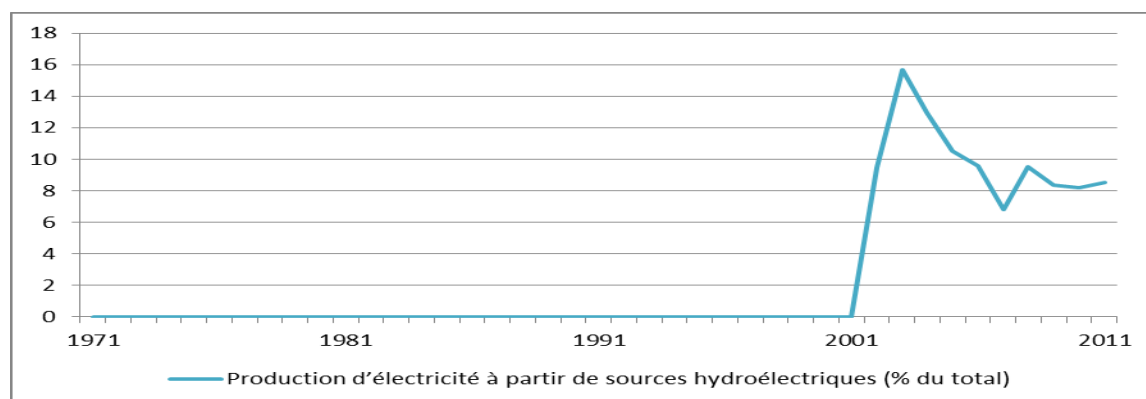
Graphique 19: Production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, hors énergie hydroélectrique (kWh)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2012

Les sources hydroélectriques n'ont commencé à contribuer à la production d'électricité qu'à partir de 2002 atteignant ainsi un pic d'un peu plus de 15% du total en 2003 (cf. graphique 20)... sa contribution dans la production évolue de manière instable sur la période considérée.

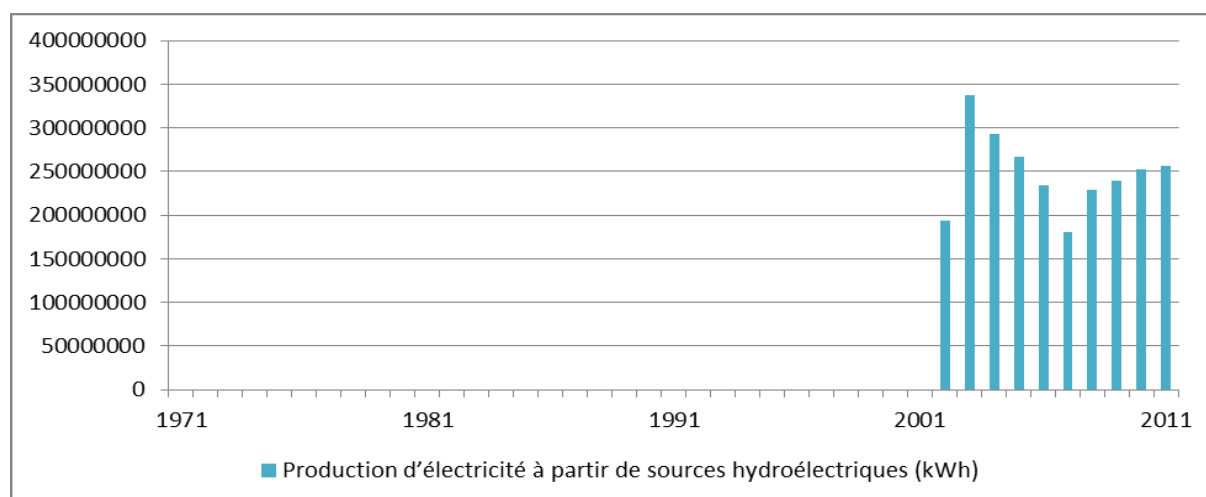
Graphique 20: Évolution de la production d'électricité à partir de sources hydroélectriques (% du total)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

En termes de quantité, le niveau le plus important de l'électricité produite à partir de sources hydroélectriques est de 337millions de kWh en 2003 pour un total produit de 2,148milliards de kWh à la même date (cf. graphique 21).

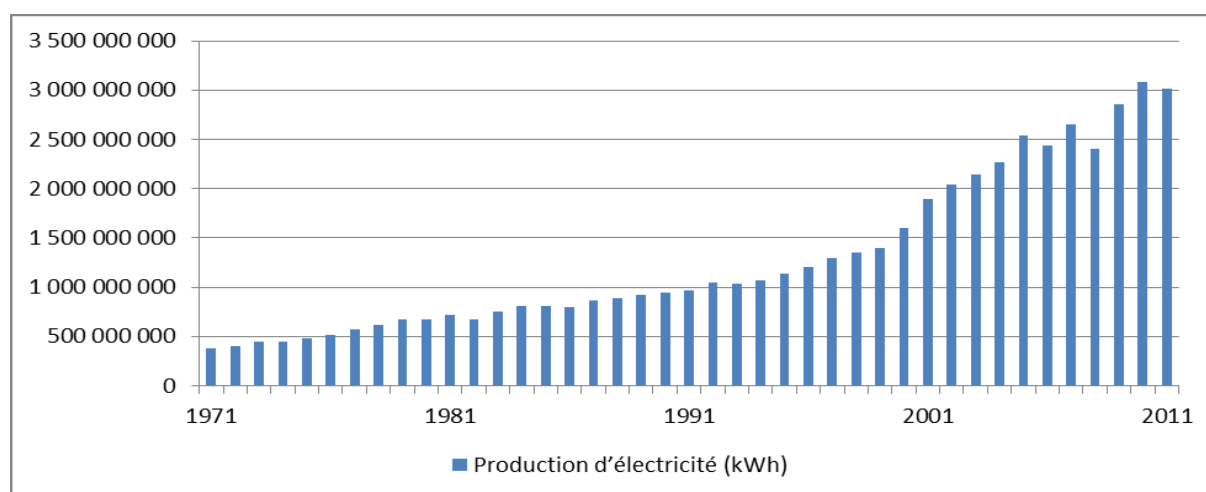
Graphique 21: Production d'électricité à partir de sources hydroélectrique (kWh)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

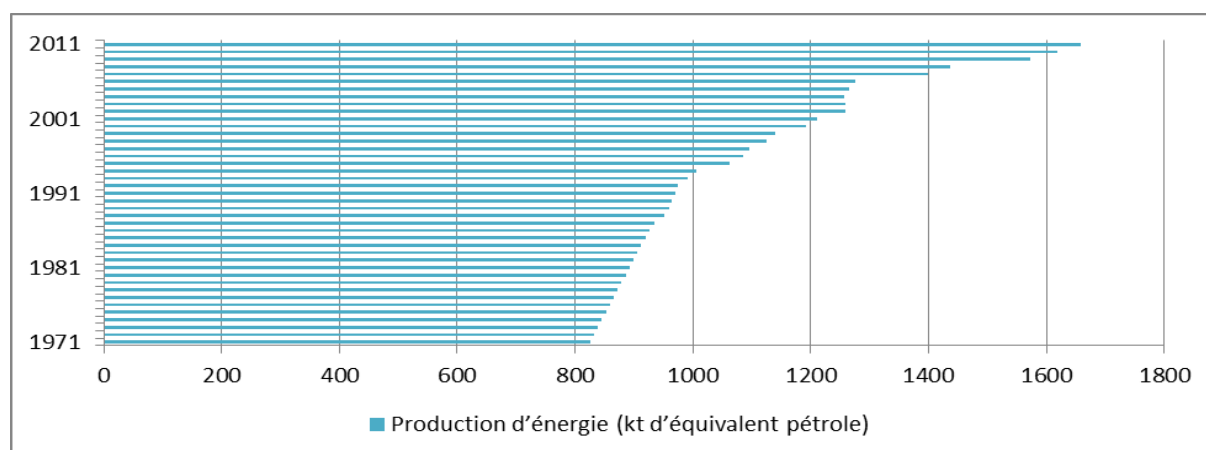
En somme, pour ce qui s'agit de la production d'énergie en générale et de celle de l'électricité en particulier, objet ici de notre analyse, elle connait une évolution croissante sur toute la période. (cf. graphique 22 et 23)

Graphique 22: Production d'électricité



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2014

Graphique 23: Production d'énergie (kt d'équivalent pétrole)



Source : Auteur à partir des données du WDI, 2012

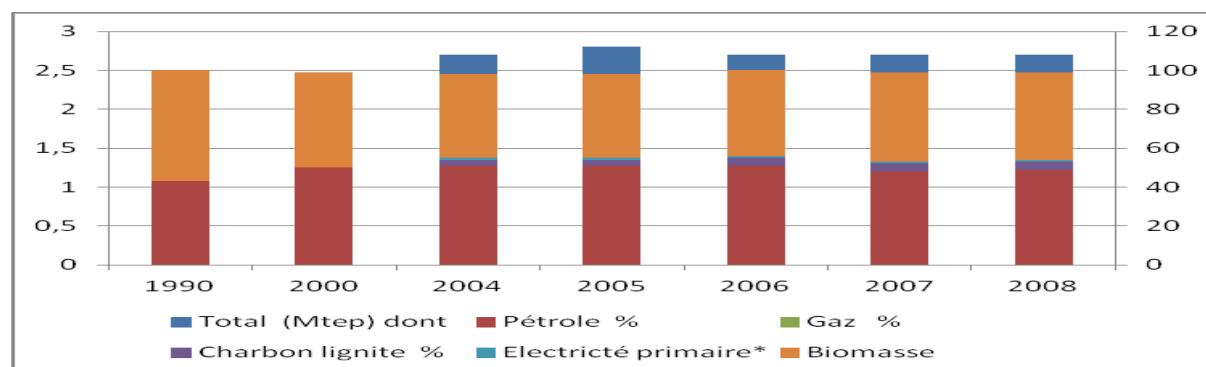
Au regard de ce qui se précède, à présent, comment la demande évolue-t-elle ?

1.2.2.2. Caractéristiques et évolutions des consommations :

Indicateur de demande

La consommation finale connaît une forte croissance entre 1994 et 2004 (+3,5%/an en moyenne) et aujourd'hui, se stabilise depuis. La biomasse représente 41% de la consommation finale, le pétrole 44% et l'électricité 8% (cf. graphique 24).

Graphique 24: Consommation totale

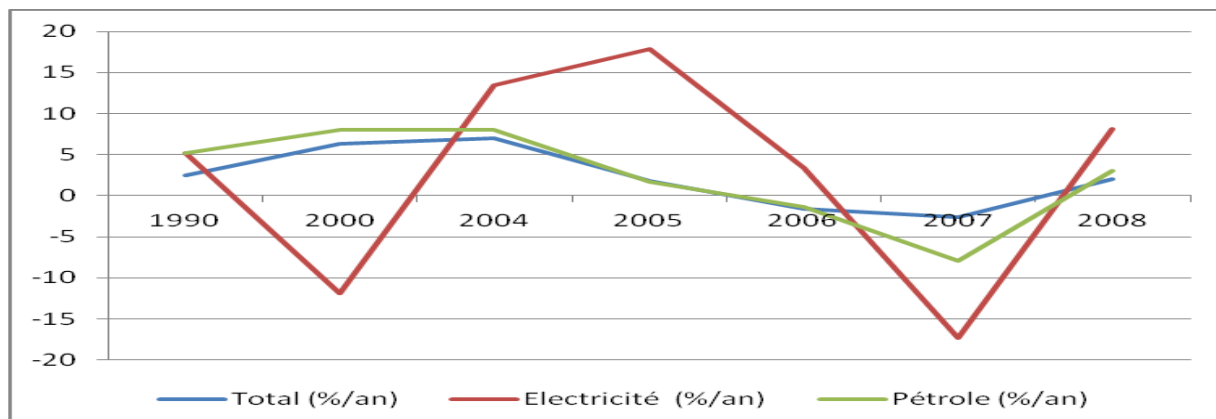


*Nucléaire (1TWh=0,26Mtep), Hydraulique et éolien (1TWh=0,086Mtep), Géothermique (1TWh=Mtep)

Source : Auteur à partir des données d'Enerdata SA, 2010

Les énergies non conventionnelles, principalement le bois, couvrent 45% des besoins énergétiques du pays, le pétrole 49% et le charbon 4%.

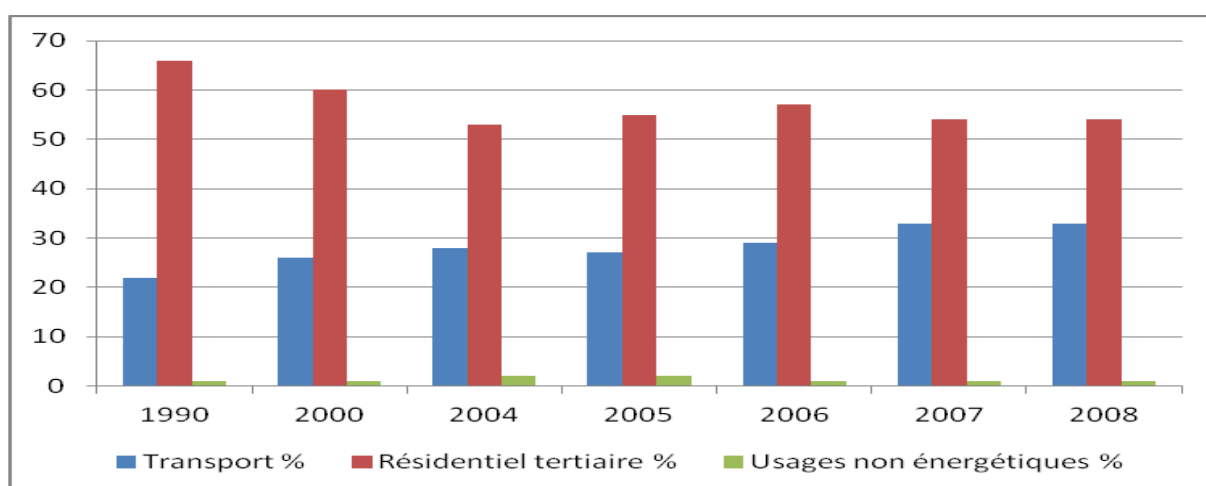
Graphique 25: Évolutions des consommations entre 2000 et 2008



Source : Auteur à partir des données de Enerdata SA, 2010

La consommation d'électricité connaît une croissance rapide (6,5 %/an en moyenne depuis 2000), en ralentissement depuis 2004. Le nombre total de clients desservis est de 700 000 environs.

Graphique 26: Consommation Finale par secteur

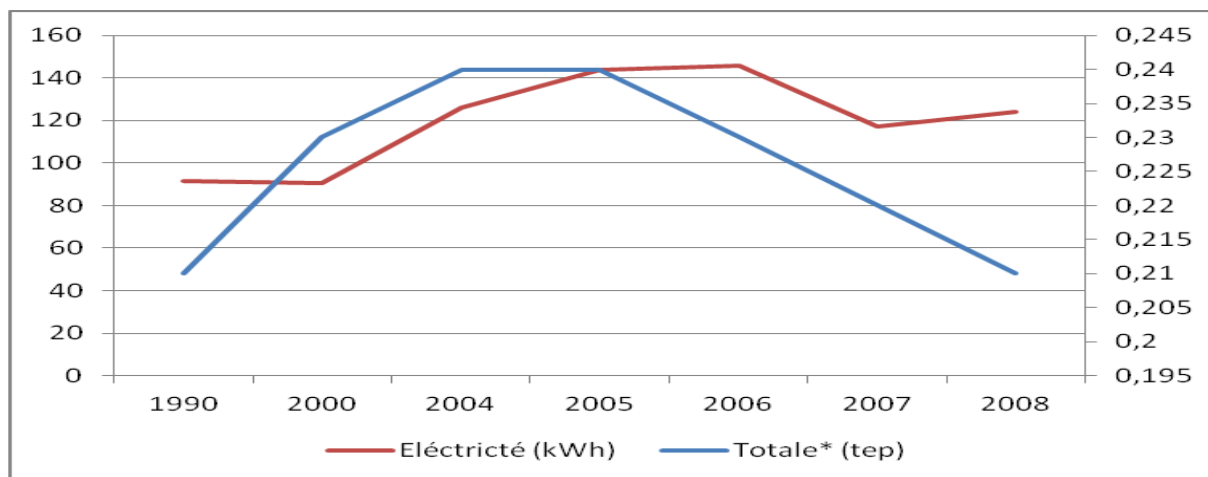


Source : Auteur à partir des données d'Enerdata SA, 2010

Le secteur résidentiel/tertiaire est le principal consommateur d'énergie (54 % de la consommation finale). Le transport arrive en deuxième position avec 33 % de la consommation ; l'industrie absorbe le reste.

La part de l'industrie dans la consommation d'électricité est de 30 % ; le reste est consommé par les ménages et le tertiaire. Les 3/4 des besoins des ménages sont couverts par le bois, le charbon de bois et la biomasse. La consommation d'énergie par habitant est de 0,21 tep, dont environ 125 kWh d'électricité (2008).

Graphique 27: Consommation par habitant



*Consommation primaire

Source : Auteur à partir des données d'Enerdata SA, 2010

La consommation d'électricité par habitant connaît une évolution, alors que celle de la biomasse est pratiquement stationnaire. Pour les produits pétroliers, la baisse notée entre 2004 et 2006 reflète la tendance notée dans ce sous-secteur. Pour ce qui s'agit du sous-secteur de l'électricité considéré dans ce travail, objet de notre analyse et vu son poids, qu'en est-il de l'accès ou quel est l'état de son niveau d'électrification ?

I.2.2.3. Accès à l'énergie

Le lien entre l'accès au marché et la détermination des prix de l'électricité se justifie. Le niveau d'électrification en dépend.

1.2.2.4. Accès au marché et prix de l'électricité

Mettre plus en œuvre des prix de l'électricité qui reflètent les coûts quand une grande partie de la population n'a pas accès à l'électricité est une tâche difficile. Afin d'être acceptées, les réformes doivent bénéficier à une large majorité de la population. Le fait que la majorité des populations vit en dessous du seuil de pauvreté est un problème qui pose la question du coût initial de l'accès aux marchés de l'énergie. Ainsi, comme dans de nombreux autres pays en développement les subventions sont susceptibles de rester un élément clé des politiques énergétiques en faveur des pauvres pendant un certain temps. Les méthodes traditionnelles pour offrir des subventions échouent souvent pour aider les pauvres. Le défi pour les gouvernements est de trouver de meilleures façons de fournir des subventions (ESMAP, 2000).

Encadré 1 : Le coût de l'accès subventionné à l'électricité des consommateurs à faible revenu

Supposons que le gouvernement décide de faciliter l'accès des ménages pauvres à l'électricité en leur fournissant une exigence minimale, qui est le système Lifeline, où un soutien financier couvre la consommation d'une quantité fixe mensuelle de puissance, ainsi que les dépenses pour leur connexion au réseau. Supposons également que les ménages à faible revenu dans les zones urbaines indiennes consomment environ 50 kWh par an. Quel serait le coût total d'un tel système?

Les dépenses nécessaires pour donner l'accès de la population ciblée au service d'électricité minimale comportent deux volets:

- le coût de connexion, soit par la grille centrale, ou par l'intermédiaire des réseaux locaux basés sur la production d'électricité décentralisée [C];
- le coût de la consommation des ménages pauvres quotidienne du pouvoir [E]. Notez que la catégorie «ménages pauvres» fait ici référence à la partie de la population qui va bénéficier de plus facile accès au pouvoir et ne renvoie pas nécessairement à des ménages ayant un revenu inférieur au seuil de pauvreté.

La première composante est une dépense non récurrente. La seconde est récurrente. La première composante est importante dans un pays en développement où la nécessité de connecter les clients domestiques est grande et où les dépenses de raccordement peuvent être significatives par rapport à la valeur économique de l'électricité fournie.

Les transferts financiers impliqués dans les subventions peuvent prendre diverses formes. Le mécanisme avec un minimum de frais administratifs pourrait être privilégié. Par exemple, l'argent pourrait être fourni directement au fournisseur de service, ou pour le consommateur final, grâce à un montant fixe déduit de la facture d'électricité.

Le coût total de la subvention sera [C] + [E] où:

$$[C] = [E] = (C * p) / H \text{ et } (S * P) / [H * (K * (1-e))]$$

C = le coût moyen de connexion (par ménage)

p = le nombre de la population urbaine pauvre pour être connecté

H = nombre de personnes par ménage

S = des coûts d'approvisionnement marginal de puissance pour la consommation résidentielle (production + T & D)

P = a estimée population pauvre

K = niveau choisi de consommation Lifeline

E = Fixe choisie pourcentage d'électricité facturée et payée pour

dans le cas présent, le calcul de [E] est basé sur un système de taux de bouée de sauvetage simplifiée. Tous les consommateurs sont supposés être facturés pour leur électricité à un coût marginal, sauf les consommateurs à la consommation en dessous du niveau vital choisi. Ces derniers sont facturés une proportion fixe du coût marginal de production réel du service d'électricité. Cette disposition facilite la gestion des transferts financiers vers les ménages, car elle peut être traitée directement par le fournisseur d'électricité. Dans le même temps, il évite la fourniture d'un service totalement gratuit qui pourrait donner un mauvais signal aux consommateurs.

Le coût d'approvisionnement d'énergie pour la consommation des ménages est estimé à 3,4 roupies par kWh. Par ailleurs, nous supposons que le tiers des clients existants et la moitié des ménages supplémentaires à être connectés chaque année bénéficieront de ce taux de bouée de sauvetage. Nous supposons également que le prix facturé à cette catégorie de la population sera d'une roupie par kWh, et que quatre millions de foyers seront connectés chaque année.

Sous ces hypothèses, le maximum annuel des dépenses directes à la charge de l'économie serait 44,7 milliards de roupies (environ 1,1 milliard de dollars): 11 milliards de roupies pour les frais de connexion pour les nouveaux clients et 28 milliards de roupies pour la consommation des ménages pauvres. Cela est, probablement un maximum le volume des subventions est calculé, sur l'hypothèse que les ménages subventionnés consomment tous leurs 50 kWh par mois. Consommation moyenne réelle serait probablement beaucoup plus faible. Une attention particulière devra être accordée à l'augmentation régulière dans le temps du total des dépenses directes en raison de consommateurs supplémentaires à venir (en supposant la part des clients pauvres reste constante), si le mécanisme de soutien est maintenu. À titre indicatif, les dépenses directes ou le coût de ce mécanisme de soutien serait au moins quatre à cinq fois moins que le coût actuel de subventions à la consommation d'électricité qui s'élève à 187 milliards de roupies, soit 4,5 milliards USD.

Sources : CEA, 1998; CMIE, 2001; AIE, 1999; RSEB, 1999

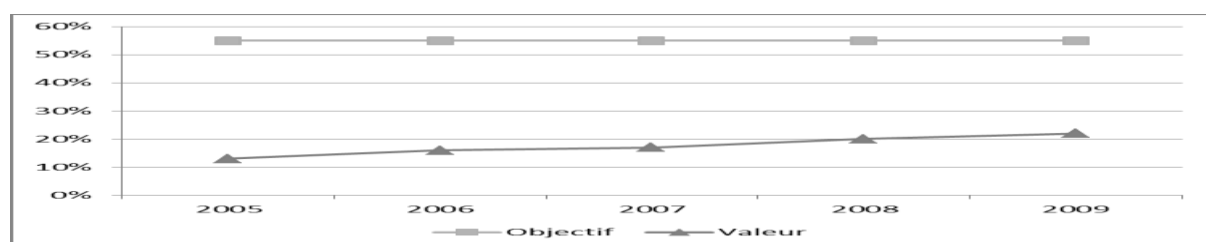
1.2.2.5. l'électrification

Pour rappel, le taux d'électrification des ménages est en moyenne de 33 % (77 % en zone urbaine et 16 % en zone rurale). Dès 2000, l'ASER a investi 54 milliards de FCFA (80 M€), ce qui a permis de porter le taux d'électrification rurale de 6 % en 2000 à près de 16 % aujourd'hui.

À l'instar des autres pays d'Afrique subsaharienne, le niveau d'électrification au Sénégal reste faible, et se caractérise par une disparité entre zone urbaine et zone rurale. L'objectif des pouvoirs publics est d'augmenter significativement le taux d'accès à l'électricité des populations, en particulier le porter à 62% à l'horizon 2022.

Sur la base de son cahier des charges, SENELEC est tenu à des obligations d'électrification à l'intérieur de son périmètre. En dehors de cet espace prédéfini, la promotion du développement de l'accès des populations rurales à l'électricité est dévolue à l'Agence sénégalaise d'électrification. Le cahier des charges de la SENELEC fait obligation à celle-ci de raccorder un nombre minimal de nouveaux abonnés domestiques au réseau. Fixées par localités urbaines et rurales du périmètre de SENELEC, ces obligations visent à augmenter la clientèle domestique en milieu urbain et en milieu rural. Les évolutions du taux d'électrification au Sénégal sont présentées dans le graphique qui suit.

Graphique 28: Évolution du taux d'électrification rurale, 2005-2009



Source : Auteur à partir du rapport groupe 3 & UCSPE, juillet 2010

Pour accélérer le processus d'électrification, après avoir arrêté le périmètre de SENELEC, les autorités ont confié l'électrification du reste du Sénégal à l'Agence sénégalaise d'électrification rurale. La nouvelle politique est définie dans le Plan d'action sénégalais d'électrification rurale (PASER).

Deux modes opératoires sont retenus pour mettre en œuvre le PASER :

- Les programmes prioritaires d'électrification rurale (PPER). Chaque année, l'ASER définit les PPER à mettre en œuvre, avec pour objectif la couverture progressive du territoire. Après avoir sélectionné un bureau d'analyse par appels d'offres internationales, l'ASER détermine pour un périmètre ou une concession, les taux de desserte des marchés d'électrification rurale en rapport avec les options technologiques possibles. Les PPER sont mis en œuvre par des opérateurs privés concessionnaires, sélectionnés par appels d'offres lancés par l'ASER et instruits par la Commission de régulation du secteur de l'électricité.
- Les projets d'électrification rurale d'initiative locale (ERIL). Ces projets plus petits sont complémentaires des PPER. Il s'agit surtout d'autoriser un modèle de vente de services par une gestion communautaire (collectivités locales, ONG, groupement d'usagers), là où il n'est pas prévu l'attribution de concessions dans un avenir proche. Lorsqu'un opérateur est attributaire d'une concession où préexistaient des projets ERIL, des accords devront être trouvés entre l'opérateur et les porteurs des projets ERIL, sous l'égide de la Commission de régulation du secteur de l'électricité.

De ce qui précède portant sur l'importance accordée aux politiques d'accès à l'électricité, il ressort toute l'utilité de l'électricité dans les modes de vie des populations.

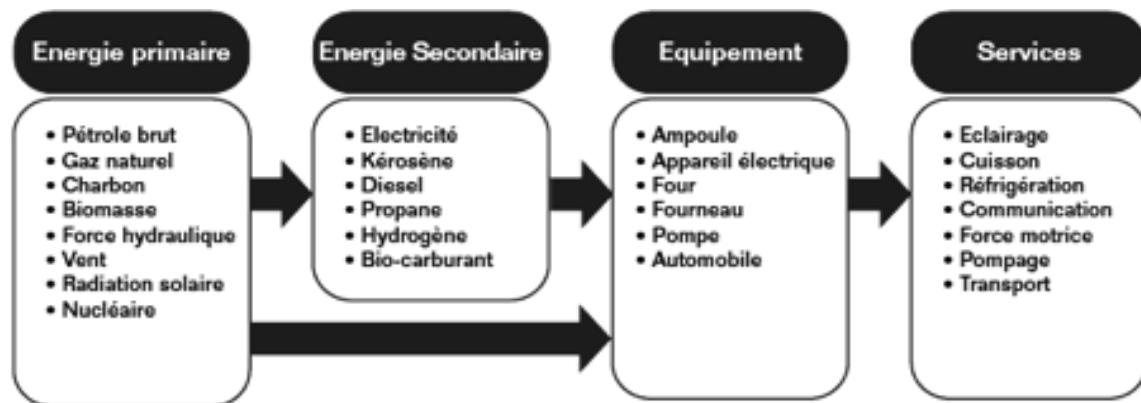
Par conséquent la notion de service énergétique (Encadré 1) et de chaîne énergétique (Figure 1) mérite une attention.

Encadré 2 : Définition de la notion de service énergétique

La notion de services énergétiques (ou énergie utile) est utilisée pour décrire les usages finaux que l'apport d'énergie permet. Ces services représentent le dernier maillon de la « chaîne énergétique » schématisée ci-dessous. Cette notion considère la fourniture du service final et la satisfaction des besoins humains, plutôt que la source d'énergie ou les technologies de production, de transport et de distribution utilisées.

Source : UEMOA-CEDEAO, Livre blanc pour une Politique régionale sur l'accès au Service Énergétiques, janvier 2006

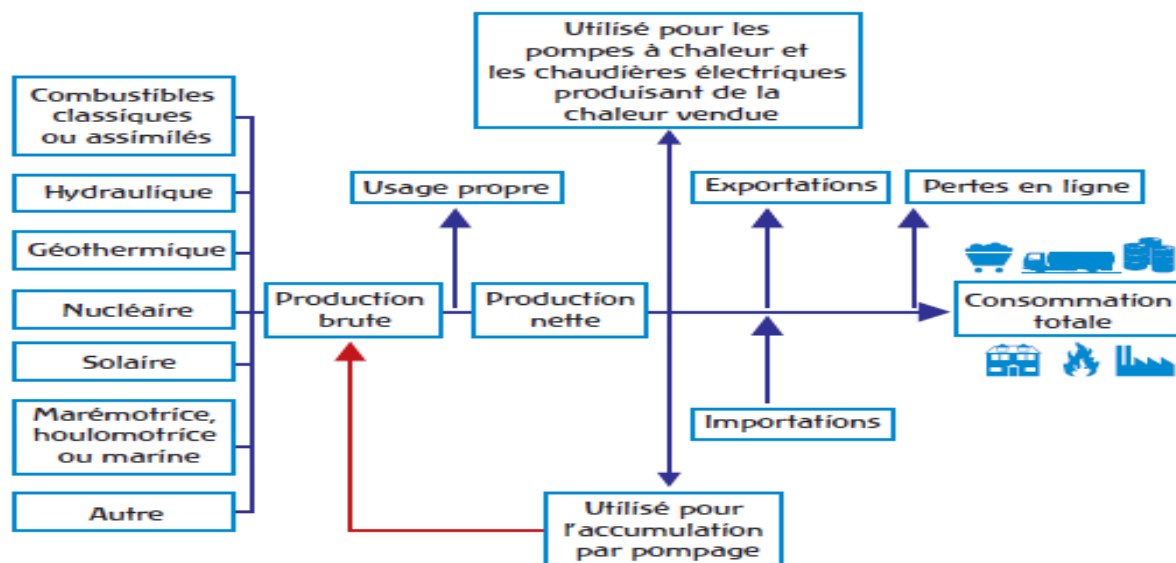
Figure 1 : Chaîne énergétique



Source : UEMOA-CEDEAO, *Livre blanc pour une Politique régionale sur l'accès aux Services Énergétiques*, janvier 2006

La figure 2 représente le flux de l'électricité depuis sa production jusqu'à sa consommation. Il a été délibérément simplifié pour donner un aperçu global de la chaîne d'approvisionnement. La production, le commerce et la consommation sont les principaux éléments nécessaires pour avoir une vue d'ensemble du flux de l'électricité dans un pays. Le niveau de détail des informations recueillies dépend de l'usage auquel elles sont destinées.

Figure 2 : Schéma simplifié du flux d'électricité



Source : F. Moreau (2006) : *Dynamiques Industrielles et Stratégies concurrentielles 1*, CNAM, juillet, p 9

Les centrales produisent de l'électricité primaire ou secondaire. La quantité totale d'électricité produite est appelée « production brute d'électricité ». Les centrales consomment une partie de l'électricité pour leur usage propre. La production nette d'électricité est obtenue en déduisant cette quantité de la production brute. Cette production nette est distribuée aux consommateurs finaux via les réseaux de transport et de distribution nationaux, ou transformée en chaleur dans des chaudières électriques ou des pompes à chaleur, ou encore stockée dans des réservoirs à accumulation par pompage.

L'électricité peut aussi être exportée vers un autre pays via les interconnexions des réseaux si elle est excédentaire, ou importée en cas de pénurie. Lors du transport et de la distribution, certaines pertes se produisent en raison des caractéristiques physiques du réseau et du système de production d'énergie (cf. graphique 30).

Section II. Profil du marché sénégalais d'énergie électrique

Les sociétés d'électricité dans la plupart des pays de l'Afrique subsaharienne avaient, en effet, fini de démontrer les limites du modèle du monopole public intégré verticalement. Plusieurs facteurs commandaient de sortir du statu quo institutionnel notamment l'incapacité à mettre en place les investissements nécessaires à l'élargissement de l'accès à l'électricité des populations, une gestion déficiente caractérisée par un niveau de pertes techniques et non techniques prohibitif, une qualité de service plutôt médiocre et des déficits financiers qui posaient, dans bien des cas, le problème de la continuité même de l'exploitation selon les règles de la comptabilité des sociétés.

Qu'en est-il de l'historique du marché d'énergie électrique et des caractéristiques et évolutions récentes au Sénégal.

II.1. Aperçu de l'histoire du marché sénégalais d'énergie électrique

Au Sénégal comme presque dans tous ces pays, des textes de loi et des décrets seront pris pour refondre le cadre légal et réglementaire dans le souci de clarifier les rôles des acteurs institutionnels. Ainsi, les principales missions du ministère en charge de l'énergie devaient, désormais, se limiter à la formulation des politiques, la planification et la programmation du développement du secteur plus particulièrement en milieu rural.

La régulation du secteur est confiée à un organe réputé autonome, voire indépendant, garant du respect par les parties des dispositions contractuelles, notamment en ce qui concerne les principes tarifaires. La nouvelle organisation du marché et la définition d'une nouvelle structure de l'industrie, d'une part, et le désengagement de l'État en vue d'un plus grand rôle du secteur privé, d'autre part, apparaissent comme les lignes directrices des réformes.

Nous présentons ici d'abord l'organisation du secteur de l'électricité en termes d'institutions et de politiques, ensuite la régulation du secteur puis nous revenons sur la nomenclature et l'état des entreprises du secteur.

Par ailleurs et enfin, la définition et les caractéristiques de l'électricité en tant que bien sont rappelées ainsi que ses principes élémentaires.

II.1.1. Organisation du secteur de l'électricité : institutions et politiques

Différentes institutions interviennent dans le secteur de l'électricité. Les rôles et responsabilités des institutions intervenant dans le secteur sont définis par la loi.

Deux lois sur le secteur électrique ont été votées en 1998 par l'Assemblée Nationale : loi sur l'ouverture du capital de SENELEC (janvier 1998) et loi d'orientation du secteur électrique (mars 1998) amendée en 2002.

La loi de privatisation de SENELEC prévoit que l'État détiendra au plus 41% des actions de SENELEC, les employés 10% et pour les 49% restant 33,3% au moins seront cédés à un opérateur privé. La privatisation de SENELEC a été lancée deux fois (1999 et 2001), mais a échoué.

La loi d'orientation du secteur électrique prévoit d'ouvrir progressivement à la concurrence la production, la distribution et la vente. Dans sa nouvelle forme, elle permet à la SENELEC de continuer à investir en production, en concurrence toutefois avec des opérateurs indépendants (sa forme initiale stipulait que toute nouvelle centrale serait construite par des producteurs indépendants et interdisait ainsi à SENELEC d'accroître sa capacité de production). SENELEC garde le monopole de la distribution dans ses réseaux de distribution existants²⁴.

Le ministère de l'énergie prépare et met en œuvre la politique énergétique du pays et assure la tutelle des entreprises énergétiques nationales, parapubliques ou d'économie mixte. Le Ministère de l'Économie et des Finances joue un rôle important dans le financement des investissements et les modifications du système des prix.

Jusqu'en 1998 le secteur de l'énergie était régulé par un organisme unique : la Commission Nationale de l'Énergie (CNE). Depuis la libéralisation du secteur, deux organismes sont en charge de la régulation sous la tutelle du Ministère de l'énergie : le Comité National des Hydrocarbures (CNH) et la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE).

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE), autorité indépendante, est chargée de la régulation des activités de production, transport et distribution de l'électricité. Elle dispose également d'attributions consultatives au profit du Ministre chargé de l'Énergie et d'attributions en matière de décisions individuelles sur lesquelles nous reviendrons plus loin.

²⁴ Enerdata sa. (2009). *Le marché de l'énergie au Sénégal*, Paris

Une Agence Sénégalaise pour l'Électrification Rurale (ASER) a également été créée pour promouvoir et financer l'électrification rurale. Le programme de l'ASER est basé sur la mise en concession du territoire national à des opérateurs privés qui assureront l'exploitation et l'aménagement du territoire.

Un vaste programme d'électrification rurale a été lancé en mai 2003 avec l'objectif d'augmenter le taux d'électrification rurale à 60% à l'horizon 2020. Le développement des capacités hydroélectriques du Sénégal est confié à l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS) qui réunit les quatre pays riverains (Mali, Mauritanie, Guinée et Sénégal). La mise en valeur du fleuve Gambie est confiée quant à elle à une autre organisation multinationale, l'OMVG).

II.1.2. La régulation du Secteur : la CRSE entre le marteau des droits du consommateur et l'enclume des obligations du concessionnaire

Au Sénégal, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) est une autorité indépendante chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.

Elle dispose également d'attributions consultatives au profit du ministre chargé de l'Énergie. Elle constitue un élément essentiel dans le dispositif de sécurisation des investissements dans le secteur de l'électricité.

La Commission vise la réalisation des objectifs suivants :

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité
- assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité, en leur permettant de dégager un taux de rentabilité normal de leurs investissements

- promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique
- refléter les préoccupations sociales en veillant à la préservation des intérêts des consommateurs, et en assurant la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique.

Dans le cadre de sa mission de régulation, la Commission dispose d'attributions consultatives et d'attributions décisionnelles répertoriées dans le tableau qui suit.

Tableau 1: Attributions consultatives et d'attributions décisionnelles de la CRSE

Les Attributions Consultatives	Conseiller le Ministre chargé de l'Énergie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité
	Proposer au Ministre chargé de l'Énergie des arrêtés concernant notamment : les droits et obligations des entreprises, l'accès des tiers au réseau et les relations des entreprises avec leurs clients
	À ce titre, elle contribue à la définition des stratégies nationales liées au secteur de l'électricité
Les Attributions en matière de décisions individuelles	Instruire les demandes de licence ou de concession
	Veiller au respect des termes des licences et des concessions.
	Apporter toute modification d'ordre général aux licences, aux concessions ou à leur cahier des charges
	Assurer le respect des normes techniques
	Assurer le respect de la concurrence dans le secteur
	Déterminer la structure et la composition des tarifs
	Appliquer, le cas échéant, des sanctions aux opérateurs pour manquements à leurs obligations.

Source : Auteur à partir des informations sur le rôle de la CRSE (crse.sn), 2012

La Commission dispose de larges pouvoirs d'investigation sur les activités du secteur. Ses décisions ainsi que ses avis et recommandations sont publiés au Bulletin officiel de la Commission. Les décisions de la Commission peuvent faire l'objet de recours juridictionnel en annulation.

La Commission assure le contrôle de l'exécution des contrats de concession ou de licence des opérateurs du secteur afin de veiller, d'une part, au respect de leurs obligations contractuelles et, d'autre part, à la préservation des intérêts des consommateurs. Elle vise également à assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité.

II.1.3. Nomenclature et état des entreprises du secteur

L'exercice de toute activité dans le domaine de la production, de la distribution et de la vente d'électricité au Sénégal, requiert au préalable l'obtention, selon les modalités fixées par décret :

- d'une licence pour la production et la vente.
- d'une concession pour le transport et la distribution

La Société Nationale d'Électricité (SENELEC) est la compagnie nationale de production, transport et distribution. Le Gouvernement a décidé de relancer sa privatisation et de scinder ses activités de production, de transport et de distribution d'ici fin 2010. (Ce qui ne s'est pas fait).

En effet, malgré deux tentatives, la compagnie n'est toujours pas privatisée. L'État a tout d'abord vendu (avril 1999) 34% du capital de la société à un consortium associant Hydro-Quebec et Elyo et a demandé une résiliation à l'amiable en septembre 2000 du fait de la persistance des délestages.

Il a ensuite lancé en 2001 un appel d'offres portant sur la vente de 51% du capital qui a échoué : le groupe Vivendi-Environnement qui avait remporté cet appel d'offres n'avait pas assez de fonds pour financer le coût de

l'investissement et le groupe AES Frontier Ltd, classé deuxième, refuse de revoir son offre à la hausse.

Donc en tant qu'opérateur historique du secteur de l'électricité au Sénégal qui détient le monopole du transport sur l'ensemble du territoire, à l'exception du réseau interconnecté de Manantali, SENELEC exploite un parc de production et est liée par des contrats d'achat d'électricité signés avec des producteurs indépendants pour une période de 15 ans (GTI, Manantali et quelques industries sénégalaises autoproductrices).

Elle détient également le monopole de la distribution sur son périmètre de concession. Son contrat de concession avec l'État du Sénégal est entré en vigueur le 31 mars 1999.

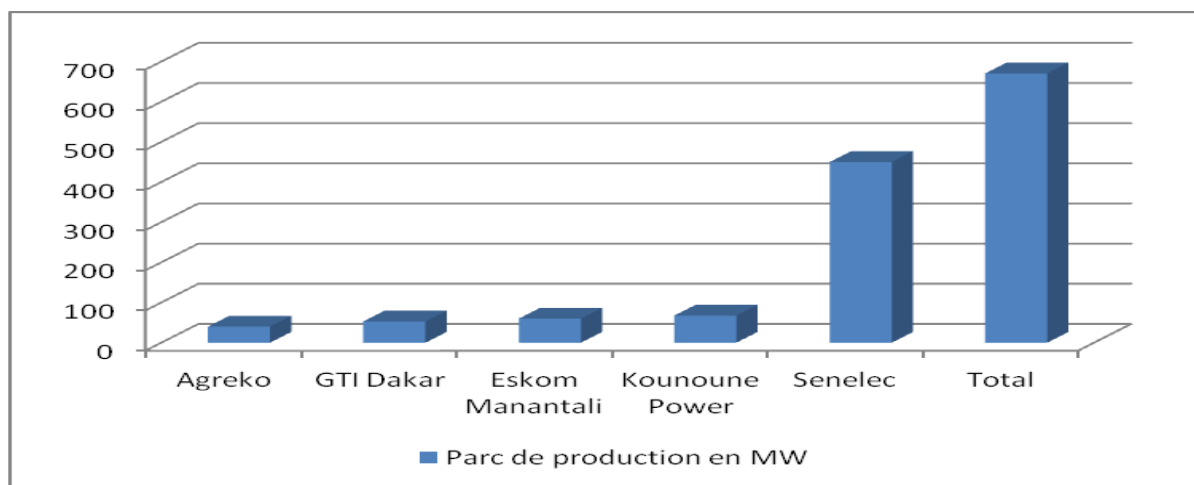
Aussi, d'autres opérateurs interviennent dans le secteur :

- GTI Dakar, producteur indépendant privé, qui détient une centrale à cycles combinés de 53 MW composés d'une turbine à gaz (TAG) de 37 MW et d'une turbine à vapeur (TAV) de 16 MW, a signé en 1996 un contrat de fourniture exclusif d'énergie électrique d'une durée de quinze années avec la SENELEC.
- Eskom-Manantali, filiale d'Eskom Afrique du Sud et exploitant du barrage multinational de Manantali, a signé un contrat avec la Société de Gestion de l'Énergie de Manantali (SOGEM), pour l'exploitation et la gestion des ouvrages électriques de l'Organisation de Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS) partagé avec la Mauritanie et le Mali et dont le Sénégal a droit à 33% de la capacité des ouvrages. Ces ouvrages sont composés d'une centrale de 5 groupes de 40 MW chacun et d'un réseau de transport d'une longueur totale de 1683 km. La mise en eau de la centrale a eu lieu le 20 juillet 2001 et les trois capitales des pays membres de l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS), à savoir Bamako, Dakar et Nouakchott, ont été alimentées respectivement le 3 février 2002, le 19 juillet 2002, et le 15 novembre 2002.

- Kounoune Power, qui a signé un contrat d'approvisionnement d'une durée de quinze ans à partir d'une centrale diesel de 67,5 MW;
- Aggreko, qui exploite une centrale temporaire de 40 MW mise en service en 2005 sur le site de Cap des Biches.
- L'Office National d'Électricité (ONE) du Maroc est l'opérateur retenu pour le développement de l'exploitation de la première concession d'électrification rurale située dans les zones de Danaga, Podor et Saint--Louis.

Au total et comme l'indique le graphique ci-dessous, SENELEC représente 70% de la production, GTI Dakar et Kounoune Power 17% et Eskom-Manantali 10%.

Graphique 29: Part des différentes sources d'approvisionnement de SENELEC (2010)



Source : Auteur à partir des données d'Enerdata SA, 2010

La part de la production indépendante occupe 27% de la capacité totale installée. L'achat d'énergie de SENELEC provenant des autoproducteurs (ICS, Suneor ex SONACOS) est de 0,2 GWh (très négligeable). Donc la puissance installée en 2008 est indiquée dans le tableau suivant :

Tableau 2 : la puissance installée en 2008

La puissance totale installée du parc de production est de :	634,9 MW
Mais différentes contraintes dont la vieillisse de certains équipements fait que la puissance assignée du parc de production est de :	548,7 MW
Cette puissance est répartie comme suit :	
Réseau interconnecté :	429,7 MW
Production propre de SENELEC :	293,8 MW
Centrales à vapeur :	76
Production Diesel	167,
Turbine à Gaz :	50
Production privée :	218,3 MW
Diesel temporaire :	40,8
Kounoune Power :	67,5
Hydroélectrique Manantali :	66
GTI :	52
Réseau non interconnecté :	47,2 MW
Les sites	
Bel-Air :	138, 20MW
Cap des Biches :	229, 1 MW
Sites régionaux :	49,6 MW
La production privée :	218,3 MW

Source : SENELEC octobre 2010

Comme le montre le tableau ci-dessus, en matière d'électricité, la SENELEC dispose d'un parc de production avec une puissance totale installée de 550 MW. En raison de contraintes (vieillissement de certains équipements, incidents d'exploitation, faiblesses du cadre de gestion, etc.), la puissance disponible n'est que de 400 à 410 MW en septembre 2010 (sous-utilisation des capacités de production).

Quant à la demande, elle est estimée à 450 MW en septembre 2010. À cela s'ajoute une tarification peu compétitive, des contraintes liées à l'approvisionnement en combustibles, des difficultés persistantes de trésorerie, et l'impact de la variation des coûts des intrants sur la production et la distribution de l'électricité sur les finances publiques. Pour desserrer ces contraintes, le gouvernement a adopté en 2008 une lettre de Politique de développement du secteur de l'Énergie (LDPSE), dont l'axe majeur est la diversification énergétique basée sur un recours aux énergies renouvelables et les biocarburants, l'hydroélectricité tant au niveau national que régional. À plus long terme, la stratégie sénégalaise tend à une libéralisation du secteur électrique, via la séparation progressive des activités de production de celles de transport et de distribution. En décembre 1999 il y a eu mise en place d'un système d'échange d'énergie électrique régional, le « West Africa Power Pool ».

Un schéma directeur de développement des moyens de production d'énergie et d'interconnexion des réseaux électriques existe aujourd'hui. Son objectif est de multiplier par quatre la capacité d'interconnexion entre les États membres sur la période 2005-2020, en s'appuyant sur :

- des projets hydroélectriques dans le cadre de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS), dont font partie le Mali, la Mauritanie et le Sénégal, et de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG) dont sont membres la Gambie, la Guinée, la Guinée-Bissau et le Sénégal : ouvrages sur les sites de Félou et Gouina (respectivement 75 MW et 100 MW) et Sambangalou (potentiel de 80 MW à confirmer).
- d'autres Projets régionaux (CEDEAO, UEMOA, ...) : les potentiels des pays membres des ensembles CEDEAO et UEMOA pourront être mis en commun dans le cadre de différents projets d'interconnexion, respectivement le « Programme énergétique communautaire » et le « West Africa Power Pool »²⁵.

Au regard de la taille des systèmes électriques, mais aussi du caractère conflictuel des objectifs de libéralisation et de privatisation inscrits dans

²⁵ Antoine, B., Renaud, E. (2007). *Maîtrise de l'Énergie : Institutions et Développement, Version provisoire*

l'agenda des discussions avec les institutions de Bretton Woods, les schémas d'organisation comportant la désintégration de l'industrie («unbundling»), encore moins ceux mettant en avant la concurrence sur le marché de gros n'ont pu être « vendus » aux gouvernements.

Au demeurant, la complexité des schémas proposés n'était pas pour faciliter l'adhésion des dirigeants. Il faut constater que nombre de ces derniers paraissaient peu ouverts aux réformes et semblaient pris en étau entre la pression des bailleurs de fonds et les craintes nourries par les populations quant à l'impact des politiques d'inspiration néo-libérale sur les prix, sur l'emploi et sur le développement de l'accès.

C'est fort de cela que des mécanismes de suivi de politique énergétique aient été mis en œuvre. Le tableau ci-dessous présente le libellé et les indicateurs sur la politique énergétique pour le sous-secteur électricité.

Tableau 3 : Indicateurs de suivi de politique (secteur électricité)²⁶

Libellé	Indicateur proposé
Garantir l'approvisionnement du pays dans les meilleures conditions de fiabilité et de sécurité au moindre coût possible	Énergie électrique non fournie Prix du kWh (à prix constant)
En raison de l'état de dégradation de l'outil de production	Rendement des centrales Taux de disponibilité
La résolution du problème du financement apparaît cruciale	Volume des investissements réalisés (production/réseau/autres - public/privé)
Une plus grande diversité des technologies utilisées	Part de la production par type (thermique, diesel, gaz, déchets, hydroélectriques, solaire...)
Sur les dix (10) prochaines années, le montant total des investissements de production, transport et distribution de SENELEC et des producteurs indépendants est estimé à près de 326 milliards FCFA.	Montant des investissements SENELEC / production indépendante
Le Gouvernement entend doubler le taux d'électrification rurale pour le porter de 8 % actuellement à 15 % en 2005 (62 % en 2022)	Taux d'électrification (national, rural, urbain) L'électrification de l'ensemble des chefs-lieux de Communauté Rurale (2005) Part des chefs-lieux de CR non électrifiés
Un nombre d'abonnés additionnel de 71 000, dont 18 000 par systèmes photovoltaïques familiaux	Nombre d'abonnés en milieu rural par mode d'électrification
Infrastructures villageoises (porter le taux d'électrification rurale de 8% en 2000 à 30% en 2015)	Taux d'électrification des ménages ruraux Nombre d'écoles électrifiées en milieu rural Nombre de postes de santé électrifiés en milieu rural Montant des investissements énergétiques dans les infrastructures communautaires
Améliore l'accès aux services énergétiques visant le développement économique et humain	Nombre de moulins et de plateformes multifonctionnelles installés Nombre de boutiques énergie installées Nombre de PREMS mis en œuvre Nombre de ménages ruraux disposant d'une bonbonne de gaz butane Montant des investissements énergétiques en milieu rural

Source : SIE Sénégal 2007

²⁶ Indicateurs de suivi de la politique énergétique et des mesures nouvelles de réforme (LPDSE 2003) et du DSRP

Mais revenons un peu sur la notion et les caractéristiques de l'électricité en tant que bien.

II.1.4. L'électricité : définition et caractéristiques du bien

L'électricité est un vecteur d'énergie qui connaît une multitude d'applications. Elle est utilisée dans quasi tous les types d'activité humaine, de la production industrielle à l'usage ménager, en passant par l'agriculture et le commerce, pour faire fonctionner les machines, pour l'éclairage et le chauffage.

Les premières analyses portant sur le phénomène électrique ont été menées au début du XVII^e siècle et se poursuivent de nos jours. L'usage industriel de l'électricité remonte à 1879, lorsque Thomas Alva Edison a inventé l'ampoule et l'a présentée au public. Depuis lors, l'utilisation de l'électricité n'a fait que croître et gagner en importance dans la vie de tous les jours.

L'électricité est produite sous forme d'énergie primaire et secondaire. L'électricité primaire s'obtient à partir de sources naturelles telles que l'énergie hydraulique, éolienne, solaire, marémotrice et houlomotrice. L'électricité secondaire est générée à partir de la chaleur résultant de la fission des combustibles nucléaires, de la chaleur géothermique et solaire, et en brûlant des combustibles primaires classiques et assimilés, tels que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, les énergies renouvelables et les déchets. Une fois produite, l'électricité est distribuée aux consommateurs finaux via des réseaux de transport et de distribution nationaux ou internationaux²⁷.

II.1.5. Rappel des principes élémentaires

L'électricité est une production non stockable et à ce titre sa gestion ne peut pas répondre à la logique d'un produit corporel. Quand une production est non stockable, l'offre doit correspondre précisément et en temps réel au niveau de la demande : l'électricité qui sert à éclairer la lampe

²⁷ OCDE/AIE., EUROSTA. (2005). Manuel sur les statistiques de l'énergie, *STEDI*, PP 209

de votre salon à un instant donné vient tout juste d'être produite quelque part (...).

Par ailleurs, il n'existe pas d'élasticité de la demande par rapport au prix. Notre consommation d'électricité correspond majoritairement à des besoins nommés. On ne consommera pas deux fois plus d'électricité si le prix baisse. Enfin, le marché d'électricité répond à une demande fluctuante selon les heures de la journée. Il est de surcroît marqué par une forte saisonnalité

Partant de ces invariants, la production d'électricité mobilise des moyens de production diversifiés. D'abord des moyens de production de base destinés à satisfaire la demande courante. Une centrale à gaz coûte moins cher à construire qu'une centrale nucléaire, mais ses coûts de production variables (personnel, entretien, maintenance et carburant pour faire tourner les turbines) sont plus élevés.

Chaque fois que le gaz et le pétrole augmentent, le poids des charges variables de ces outils augmente. Leur impact sur le coût de production variable est parfois très spectaculaire. Le doublement des prix du baril de pétrole a alourdi notre facture et cette menace est durable sur des marchés volatils.

Plus la demande augmente, plus l'offre d'électricité doit augmenter, elle aussi, sous peine de coupure de courant. Mais, comme nous l'avons dit, les sources de production sont multiples.

La règle retenue dans ce domaine s'inspire d'un principe économique élémentaire : les sources de production sont appelées en fonction de leur mérite économique.

Tout le monde comprendra que la mise en route d'une centrale hydroélectrique « au fil de l'eau » mobilise la seule ressource de l'eau et celle-ci coûte moins cher que le démarrage d'une centrale électrique alimentée par du fuel ou du gaz. Il suffit de profiter du courant, ou à défaut lâcher un barrage pour produire de l'électricité.

Dans ce cas, le coût marginal est presque nul, à l'exception du salaire des employés qui sont en service le jour de mise en route et de quelques charges subordonnées au fonctionnement de toutes les structures de production.

Encadré 3 : Pénuries !

Quand la production d'un produit corporel est insuffisante pour répondre à la demande du marché, on puise dans les stocks, souvent sans conséquences pour les prix. De nombreux marchés répondent à cette logique, à commencer par ceux des produits alimentaires. Dans le cas du marché de l'électricité, le manque de production disponible se traduit invariablement par ce que les professionnels appellent des « délestages », c'est-à-dire, en clair, des coupures.

C'est ce qui s'était produit au mois de décembre 2009, en plein hiver, quand le réseau RTE (filiale d'EDF) avait volontairement interrompu la fourniture d'électricité à des millions de foyers en région Provence, Alpes, Côte d'Azur. Le jeudi 17 décembre 2009, le journal Le Monde avertissait en première page : « le froid pourrait provoquer une pénurie d'électricité. » En région PACA, considérée avec la Bretagne comme une péninsule électrique, les ménages ont été encouragés à installer des chauffages électriques au cours des trente dernières années. Les autorités publiques comme EDF plaidaient à l'époque que, grâce au nucléaire, l'électricité était devenue une source d'énergie pas coûteuse ! Nous reviendrons sur les défaillances du grand électricien français notamment sur les avaries survenues dans le parc des centrales nucléaires.

Source : Pascal PERRI (2011)

II.2. Caractéristiques historiques et évolutions récentes du marché de l'électricité

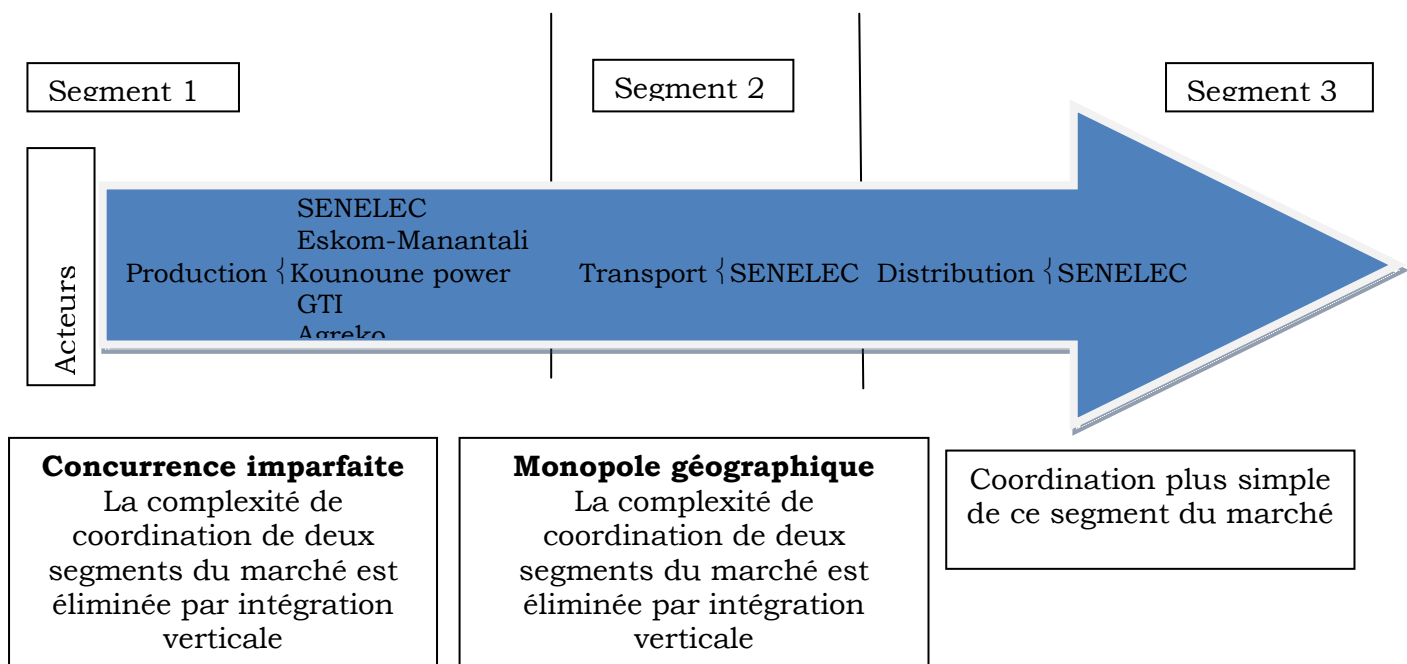
Avec 100 milliards injectés par l'État pour maintenir les prix de l'électricité, le coût de production du kWh élevé de 150 FCFA est vendu à 110 FCFA, en même temps en revanche, il est acheté au barrage de Diamant à 28 FCFA, mais avec aucune perspective de réduction dans le court terme (ministère de l'Énergie 2013).

Cette situation présente (évolutions récentes) trouve le mal dans les racines des caractéristiques historiques du secteur.

II.2.1 Caractéristiques historiques

Commençons par le commencement : au Sénégal, 92 % de l'électricité produite provient de centrales majoritairement thermiques et de centrales à gaz et 8 % d'origine hydraulique. Le graphique ci-dessous renseigne sur le modèle traditionnel d'organisation du marché électrique depuis sa production jusqu'à la distribution.

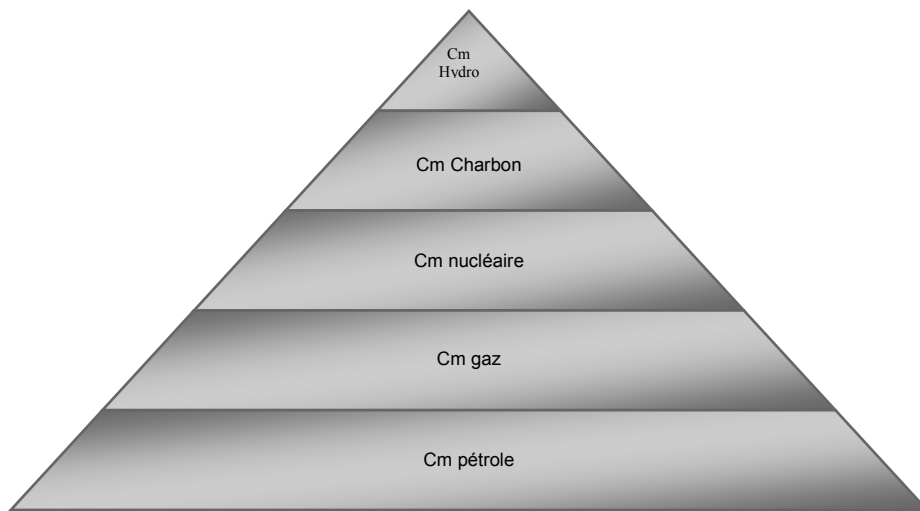
Figure 3 : Le modèle traditionnel d'organisation du marché électrique : Économie d'échelle et de gamme



Source : Auteur à partir du modèle de pascal PERRI (2011), p 66

Ce modèle d'économie d'échelle ou de gamme suppose une maîtrise de politique des coûts. Le graphique ci-dessous nous informe sur le coût marginal d'un mégawatheure supporté par SENELEC sur les différentes sources de production d'électricité.

Figure 4 : Pyramide de Coût marginal pour un 1 mégawatheure



Source : Auteur à partir du modèle de Pascal PERRI (2011)

À partir de ce graphique, il est possible de retenir que le Cm du pétrole reste le plus élevé par contre celui de l'hydroélectricité est le plus bas. Le gaz et le Nucléaire ont un coût marginal intermédiaire. C'est dire que l'hydroélectricité coûterait à SENELEC moins cher pour produire de l'électricité contrairement au pétrole qui constitue aujourd'hui la source principale de production d'électricité de SENELEC.

II.2.2. Évolutions récentes

De nos jours, le secteur de l'électricité du Sénégal est confronté à trois défis majeurs :

- mobiliser des investissements très importants pour assurer le développement, le renouvellement et la maintenance des installations.
- Améliorer la qualité du service de l'électricité dans un contexte de forte croissance de la demande.
- Accroître de manière significative le taux d'électrification, notamment dans les zones périurbaines et en zone rurale.

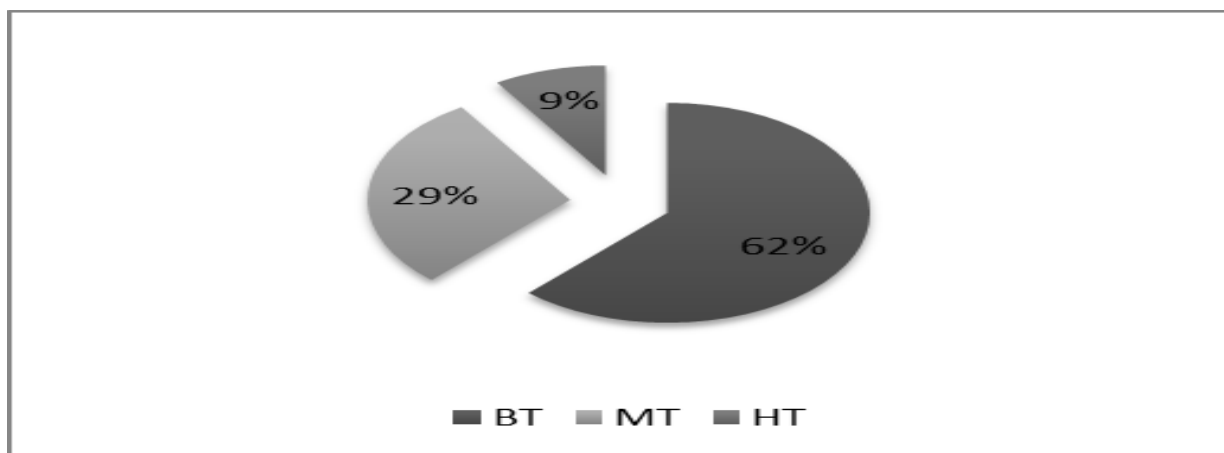
C'est pourquoi les pouvoirs publics ont mis en place un cadre législatif et réglementaire qui a introduit des innovations majeures concernant la structure de l'industrie, le cadre institutionnel et les modalités de régulation des activités du secteur.

En plus des activités de productions que nous avons largement étudiées dans la section précédente nous analyserons les évolutions récentes en s'appesantissant le plus sur le transport et la distribution.

II.2.2.1. Le transport et la distribution

Le réseau de transport sert de support aux échanges d'énergie électrique entre les différentes régions du pays et à l'alimentation des grandes entreprises industrielles. Communément appelé réseau interconnecté (RI), il est concentré dans la zone ouest du pays, principalement dans la région de Dakar qui représente la plus grande part de la consommation d'énergie. Le réseau interconnecté de SENELEC reçoit depuis le 15 juillet 2002, de l'énergie électrique en 225 kV en provenance de la centrale de Manantali, à travers le système ouest. À l'exception de cette ligne, le transport électrique se fait par le biais d'un réseau de lignes 90 kV et de lignes 30kV, couplées à des postes de transformation HT/MT.

Graphique 30: Répartition de la consommation par niveau de tension



Source : Auteur à partir des données du SIE Sénégal 2007

Pour les lignes moyenne tension (MT), elles jouent un grand rôle dans l'alimentation des grandes villes du pays, et relient les centrales de Saint Louis et de Kahone au réseau interconnecté. Ainsi les centres de consommations de Diourbel, Kaolack, Fatick et M'Bour sont alimentés en 30 kV à partir de Thiona, et la ville de Louga à partir de la centrale de Saint Louis et du poste de Sakal.

Concernant la distribution, SENELEC dessert sa clientèle à travers deux systèmes : un réseau de moyenne tension de distribution (30 kV et 6,6 kV) et un réseau de basse tension de 380V/220V et 220V/127V. À l'exception du réseau interconnecté, le réseau de distribution est composé de plusieurs réseaux isolés.

Les lignes de moyenne tension sont issues des postes de transformation du réseau de haute tension (90 kV). Les postes sources de transformation 90kV/30kV délivrent l'électricité moyenne tension à la ville de DAKAR, à sa région, et à toutes les régions exceptées celles de Ziguinchor, de Kolda et de Tambacounda qui sont alimentées par des centrales régionales et des centres secondaires.

La structure des lignes de 30kv est longue de 406 km. Les lignes sont soit souterraines, soit aériennes. Dans le second cas, elles s'appuient sur des poutrelles en acier, des poteaux en bois et des poteaux en acier de 6,6 kV le tout et long de 331 km. Donc l'ensemble des lignes 30kV et 6,6kV fait 737 km.

Pour le réseau de distribution basse tension, la longueur du réseau de distribution était de 3998,3 km à la fin de l'année 2003 répartie ainsi dans le tableau suivant :

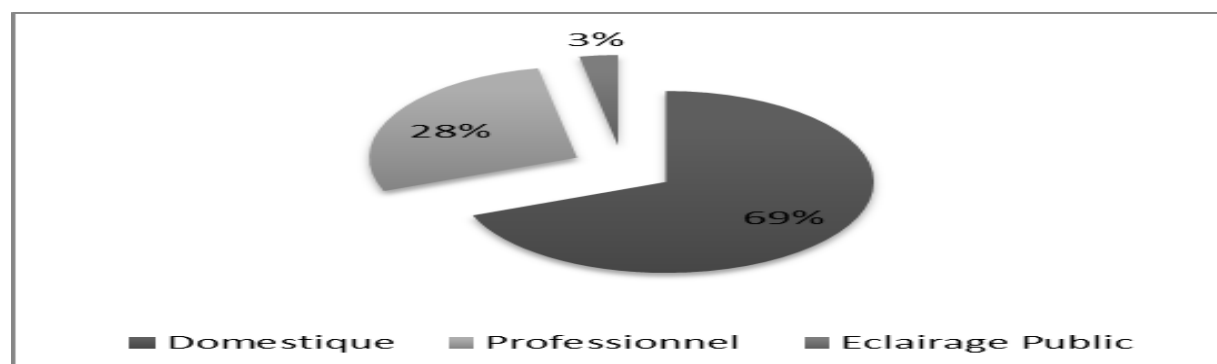
Tableau 4 : Réseau de distribution basse tension

Réseau de distribution basse tension 3998,3 km	457 km de réseau nu.
	3264 km de réseau pré assemblé.
	277 km de réseau souterrain.

Source : SENELEC, 2011

La distribution en basse tension aux consommateurs finaux est assurée en 380/220 V et 220/127 V. La tension 220/127 V qui assurait auparavant l'alimentation des clients est en cours de remplacement par la tension (380 / 220 V).

Graphique 31: Répartition des consommations BT par type



Source : Auteur à partir des données du SIE Sénégal, 2007

La consommation moyenne par client domestique basse tension n'est de 1438 kWh soit 144 kWh par personne.

La densification de la distribution et du transport de l'électricité révèle dans le tableau ci-dessous le nombre d'abonnés desservis par SENELC comparée aux entreprises françaises.

Tableau 5 : Nombre d'abonnés de SENELEC comparé à ceux des entreprises françaises qui partagent le marché

Sociétés d'électricité	Nombre d'abonnés
SENELEC	766 353
GDF/Suez	700 000
Direct énergie	500 000
Poweo	300 000

Source : Auteur d'après la SENELEC janvier 2011 et Pascal PERRI avril 2010

Il ressort de ce tableau que le nombre d'abonnés pour SENELEC reste relativement plus élevé que ceux des entreprises françaises prises individuellement qui partagent le marché.

II.2.2.2 Analyses sectorielles des prix, de la tarification et de la facturation

Les opportunités et les menaces que développe l'analyse du profil du marché sénégalais d'énergie électrique conduit nécessairement à une analyse sectorielle des prix, de la tarification et de la facturation.

II.2.2.2.1. Les prix de l'électricité

Comme nous l'avons indiqué, la régulation des tarifs de l'électricité est du ressort de la CRSE. Elle fixe les tarifs selon le principe des prix plafonds. Les prix sont stables en 2010 par rapport à 2009.

À cette date, les prix moyens de l'électricité étaient de 130 FCFA/kWh (0,20 €/kWh) pour la basse tension, 115 FCFA/kWh (0,18 €/kWh) pour la moyenne tension et 70 FCFA/kWh (0,11 €/kWh) pour la haute tension (moyennes pointe et basse).

II.2.2.2.2. La tarification : la régulation des tarifs

La régulation des tarifs de l'électricité au Sénégal est du ressort de la Commission de Régulation du secteur de l'électricité. Elle a pour objectif de minimiser les tarifs appliqués aux consommateurs tout en respectant la viabilité financière de la SENELEC et la qualité de la fourniture. La régulation des tarifs est basée sur la méthode des plafonds de prix (« Price cap »). Les conditions de détermination de ces plafonds sont fixées sur une période de cinq années²⁸.

Pour cette période de cinq ans, les conditions tarifaires sont matérialisées par une formule de contrôle des revenus qui permet de déterminer chaque année, en fonction notamment de l'inflation et des ventes d'électricité, le montant maximum de revenu autorisé à la SENELEC. Les tarifs applicables pour l'année doivent ainsi respecter ce revenu maximum autorisé. Grâce à ce système, les risques sont répartis entre les consommateurs et la SENELEC durant la période de validité des conditions de fixation des tarifs. En effet, durant cette période, les consommateurs ne supportent que les surcoûts créés par des événements tels que l'inflation, sur lesquels la SENELEC n'a pas d'influence, alors que l'entreprise prend en charge les surcoûts résiduels.

À l'issue de cette période, un processus de révision de la formule tarifaire est conduit sous la direction de la Commission, en collaboration avec le Ministre chargé de l'Énergie et l'opérateur²⁹.

La régulation tarifaire fera l'objet d'une évaluation tant elle apparaît assez pénalisante particulièrement pour la SENELEC qui n'a pas la maîtrise de son programme d'investissement vue sous l'angle de la mobilisation à temps des financements. Or, le mode de régulation ignore cette réalité, lorsqu'il

²⁸ www.crse.sn

²⁹ www.crse.sn

s'agit d'appliquer les incitations contractuelles au titre de l'énergie non fournie.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité sera réorganisée et renforcée, particulièrement dans la perspective du dégroupage des activités de SENELEC et de la prise de participation majoritaire du secteur privé dans le capital des filiales Production et Distribution³⁰.

II.2.2.2.3. La Facturation : Percer le secret de votre facture

L'opérateur émet la première facture d'un nouvel abonné dans un délai de 3 mois au plus après le commencement de la fourniture de l'électricité. Il ne peut présenter plus de 2 factures estimées consécutives, et pas plus de 3 factures estimées, dans l'année et par client³¹.

Votre facture d'électricité comprend le prix de la matière première et les coûts d'acheminement. Vous est-il arrivé de pousser la curiosité jusqu'à lire votre facture ligne par ligne, au verso, sous la rubrique « votre facture en détail »³² ? « Comment lire votre facture » détaille que, environ 90 % du prix du kilowattheure sont consacrés au coût de production et d'acheminement.

Au demeurant et fort de ce qui précède sur la régulation des tarifs, le système de tarification de la SENELEC est déterminé. La SENELEC applique un système de tarif composé des catégories présentées dans le tableau qui suit :

³⁰ (LPDSE 2008)

³¹ SENELEC (2011)

³² Pascal PERRI (2011)

Tableau 6 : Tranches de consommation pour les usagers basse tension

Option tarifaire	1ère tranche	2ème tranche	3ème tranche
DPP ³³	De 0 à 150 kWh	De 151 à 250 kWh	Plus de 250 kWh
DMP ³⁴	De 0 à 50 kWh	De 51 à 300 kWh	Plus de 300 kWh
PPP ³⁵	De 0 à 50 kWh	De 51 à 500 kWh	Plus de 500 kWh
PMP ³⁶	De 0 à 100 kWh	De 101 à 500 kWh	Plus de 500 kWh

Source : SENELEC, 2011

Ce tableau de tranches de consommation qui catégorise les clients permet de déterminer les tarifs applicables. La grille tarifaire hors taxe aujourd'hui applicable aux différentes catégories de client est la suivante :

³³ Usage Domestique Petite Puissance (DPP) : pour les clients qui utilisent l'électricité pour les besoins domestiques et dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 6000 Watts (télévision, radio, appareil ménager, congélateur, réfrigérateur, éclairage, etc.)

³⁴ Usage Domestique Moyenne Puissance (DMP) : pour les clients qui utilisent l'électricité pour les besoins domestiques et dont la puissance souscrite est supérieure à 6000 Watts et inférieure à 17000 Watts.

³⁵ Usage Professionnel Petite Puissance (PPP) : pour les clients qui utilisent l'électricité pour les besoins professionnels ou autres que domestiques (commerce, usine, école, atelier, magasin, bureau, lieu de culte, etc.) et dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 6000 Watts

³⁶ Usage Professionnel Moyenne Puissance (PMP) :

Tableau 7 : Tranches et tarifs pour clients DPP, DMP, PPP et PMP

a) Fourniture d'électricité en Basse Tension

Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime Mensuelle en FCFA/kW	Fixe en
	1 ^{ère} Tranche	2 ^{ème} Tranche	3 ^{ème} Tranche		
Usage Domestique (UD)					
Domestique Petite Puissance DPP ³⁷	106,44	114,20	119.49		
Domestique Moyenne Puissance DMP ³⁸	112,96	115,10	122.78		
Usage Professionnel (UP)					
Professionnelle petite Puissance PPP ³⁹	151.59	152,45	161. 86		
Professionnelle Moyenne Puissance PMP ⁴⁰	152.72	153.40	163.57		
Usage Grande Puissance					
	Heures Hors Pointe	Heures de Pointe			
Domestique Grande Puissance DGP	95,47	133,65			961,56
Professionnelle Grande Puissance PGP	114,34	182,95			2884,68

³⁷ Usage Domestique Petite Puissance (DPP) : pour les clients qui utilisent l'électricité pour les besoins domestiques et dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 6000 Watts (télévision, radio, appareil ménager, congélateur, réfrigérateur, éclairage, etc.)

³⁸ Usage Domestique Moyenne Puissance (DMP) : pour les clients qui utilisent l'électricité pour les besoins domestiques et dont la puissance souscrite est supérieure à 6000 Watts et inférieure à 17000 Watts.

³⁹ Usage Professionnel Petite Puissance (PPP) : pour les clients qui utilisent l'électricité pour les besoins professionnels ou autres que domestiques (commerce, usine, école, atelier, magasin, bureau, lieu de culte, etc.) et dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 6000 Watts

⁴⁰ Usage Professionnel Moyenne Puissance (PMP) :

*Prépaiement (Woyofal)	Prix de l'énergie en FCFA/kWh	
Domestique Petite Puissance (DPP)	114 ,2	
Domestique Moyenne Puissance (DMP)	115,10	
Professionnelle Petite Puissance (PPP)	152,45	
Professionnelle Moyenne Puissance (PMP)	153,40	
Éclairage Public	131,29	3341,34

b) Fourniture d'électricité en Moyenne ou Haute Tension

Catégorie tarifaire	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime Mensuelle	Fixe
	Heures de Pointe	Hors	Heures de Pointe	FCFA/kW	e
Livraison en Moyenne Tension					
Tarif Courte Utilisation (TCU)	123,45		191,82	945,13	
Tarif Général (TG)	88,84		142,15	4022,80	
Tarif Longue Utilisation (TLU)	72,99		116,79	9709,65	
	Prix moyen en FCFA/kWh				
Tarif des concessionnaires d'électrification rurale	101,5				
Livraison en Haute Tension					
Tarif général	58,01		83,54	9855,45	
Tarif Secours	77,25		111,23	4 381,50	

*Structure Woyofal inchangée suite à l'impossibilité de modifier de logiciel de facturation

NB : Heures de Pointe : de 19h à 23 heures, Heures Hors pointe : de 0h à 19 heures et de 23 h à 24 heures, Tarif Prime Fixe : En Francs CFA par KW de puissance souscrite

Source : SENELEC 2011

Ce tableau répertorie les tarifs d'électricité hors taxes applicables à partir du 1er août 2009 suite à la décision n°2009-04 de la Commission de régulation du secteur de l'Électricité. Il donne en clair le niveau des tarifs au Sénégal.

À présent, comparons les tarifs d'électricité du Sénégal à ceux de la Côte d'Ivoire, du Mali et du Niger.

Tableau 8 : Comparaison de tarifs dans quelques pays de l'UEMOA

Pays	Taux d'électrification (%)	Populations (2011)	Tarif moyen par ménage (\$USc/kW)	Tarif social (\$USc/kWh)	PIB par capita (PPA, 2005)
Côte d'Ivoire	50	20 152 894	0,11	5	1580
Mali	25,41	15 839 538	18	10,4	963
Niger	13	16 068 994	14,9	13,2	642
Sénégal	54	12 767 556	0.22	0.20	1737

Source : Auteur à partir de SENELEC (Sénégal), WDI (PIB par capita (PPA, 2002) et <http://www.esmap.org> (Côte d'Ivoire, Mali et Niger)

Le prix de l'électricité au Sénégal coûte beaucoup plus cher à l'exception de la Côte d'Ivoire. Avec un taux d'électrification et un PIB par capita (PPA, 2005) en 2011 les plus élevés le Sénégal présente les tarifs électriques les plus élevés comparés au Mali et au Niger.

Théoriquement ces différenciations dans la fixation des prix entre les pays comme le montre le tableau ci-dessus devraient en réalité s'inspirer de l'exemple théorique de l'encadré 3 ci-dessous.

Encadré 4 : Exemple théorique

Sur le marché « libéré » de la chaussette, un des fabricants est aussi producteur de la laine en situation de monopole. Il est propriétaire de tous les moutons de France ! Le coût de production de la tonne de laine est de 200 euros. Ce fabricant/producteur revend de la laine à ses concurrents. Cette laine est non seulement l'objet d'un monopole, mais elle est en même temps indispensable dans la fabrication du produit fini destiné au public. Nul producteur sur le marché ne peut donc y échapper. Du coup, dans une logique bien naturelle de maximisation de ses profits, le fabricant de chaussettes en laine, producteur unique de laine, va vendre la matière première à ses concurrents non pas 200 euros, ce qui est pourtant son prix de cession interne, mais par exemple 300 euros, symbole du prix d'une laine de synthèse, identique en termes de qualité, mais plus cher à réaliser. En conséquence, la concurrence n'est pas possible et les consommateurs ont le choix entre des chaussettes grises et des chaussettes grises. Comme disait Henry Ford : « les consommateurs ont le choix de mes modèles, pourvu qu'ils veuillent une voiture noire. » Transposée au marché de l'électricité, cette petite fable du producteur de laine, marchand de chaussettes, montre que la vraie concurrence exige quelques prérequis, comme l'absence de barrières d'entrée au marché de la matière première. La situation actuelle empêche l'apparition sur le marché de nouveautés susceptibles d'améliorer l'offre, au moins sur le plan qualitatif. Nous ne sommes pas tous obligés de porter des chaussettes grises ! C'est pourtant ce qui se passe avec EDF.

Source : PASCAL PERRI : (2010) : « EDF : les dessous du Scandale », Éd. JC Lattes avril 2010 PP 74-75

Face à ces réels défis, les Enjeux et les perspectives du secteur font état d'un examen.

Section III. Enjeux et perspectives dans le secteur : l'électricité à la croisée des chemins

Il s'agira de voir d'abord les besoins en termes d'investissement ensuite la nécessité d'une intensification du développement des infrastructures.

III.1. Les besoins d'investissements en énergie électrique

Les besoins d'investissement en énergie électrique se déclinent en termes de capacité productive et en termes de projets.

III.1.1. En termes de capacité productive

La capacité totale du pays est de 700 MW (2009). L'hydraulique représente 10% de la capacité avec la mise en service de la centrale de Manantali, dont 66 MW représentent le quota du Sénégal (33% du total). Une centrale temporaire d'une puissance de 40 MW a été mise en service en 2005 sur le site de Cap des Biches pour faire face au déficit de production.

Quatre autres centrales ont été mises en service récemment : Cap des Biches en 2004, Bel Air (60 MW) et Kounoune I (67,5 MW) en 2007 et Kahone II (60 MW) en 2008. Ces centrales faisaient partie d'un programme d'investissement de 259 M€. Suite à la mise en service de Kahone II la centrale Kahone I (14 MW) a arrêté sa production en 2009.

La production d'électricité est de 2,2 TWh (2008). La SENELEC gère un réseau électrique composé d'un réseau général, de trois centres régionaux et de 23 centres secondaires isolés.

Le réseau de transport est composé de 500 km de lignes HT, 7600 km de lignes MT et de 6800 km de lignes BT. Une ligne de 225 kV Tobène-Touba-Kaloack a été mise en service en 2008 pour un coût de 18,5 milliards de FCFA (28 M€).

La première phase du programme d'électrification rurale ERSN qui s'est déroulée sur la période 2005-2009 a permis l'électrification des villages de Kolda, Kaolack et Sédhiou.

III.1.2. En termes de projets

Le Sénégal souffre d'un manque de capacité électrique. La SENELEC prévoit un triplement de la demande d'électricité d'ici 2018 ; le développement de nouvelles capacités est donc primordial. Le gouvernement

prévoyait la fin des coupures d'électricité à l'horizon 2012 avec une capacité de 1000 MW.

L'OMVS a identifié une quinzaine de sites hydroélectriques, représentant un potentiel de 1400 MW. Trois centrales sont en projet sur le fleuve Sénégal (mise en service 2012-2015). La première, d'une capacité de 128 MW est située à Sambagalou.

Une ligne d'interconnexion avec les trois autres pays de l'OMVS devrait être construite en parallèle pour leur permettre d'être approvisionnés par la centrale. La deuxième, d'une capacité de 60 MW est une centrale au fil de l'eau située à Felou : elle consiste en la réhabilitation d'un vieux barrage existant (coût : 80,5 MUS\$). Le Sénégal détiendra 25 % de la capacité. La dernière, d'une capacité de 85 MW, sera construite à Gouina (coût : 73 MUS\$).

Une ligne d'interconnexion Kayes (Mali)-Kaolack (Sénégal) de 570 km devrait être construite pour distribuer la production de cette centrale, sécuriser les importations à partir de la centrale de Manantali et améliorer l'alimentation du sud du pays.

Un plan d'équipement à moyen terme a été lancé pour faire face au déficit en électricité du pays pour un coût total de 225 GFCFA (340 M€) avec l'appui de plusieurs financements internationaux (Banque Mondiale, Agence Française de Développement, Banque Islamique de Développement, Banque Ouest Africaine de Développement et Bank of Africa). Une centrale au charbon de 2x125 MW est en construction à Sendou pour une mise en service en 2012 (BOO). L'opérateur de cette centrale est la Compagnie d'Électricité du Sénégal (CES). Une centrale au diesel de 70 MW en BOO était en projet pour 2010. La construction d'une ferme éolienne de 125 MW à Taïba Ndiaye est aussi en projet. Parallèlement la centrale C3 de Cap des Biches (82 MW) devrait être réhabilitée.

Le déclassement des centrales de C2 de Bel Air (26 MW) et Saint-Louis (5 MW) est aussi prévu. La construction d'une ligne de 90 kV faisant une boucle autour de Dakar est en cours. Le coût du projet est de 29 MFCFA (44 k€) (coût initial 23 MFCFA) financé par le gouvernement chinois. La fin des travaux est prévue en 2011.

La deuxième phase du programme ERSEN d'électrification du pays a été lancée en octobre 2009. Environ 4 M€ seront investis pour électrifier les villages de Fatick et Sédhiou.

En matière d'énergies non conventionnelles, il existe plusieurs applications de l'énergie solaire, thermique et photovoltaïque, tournée vers la production d'eau chaude, le pompage et la production décentralisée d'électricité.

Dans le cadre du programme de l'ASER les îles Saloum ont été électrifiées (coût du projet 20 MUS\$ financé par le Fonds d'Aide au Développement (FAD) espagnol par la pose de 10 000 systèmes solaires de 55 kW chacun, 11 centrales. Plus de 150 éoliennes de pompage sont en service.

En termes de perspectives il est envisageable pour SENELEC la constitution de deux entreprises : une de production et transport et une autre de distribution. L'accélération de l'électrification rurale est aussi de mise avec un financement de la banque mondiale avec à la clé plus d'un million de raccordés d'ici 2015. En même temps, il faudra diversifier les sources de production pour avoir beaucoup d'électricité à bon prix. À moins et long terme, une révision du plan Takaal est nécessaire au profit du Plan Kepco, projet de vente à 65 FCAF le kW au lieu de 85 FCFA.

III.2 Investissements et financements: nécessité d'une intensification du développement des infrastructures

Il s'agit d'étudier le cadrage institutionnel d'investissements et de financements qui permettent une intensification du développement des infrastructures.

La lettre de développement du secteur de l'énergie (LDPSE) constitue le socle des interventions de la Banque Mondiale dans le secteur. L'énergie est à la fois une nécessité domestique et un facteur affectant directement la productivité d'autres facteurs de production et la compétitivité.

La réforme du secteur comporte, entre autres :

- (i) le développement du cadre institutionnel, notamment l'amélioration de la gestion de la SENELEC et des capacités de production énergétique ; et
- (ii) la diversification des sources d'énergie (promotion des énergies renouvelables, des biocarburants, de l'hydroélectricité tant nationale que régionale).

Ainsi, en étroite collaboration avec les autres PTF (partenaires techniques et financiers), la Banque Mondiale contribuera au financement de deux aménagements hydroélectriques, l'un à Sambangalou (OMGV II) sur le fleuve Gambie, et l'autre à Kaleta (OMVG I) sur le fleuve Konkouré en Guinée totalisant une puissance de 368 MW, ainsi qu'une ligne d'interconnexion de près de 1700 km de long. Il est également programmé l'interconnexion des réseaux de transport de l'électricité reliant les aménagements hydroélectriques des quatre (4) pays membres de l'OMVG. (BAD 2010).

Si l'influence de l'énergie sur la croissance économique et le développement humain est désormais clairement comprise, il n'en demeure pas moins qu'une compréhension chiffrée de ces liens commence à se manifester dans

les pays d'Afrique subsaharienne, comme l'a bien souligné l'équipe du Projet du Millénaire avec l'appui de l'Université Columbia (Modi, 2004)⁴¹.

Pour le Sénégal les priorités en matière énergétique sont rassemblées dans la Lettre de politique de Développement du secteur de l'Énergie (LPDSE 2008). Les objectifs sont : le développement des sources énergétiques nationales (biocarburants et énergies renouvelables notamment), la diversification énergétique, la sécurité d'approvisionnement, la réhabilitation et la modernisation des infrastructures énergétiques, le développement de l'accès des ménages aux énergies modernes, en particulier en milieu rural, la maîtrise de l'énergie, l'accélération de l'accès à l'électricité, la restructuration du secteur électrique et en particulier la privatisation de la SENELEC et une exploitation durable des ressources forestières. La sécurité énergétique pour le secteur de l'électricité nécessite des investissements adéquats en temps opportun dans la production et dans les infrastructures de réseau. Les marchés sont un outil puissant pour atteindre cet objectif de manière efficace. Pourtant, la capacité des marchés à proposer l'investissement dans la production d'énergie a fait l'objet d'un intense débat.

Les marchés concurrentiels de l'électricité ne peuvent fonctionner de façon satisfaisante que s'ils sont bien conçus et bien réglementés. Les décisions d'investissements doivent être faites par les acteurs du marché qui vont insister pour connaître les coûts et les risques de leurs décisions. Les reflets des prix de revient de l'électricité ont en général été en mesure d'attirer des investissements suffisants et en temps opportun.

⁴¹ Cité dans le « Livre Blanc pour une Politique Régionale sur l'accès aux Services Énergétiques », janvier 2006.

Conclusion

La situation énergétique au Sénégal révèle l'importance des mesures réglementaires pour une énergie accessible à tous et son impact sur la croissance. La prise en compte nécessaire de l'importance du potentiel énergétique du pays passe inéluctablement par une tarification juste et équitable. Les orientations des objectifs des politiques énergétiques et le rôle des principaux acteurs dévoilent toute la place de l'énergie dans l'économie. Tout au plus, quelques indicateurs économiques, sociaux et énergétiques tels que le PIB par unité d'énergie utilisée, les importations d'énergie, l'utilisation d'énergie la confirment. Parallèlement, la nature des ressources et les approvisionnements en termes de consommations et d'accès aux services énergétiques indiquent les caractéristiques et les évolutions de la demande. C'est pourquoi des programmes mettent l'accent sur l'accès à l'énergie et plus particulièrement sur l'électrification compte tenu des enjeux et des perspectives qui font que l'électricité est à la croisée des chemins. La conséquence est que les besoins d'investissements en énergie électrique augmentent avec comme solution le financement en intensifiant le développement des infrastructures. Alors de nouvelles dispositions et des visions certaines dans le secteur s'imposent.

L'analyse du profil du marché sénégalais d'énergie électrique a permis d'avoir un aperçu historique du marché sénégalais d'énergie électrique et de son organisation en termes d'institutions et de politiques. Concernant la régulation du secteur, la CRSE est entre le marteau des droits du consommateur et l'enclume des obligations du concessionnaire. Ce qui amène à faire une nomenclature des entreprises évoluant dans le secteur tout en revenant tout au moins sur la définition et les caractéristiques de l'électricité en tant que bien avec un rappel de ses principes élémentaires. Ainsi, les caractéristiques historiques et les évolutions récentes du marché sénégalais de l'électricité lèvent un coin du voile sur le transport et la distribution. Par ailleurs, l'analyse sectorielle des prix, de la tarification et de la facturation donne plus de lecture sur la formation des prix de l'électricité. La tarification à travers la régulation des tarifs et la facturation détaillée

permettent de percer le secret de notre facture. Au regard de ces différents constats, et pour une identification des déterminants et des effets d'une hausse des prix d'électricité sur les dépenses compte tenu des caractéristiques socioéconomiques des ménages, il convient de poser de faire la revue de la littérature théorique et empirique sur la tarification et la demande d'électricité (Chapitre II).

Chapitre II : Revue de la littérature théorique et empirique sur la tarification et la demande d'électricité

Introduction

Face aux énormes besoins d'énergie électrique qui ne sont pas sans incidence sur l'orientation de la politique sectorielle à mettre en œuvre, l'offre d'électricité a du mal à s'aligner.

La question de l'énergie en général disponible et de l'électricité en particulier pour la société ou des techniques pour la produire a tenu à chaque époque une place différente, mais aussi, combien encore importante selon les avancées technologiques, les besoins économiques, la viabilité économique de l'entreprise productrice et les soucis d'équité sociale du régulateur. À ces deux dernières contraintes, beaucoup d'auteurs de manière contradictoire ont posé la tarification juste et équitable comme en étant la solution.

La complexité de la question justifie la diversité des approches employées pour l'analyser. L'ampleur et la pertinence de la question interpellent de facto les économistes. Ce qui suscitera à leur niveau un regain d'intérêt sans précédent.

Dans ce sens, nous nous attacherons à faire le point sur la littérature aussi bien théorique qu'empirique pour mieux comprendre la notion de tarification et de demande d'électricité. Ce qui guidera notre choix méthodologique après un large tour d'horizon des apports théoriques quant à son application sur des données sénégalaises.

Il est question dans ce deuxième chapitre d'insister sur l'approche théorique des déterminants de la tarification de l'électricité (I), de faire un survol en terme de revue théorique différentes méthodes de tarification avec une mesure de l'impact d'une variation des tarifs sur la demande du secteur résidentiel (II) et de finir par une revue empirique de leçons d'expériences étrangères en matière de tarification d'électricité afin de comprendre les effets de la structure socioéconomique des ménages sur la dépense d'électricité (III).

Section I. Les déterminants de la tarification de l'électricité

Pendant longtemps la question de la tarification de l'électricité a fait couler beaucoup d'encre dans la littérature économique, même s'il semble qu'elle reste entière en ce qu'elle continue d'être au cœur des débats.

Dans cette section, nous faisons une synthèse des travaux antérieurs ayant porté sur des questions qui sont reliées à notre problématique.

En effet, nous nous intéressons à analyser la tarification de l'électricité sur la demande d'électricité des ménages. Si on se réduit à la tarification d'électricité, les points importants suivants devraient être pris en compte.

Le premier point concerne la notion de la tarification en elle-même. Pour pouvoir comprendre cette tarification, son enjeu et son rôle sont étudiés. Le second point permet de cerner les quelques fondements théoriques liés à la question de la tarification. Le troisième point essaie de répondre à la question de savoir si du point de vue de la tarification, l'électricité constitue-t-elle un bien public ? Enfin, le quatrième point analyse le dilemme de la progressivité versus dégressivité de la tarification de l'électricité.

1.1. Enjeu et rôle de la tarification de l'électricité

Le concept, la détermination et l'implication de la tarification de l'électricité sont demeurés méconnus du grand public. Cette sous-section est destinée à expliquer d'abord sa notion et son enjeu et ensuite le rôle qu'elle joue.

1.1.1. Enjeu de politique de vérité de prix de la tarification

Le processus de formation des prix sur le marché de l'électricité obéit à la fois à différents éléments aussi divers que connectés.

Ces éléments tiennent compte même de la nature de la chaîne énergétique en elle-même.

Nous avons choisi d'exposer la définition de quelques types de tarification. Il s'agit ici de dégager les principes de la tarification à la valeur d'usage, de la tarification au coût marginal et ceux de la tarification au coût moyen.

1.1.1.1. Tarification à la valeur d'usage

Le principe est simple : il suffit de vendre le bien au-dessus du coût de production (ou du coût d'approvisionnement) à ceux qui peuvent payer (soit parce qu'ils sont riches soit parce qu'ils ne peuvent pas se passer du produit) afin d'être en mesure de vendre à perte à ceux qui ne peuvent pas supporter la totalité des coûts de production ou pour lesquels le produit n'est pas indispensable (du fait notamment de l'existence de nombreux substituts) ce système conduit à une différenciation des tarifs selon la nature des usagers, la catégorie sociale à laquelle ils appartiennent, l'allure de leur courbe de demande, la finalité de leur consommation...

En pratique cela revient à faire payer des prix élevés aux usagers des "marchés captifs" et à pratiquer des prix de dumping sur les marchés où règne une forte concurrence (cela permet de conquérir de nouveaux clients, ceux dont la demande a une forte élasticité-prix, en prélevant une "rente" sur ceux dont la demande est rigide par rapport au prix)⁴² ce système a été appliqué en France dans le domaine électrique avant l'entrée en vigueur du tarif vert en 1957 ; il l'est encore dans de nombreux pays où les prix de l'électricité varient en fonction des usagers et non pas des coûts de production. Ce système est en outre couramment mis en œuvre par les pétroliers qui pratiquent des prix élevés pour les produits blancs (essence, etc.), et des prix beaucoup plus bas pour les produits noirs (fiouls...). Un tel système de tarification à la "tête du client" permet certes toutes les audaces

⁴² Comme le déclarait Marcel Boiteux, président d'EDF, au journal le Monde le 11 juillet 1986 "si EDF avait pour seule règle de gagner le maximum d'argent, il est clair que son intérêt serait, dans les zones monopolistiques de son marché, de rançonner sa clientèle captive au maximum, socialement supportable ; et symétriquement, de consentir quelques avantages aux clients susceptibles de faire appel utilement à d'autres formes d'énergie concurrentes et qui pourraient lui échapper".

en matière de politique économique ou sociale ; il permet par exemple de favoriser telle ou telle activité économique et de pénaliser telle ou telle catégorie d'utilisateurs. Il demeure cependant discutable pour deux séries principales de raisons : - il appartient au parlement de voter l'impôt et non pas à l'entreprise publique de s'y substituer en faisant payer les riches à la place des pauvres ou ne rançonnant, tel Robin des bois, les utilisateurs dont la demande est inélastique ; - les choix économiques sont à priori faussés dans un système qui supprime (partiellement du moins) la relation qui doit exister, en économie marchande, entre le prix payé par l'utilisateur et le coût supporté par le producteur à travers lui par la collectivité nationale du fait de la présence de ce consommateur.⁴³

1.1.1.2. La tarification au coût marginal

Le principe de la tarification au coût marginal, énoncé notamment par M. Allais et M. Boiteux dans les années 1950, précise que les monopoles publics doivent fixer leurs prix selon la règle de l'égalité entre le prix et le coût marginal (condition de la maximisation du profit en concurrence pure et parfaite). Selon ce principe, les entreprises publiques fixant un prix égal au coût marginal, contribuent à la réalisation de l'équilibre général et l'optimum de Pareto. Ce principe, qui a inspiré certaines politiques tarifaires à EDF (Électricité De France) par exemple a suscité de nombreux débats. En effet, la théorie montre qu'une entreprise fonctionnant en rendements croissants (cas des monopoles naturels) connaît un déficit si elle fixe un prix égal au coût marginal, car le coût marginal est inférieur au coût moyen⁴⁴.

Le principe est de faire payer à chaque consommateur un prix qui correspond au coût réellement supporté par la collectivité du fait de sa présence sur le marché. Cela justifie un système de prix différenciés, mais à la différence de ce que l'on pouvait observer avec un système de tarification à

⁴³ Percebois, J. (1989). *Économie de l'énergie*, Éd. Economisa, PP 241-244

⁴⁴ BEITON A., et al. *Dictionnaire des sciences économiques*, Armand Colin, Paris, 2007 2ème éditions
PP 456-457

la valeur d'usage, la différenciation ne se fait pas en fonction de la qualité de l'utilisateur, mais en fonction des dépenses que l'entreprise publique, et à travers elle la collectivité nationale, doit supporter pour répondre à sa demande. Tous les usagers placés dans les mêmes conditions paieraient donc un prix identique et ce système est dès lors parfaitement compatible avec l'un des principes du droit administratif, l'égalité de tous les citoyens devant le service public. C'est à cette condition que, dans l'univers parétien, l'intérêt général sera maximisé.

Soit une entreprise productrice d'électricité en situation de monopole sur un territoire donné.

Si c'est un monopole privé, la recherche du profit maximum le conduira à produire la quantité q_1 écoulee au prix p_1 (principe de l'égalisation de la recette marginale et du coût marginal).

Si c'est un monopole public dont l'objectif est la maximisation du surplus collectif (rente du producteur et rente du consommateur), il produira la quantité q_2 qu'il vendra au prix p_2 (avec $q_2 > q_1$ et $p_2 < p_1$)⁴⁵. C'est seulement au point où le prix est égal au coût marginal que l'intérêt collectif est maximisé :

$$DC_{i,l} = FPD + \sum_{b=1}^3 \left\{ CPD^b \times C_i^b \times \frac{N^b}{24} + \sum_{t \in T_b} (EPD^b \times D_i^t + EPD_l^t \times d_{i,l}^t) \right\}$$

Le tarif résultant de la DP a donc ces ensembles de variables:

- FPD (en €): prix fixe appliquée à chaque client lors de la DP d'horizon de temps t ;

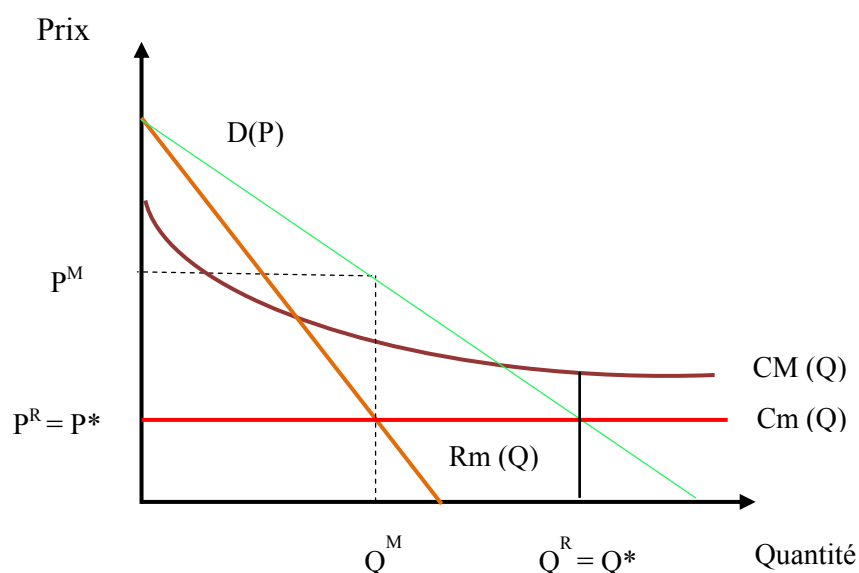
⁴⁵ Notons qu'une tarification au coût moyen conduirait à produire la quantité q_3 écoulee au prix p_3 (le profit de l'entreprise serait alors nul). Cette situation n'est toutefois pas optimale du point de vue collectif puisque la production comprise en q_2 et q_3 coûte plus cher à produire qu'elle ne "rapporte" aux usagers en termes de surplus. Le supplément de production ($q_3 - q_2$) donne ainsi lieu à une "perte sociale".

- CPD^b (en €/kW): prix d'une unité de capacité réservée à un client pendant le bloc b ;
- EPD^b (en €/kWh): prix d'une unité d'énergie consommée durant le bloc b ;
- EPD_l^t (INE/kWh): prix en temps réel d'une unité d'énergie consommée aléatoirement par un client sous le scénario l pendant la période de temps t .
- N^b est le nombre de périodes d'une journée dans le bloc t ;

Ainsi le monopole public, qui pratique une politique moins malthusienne que le monopole privé, satisfait mieux les consommateurs puisqu'il vend une quantité plus grande à un prix plus faible.

Et contrairement à une opinion communément répandue, son profit n'est pas nul, du moins tant que les conditions de "second ordre" sont satisfaites c'est-à-dire que l'activité s'opère en phase de rendements marginaux décroissants. Simplement le profit de l'entreprise n'est pas maximisé puisque l'on tient compte aussi de l'intérêt des usagers⁴⁶.

Graphique 32: Règle de tarification de premier rang



Source : F. Moreau (2006): *Dynamiques Industrielles et Stratégies Concurrentielles 1*, CNAM, juillet, PP 9

⁴⁶ Percebois, J. (1989). *Économie de l'énergie*, Éd. Économisa, PP 241-244

Comme le montre le graphique ci-dessus, cette règle de tarification correspond à une réglementation de premier rang qui est égale à une règle de tarification au coût marginal, $p=C_m(Q)$ avec comme avantage la restauration de l'optimum collectif. Toutefois subsiste l'inconvénient du déficit de l'entreprise en rendements croissants. Alors, il sera nécessaire l'application d'une subvention publique, socialement coûteuse et peu incitative à une gestion efficace. Il est néanmoins possible de choisir la tarification au coût moyen qui est un optimum de second rang⁴⁷.

1.1.1.3. La tarification au coût moyen

La tarification au coût moyen consiste à fixer les prix des monopoles publics au coût moyen de production. Cette politique tarifaire assure l'équilibre budgétaire c'est-à-dire recette totale égale au coût total⁴⁸.

La thèse d'une tarification uniforme des produits énergétiques est souvent défendue dans les sphères gouvernementales (par les juristes spécialement) en raison du principe séduisant sur lequel elle semble s'appuyer : l'égalité de tous les citoyens devant le service public. L'énergie étant considérée comme un bien de première nécessité, il semble logique de lui appliquer un tarif unique, quelle que soit la nature du consommateur, sa localisation géographique, l'importance de sa consommation ou la période à laquelle elle se produit. Cela est particulièrement vrai pour l'électricité : il n'y a eu à priori aucune raison que l'entreprise publique, dont l'objectif est de satisfaire au mieux l'intérêt collectif, fasse des profits sur le dos de la collectivité.

Ce système impose dès lors une tarification au coût moyen de production ce qui revient à opérer une péréquation entre tous les cas de figure rencontrés par le producteur.⁴⁹

⁴⁷ Moreau, F. (2006). Dynamiques Industrielles et Stratégies Concurrentielles 1, CNAM, juillet, p 9

⁴⁸ BEITON, A., et al. *Dictionnaire des sciences économiques*, Armand Colin, Paris, 2007 2ème Éditions PP 456-457

Ce système, en apparence correcte, est en réalité infraoptimal, car il ne tient pas en compte du coût que représente pour la collectivité la présence de chacun des usagers. Il n'est pas indifférent, par exemple, du point de vue collectif, qu'un kilowattheure soit consommé aux heures de pointe en hiver plutôt qu'aux heures creuses en été, par un usager rural éloigné des centres de production plutôt que par un citadin, par un consommateur dont la puissance appelée est très faible plutôt que par un utilisateur industriel d'une unité de grande dimension.

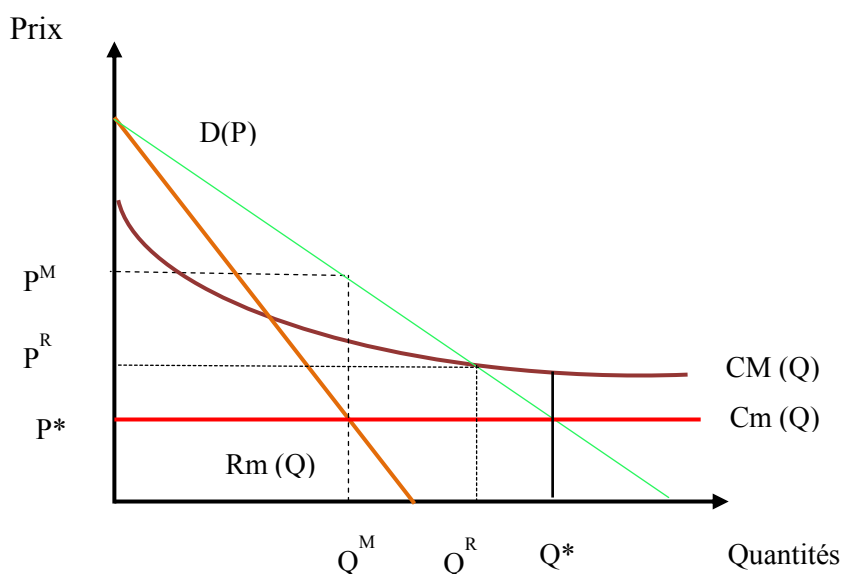
La logique économique veut que chaque usager ait conscience du coût que sa présence sur le réseau entraîne pour la collectivité nationale. Il y'aura certes contradiction entre l'objectif social qui veut que chaque utilisateur potentiel, même isolé ou dont la consommation est aléatoire, puisse accéder aux bienfaits de certaines consommations et la rationalité économique qui veut que chacun paie en fonction de ce qu'il coûte.

C'est à la politique économique de compenser certains inconvénients ou certains handicaps issus de situations défavorisées, mais ce n'est pas à la politique tarifaire de se substituer à elle. Il existe une "règle des règles du jeu" et l'on ne doit pas faire jouer aux tarifs publics un rôle qui n'est pas le leur. Il faut un "signal" au consommateur d'énergie et une seule tarification fondée sur la "vérité des prix" est susceptible de le lui fournir. C'est collectivement la meilleure solution, comme l'a démontré Pareto⁵⁰.

⁴⁹ C'est d'ailleurs en ce qui imposait le décret d'application de la loi de 1946 portant cahier des charges, au moins pour l'électricité et le gaz. Il en est résulté le délicat problème des "péages", qui est à l'origine de divers travaux de M. Allais et M. Boiteux.

⁵⁰ Percebois, J. (1989), *Économie de l'énergie*, Éd. Economisa

Graphique 33 : Règle de tarification de second rang



Source : F. Moreau (2006): *Dynamiques Industrielles et Stratégies Concurrentielles 1*, CNAM, juillet, PP 9

Cette règle de tarification a pour objectif la maximisation du surplus collectif sous une contrainte de viabilité du monopole. Ce surplus de consommation est fonction décroissante du prix p avec à la clé un tarif réglementé p^R étant le plus petit prix qui engendre un profit non négatif ($p^R = CM(Q^R)$). Les effets de ce type de réglementation s'illustrent comme suit : $Q^* > Q^R > Q^M$ et $p^* < p^R < p^M$. Il faudra noter que souvent la tarification au coût moyen est remplacée par une tarification permettant un taux de rendement prédéfini appelé "rate of return regulation"⁵¹. Qu'il s'agisse de la tarification au coût marginal, de celle au coût moyen ou tout autre mode de tarification, leurs implications renseignent sur la portée et le rôle qu'elles jouent.

1.1.2. Le rôle de la tarification de l'électricité

En général, l'atteinte de l'objectif assigné à la tarification de l'électricité dans tous les pays est du ressort du régulateur que nous verrons plus loin.

⁵¹ Moreau, F. (2006). *Dynamiques Industrielles et Stratégies Concurrentielles 1*, CNAM, juillet, p 9

Les autorités en charge de la régulation ont l'obligation de mettre en place une tarification qui vise :

- le maintien des tarifs à un niveau bas tout en incitant les firmes à investir dans l'infrastructure,
- à offrir des incitations aux firmes pour diminuer leurs coûts et, par ricochet, leurs tarifs,
- à créer et à offrir un environnement propice à l'initiative privée afin qu'il y ait des améliorations dans le taux de l'électrification rural et urbain,
- la promotion des nouvelles technologies et la protection de l'environnement.⁵²

Précisément l'encadré ci-dessous nous renseigne sur la portée de la tarification en mettant en exergue l'ensemble des facteurs qui influent sur le prix de l'électricité.

Encadré 5 : Portée de la tarification de l'électricité

Les prix de l'électricité reflètent généralement les coûts liés à la construction, au financement, à l'entretien, à la gestion et à l'exploitation des centrales et du réseau électrique dans son ensemble c'est-à-dire le système complexe de transmission et de distribution des puissances d'une part et d'autre part les coûts d'exploitation et d'administration des services publics qui fournissent l'électricité aux consommateurs. Certains facteurs clés qui influent sur le prix de l'électricité sont:

- *Combustibles : Le charbon est relativement peu coûteux alors que le gaz naturel tend à être plus coûteux.*
- *Les centrales électriques : Les coûts de construction et d'entretien sont plus élevés pour certains types de centrales électriques que pour d'autres.*
- *Les lignes de transmission et de distribution : Le maintien et l'utilisation du système de transmission pour acheminer l'électricité contribuent au coût de l'électricité.*
- *Les conditions météorologiques - Si la pluie et la neige peuvent fournir de l'eau pour la production hydroélectrique, la chaleur extrême peut quant à elle augmenter la demande d'électricité pour le refroidissement.*
- *Réglementation : Dans certains États, les prix sont entièrement réglementés par les commissions de la fonction publique, tandis que dans d'autres il existe une combinaison de prix réglementés (pour les générateurs) et des prix réglementés (pour la transmission et la distribution).*

Source : EIA, juillet 2011

⁵² IEPF. (2008). La tarification de l'électricité, les fiches techniques PRISME

1.2. Quelques fondements théoriques

Par une démarche critique, il s'agira de rappeler les écrits ou les principes économiques qui ont été posés sur le paradigme de la tarification de l'électricité. En la matière, ce sera le lieu où nous abordons les origines sur lesquelles se fondent les débats des théories économiques. Dans cette sous-section, nous faisons l'historique de la tarification, ensuite nous faisons une analyse théorique de la tarification de l'électricité dans le processus productif et enfin nous étudions la relation entre demande (consommation) et revenu.

1.2.1. Historique de la tarification

Les économistes ont tenté de résoudre depuis un peu plus d'un siècle les problèmes liés à la tarification. De Condorcet, avec le paradoxe du même nom, des néoclassiques tels que Mazzola (1894), Sax (1924) ou Pigou (1928), la théorie de l'utilité marginale est appliquée au problème de la détermination optimale de l'offre de biens collectifs.

Les fondements contemporains de la tarification au coût marginal et de la notion de monopole naturel s'inspirent des travaux ultérieurs développés notamment par A. Lerner, O. Lange, H. Hotelling, J. Meade ou R. Coase ainsi que par M. Allais en 1941 dans le *Traité d'économie pure* ou à partir de 1949, par M. Boiteux dans de nombreuses publications qui sont aujourd'hui à l'origine de la "Règle de Ramsey-Boiteux"⁵³.

1.2.2. Analyse théorique de la tarification de l'électricité dans le processus productif

L'optimisation a toujours constitué chez les économistes une préoccupation. Pour eux la réglementation basée sur la performance doit

⁵³ EBOUE, C. (1995). *Les facteurs de performance de l'entreprise*, Éd. AUPELF-UREF, John Libbey Eurotext, Paris, p p. 185-186.

être l'idéal. Depuis les années 1970, beaucoup d'auteurs ont cru à l'optimum réel tel que les prix au coût marginal proposés par Hotelling en 1938.

Cependant, au fil du temps, beaucoup d'évolutions ont été notées dans l'utilisation de l'adjectif «optimal». La première était que les pertes encourues au titre de l'application de prix optimal dans la présence d'économie d'échelle conduisent à la deuxième meilleure fixation des prix de Ramsey et Boiteux (1956). Ce mouvement qui a culminé autour de 1980 avait comme idée principale que les prix doivent s'écarter des prix au coût marginal qui sont inversement proportionnels à l'élasticité de la demande (ou, plus précisément, aux super-élasticités).

Le déficit des prix de Ramsey s'explique par l'absence de l'information du régulateur sur les coûts et les fonctions de demande.

Ainsi, en vertu des informations incomplètes, une troisième meilleure réglementation a été agitée. Les principaux enseignements de cette pensée ont été que les entreprises réglementées pourraient avoir besoin d'être en mesure de faire des bénéfices économiques afin de révéler des informations privées et que ces bénéfices peuvent être limités en donnant aux entreprises un choix dans un menu d'options réglementaires. Cette théorie a été sans doute confortée avec la publication du livre sur la réglementation incitative de Laffont et Tirole (1993). Dès lors, avec cette ouverture, existerait-il une quatrième meilleure réglementation qui rendrait les modèles théoriques de la réglementation applicables en vertu de contraintes politiques et pratiques?

Dans tous les cas, les économistes ont déplacé la réglementation de plus en plus loin de ce qui était autrefois perçu comme la réglementation du prix optimal. Par conséquent, la pertinence voudrait que les mécanismes de régulation des prix considérés ne soient pas strictement optimaux en ce sens qu'ils maximisent une fonction bien définie de protection sociale.

Durant les années 1970, la littérature théorique sur la tarification optimale pour les entreprises publiques et les industries réglementées, dans le cadre

du principal-agent, avait été élaborée pour faire face à des problèmes similaires d'asymétrie d'information dans le contexte des incitations managériales dans la séparation de propriété et le contrôle.

C'est pourquoi, Baron et Myerson (1982), Sappington (1983) et Laffont et Tirole (1986), avec la fusion de l'approche principal-agent et la littérature de la tarification optimale, conduisent alors l'approche bayésienne pour la régulation incitative. Au fil du temps, leur position gagne en ampleur. Ce qui, sans doute, a influencé les niveaux de pensées de ce que les régulateurs peuvent atteindre afin de conduire à une plus grande indépendance réglementaire. Mais, l'impact fut beaucoup moins concret et visible en matière de réglementation. Une raison à cela est la difficulté de traduire cette approche dans les règles que les régulateurs peuvent appliquer directement.

Une autre raison selon Crew et Kleindorfer, (2002) pourrait s'expliquer du fait que certaines potentielles initiatives de cette approche ne sauraient être viables dans l'environnement réglementaire réel. D'ailleurs, cette approche avait pris ses racines avec la découverte de l'effet Averch-Johnson, selon lequel la « régulation du taux de rendement » s'écarte de la minimisation des coûts (Averch et Johnson, 1962).

Mais cette approche n'a commencé sérieusement à dominer qu'avec Baumol (1967), avec sa thèse sur les "politiques plausibles pour un monde imparfait" conduisant à de nouveaux développements tels que le plafonnement des prix et le recours à « la réglementation du bâton ».

Cette littérature a eu un impact substantiel sur la régulation des industries de réseaux dans le monde entier et plus particulièrement sur les télécommunications. Aux États-Unis ces options étaient véritablement fréquentes dans les télécommunications, mais pas autant dans l'électricité.

Ce manque de prise en compte de l'aspect environnemental dans la régulation pour le secteur de l'électricité peut être dû à des investissements lourds, et à long terme, qui sont difficiles à manipuler avec des systèmes

d'incitation de plus courte durée, ou en raison de la prévalence des augmentations de coûts (plutôt que la baisse des coûts) au fil du temps ; ce qui (d'une manière perverse) rend la réglementation incitative peu attrayante, parce que les consommateurs et les politiciens ont tendance à associer la hausse des prix à la réglementation incitative.

Pour apporter une réponse Laffont et Tirole, (1993)⁵⁴ avaient déjà anticipé par la littérature incitation bayésienne qui consistait à compliquer le modèle en traitant simultanément les acteurs dans deux étapes où les régulateurs sont employés par le grand public et eux-mêmes emploient l'entreprise réglementée.

1.2.3. Théorie sur la relation entre demande (consommation) et revenu

Depuis la loi d'Engel ou coefficient d'Engel (Ernest d'Engel 1857) selon laquelle la part du revenu allouée aux dépenses alimentaires est d'autant plus faible que le revenu est élevé, des bouillonnements ont été notés. Il s'en est en effet suivi de nombreuses formulations de la relation entre la demande de biens alimentaires et le revenu. De même, une généralisation à d'autres types de biens fut également remarquée.

Des auteurs tels que Working (1943) et Leser (1963), Bodkin et Hsiao (1996), ainsi que Deaton et Muellbauer (1980) ont particulièrement enrichi la théorie sur les fonctions de demande en supposant l'existence d'une relation linéaire entre la part d'un bien dans les dépenses d'un ménage et son revenu.

Des caractéristiques démographiques du ménage telles que sa taille et le sexe du chef de famille sont également pris en compte.

⁵⁴ Vogelsang, Ingo. (2006). Electricity Transmission Pricing and Performance-based Regulation, *The Energy Journal*, Vol. 27, No. 4. IAEE.

Par ailleurs, il ressort de travaux d'auteurs comme Banks (1997), Hausman (1995) et Lewbel (1991) que la spécification appropriée dans le cas de biens non alimentaires est la forme non linéaire.

Dans le même sillage, Kedir A. M. et S. Girma (2007) estiment des fonctions de demande de forme quadratique sur la base des données de l'enquête éthiopienne du budget des ménages urbains de 1994. Au préalable, ces deux auteurs ont eu recours à une approche flexible semi-paramétrique dont l'analyse graphique a révélé une relation en U renversé entre la part budgétaire alimentaire et les dépenses totales des ménages.

De même, Bhalotra S. (2002), à partir de l'échantillon des ménages ne bénéficiant pas de subventions alimentaires en Inde, a adopté une spécification quadratique. La différence entre les parts budgétaires moyennes observées et celles du groupe de ménages bénéficiant des appuis à la consommation correspond à l'amélioration consécutive à la présence de subventions.

Pour finir, d'autres travaux ont été effectués sur la base de systèmes d'équations de demande faisant intervenir plusieurs biens. Le concept de rationalité du consommateur au sens microéconomique et la possibilité de substituer un bien à un autre sont pris en compte dans ce type d'approche à travers les modèles AIDS (Almost Ideal Demand System) et QUAIDS (Quadratic Almost Ideal Demand System). Les principaux auteurs ayant développé ces outils sont Hoderlein Stefan G. N. et A. Lewbel (2006) et Banks J., R. Blundell et A. Lewbel (1997).

Au vu de l'importance que révèle l'analyse de ces différents auteurs sur la relation existant entre la consommation et le revenu pour un ou plusieurs biens, il s'avère nécessaire de s'interroger sur le caractère public d'un bien en général et celui que constitue l'électricité en particulier.

1.3. L'électricité constitue-t-elle un bien public ?

Certains auteurs considèrent comme bien public selon Giberson et al, (2007)⁵⁵, non seulement la sécurité, mais aussi le réseau, l'électricité produite sur les marchés de gros et d'autres éléments de la fourniture d'électricité. La littérature économique est ambiguë sur le caractère de bien public de la sécurité d'approvisionnement. Joskow et Tirole (2006)⁵⁶ ne semblent considérer que les réserves de capacités comme un bien public.

Il existe quelques limites à la théorie économique standard des biens publics pour pouvoir être appliquée à la fourniture d'électricité.

D'après cette théorie, un bien public pur, pour Samuelson (1954)⁵⁷, est caractérisé par une non-exclusion et une absence de rivalité. L'existence de pannes localisées implique que cette sécurité est un bien public local d'après Stiglitz, (2006)⁵⁸. Concernant les biens publics purs, Musgrave (1969)⁵⁹ en est une référence incontournable.

Toomey et alii, (2005)⁶⁰ ; Houldin, (2004)⁶¹ ; Abbott, (2001)⁶² laissent penser que les modèles économiques qui ont été employés aux États-Unis et qui

⁵⁵ Giberson, M. et al. (2007). L'électricité est-elle un bien public?, *OFCE*, Avril 2007

⁵⁶ Joskow, P., Tirole, J. (2006). Reliability and competitive electricity markets, *Rand Journal of Economics*, document de travail, MIT.

⁵⁷ Samuelson, P., (1954). The pure theory of public expenditure, *Review of Economics and Statistics*, 36(4): pp. 387-398

⁵⁸ Stiglitz, J., (2006). *Global public goods and global finance: does global governance ensure that the global public interest is served ?*, in *Advancing public goods*, Jean-Philippe Touffut, ed., Edward Elgar Publishing.

⁵⁹ Musgrave, R., (1969). Cost-Benefit Analysis and the Theory of Public Finance, *Journal of Economic Literature*, 7(3): pp. 797-806.

⁶⁰ Toomey, D. et al. (2005). Reliability, electric power, and public versus private goods: a new look at the role of markets, *Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, Track 2, Vol. 2, pp. 3-6, janvier 2005.

⁶¹ Houldin, R. (2004). Find the public good: shedding light on a bulk grid electricity card trick, *The Electricity Journal*, 17(9): pp. 61-67.

⁶² Abbott, M. (2001). Is the security of electricity supply a public good, *The Electricity Journal*, 14(7): pp. 31-33.

tendent à s'implanter en Europe pour encourager la restructuration du secteur national de l'énergie électrique ont, à tort, omis de considérer pleinement le caractère de « bien public ».

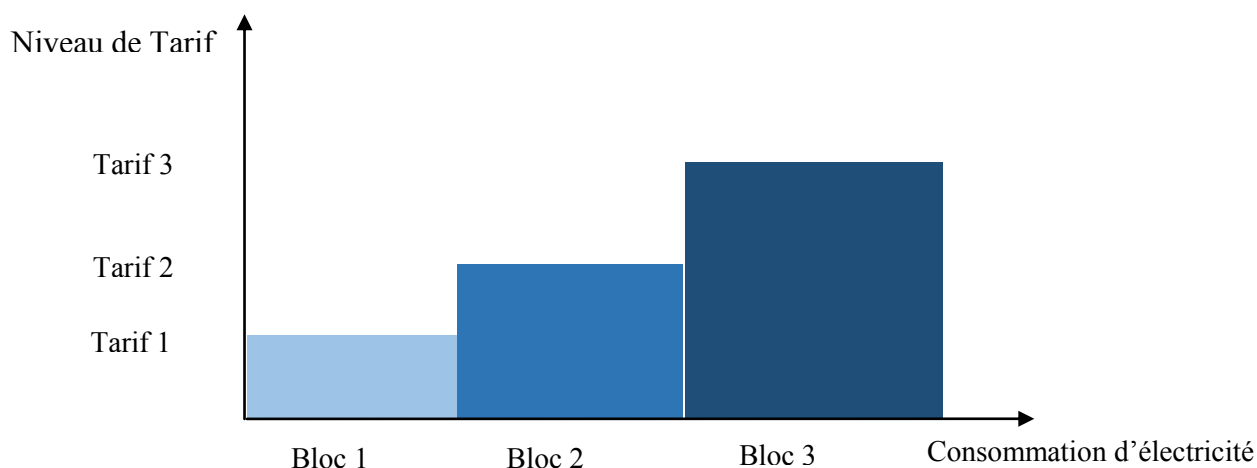
Cette différence de valeur traduirait une inélasticité de la demande agrégée. L'idée est confortée par Reiss et White, (2005)⁶³ qui, dans ses analyses économétriques, trouvent une élasticité significativement différente de zéro, négative et qui s'amplifie avec l'horizon de temps retenu.

1.4. « Progressivité » versus « dégressivité » de la tarification de l'électricité

Supposons que le ménage fait face à un tarif de prix croissant selon la quantité consommée et décrite par le graphique ci-dessous. Précisons que lorsque l'on s'intéresse à la tarification de l'énergie, on s'intéresse particulièrement au prix marginal.

Le prix moyen de l'électricité (ou toute autre forme d'énergie) est en effet égal au coût total de cette électricité divisée par la quantité totale d'électricité consommée. Le prix marginal de l'électricité est égal à la valeur du kilowattheure (kWh) marginal consommée.

Graphique 34: Schéma théorique des tarifs progressifs (tarification en bloc)



Source : Auteur

⁶³ Reiss, P., White, M. (2005). Household Electricity Demand, Revisited, *Review of Economic Studies*, 72: pp. 853-883.

Il découle alors de l'analyse des vertus de la tarification progressive l'importance de les comparer à celles de la tarification dégressive. Le tableau ci-dessous indique un croisement des avantages et inconvénients de ces deux tarifications. Les avantages de l'une sur l'économie de l'énergie sont les inconvénients de l'autre.

Tableau 9: Avantages et inconvénients de la tarification progressive et dégressive

	Avantages	Inconvénients
Tarification progressive	Incitative à l'économie d'énergie	Faire payer plus aux pauvres au détriment des riches
Tarification régressive ou dégressive	Bénéfique pour le consommateur	Absence d'économie d'énergie ou gaspillage

Source : Auteur

Section II. Revue théorique et analyse descriptive de l'évolution de différentes méthodes de tarification de l'électricité

La tarification demeure une question centrale dans le système productif d'énergie parce qu'étant un déterminant important de justice, d'équité et de viabilité économique. La demande d'électricité, en perpétuelle évolution, se heurte à des mesures tarifaires qui, selon les pays, constituent des préoccupations des organisations de défense des consommateurs. Exposons ici quelques-unes de ces méthodes de tarification.

Nous passons en revue les controverses sur différentes modes de tarification de l'électricité et abordons les différents problèmes liés à l'analyse empirique de la tarification et de la demande d'électricité.

II.1. Controverse sur différents modes de tarifications : Exposé de quelques méthodes de tarification

Pendant longtemps, l'électricité, contrairement à d'autres marchandises, a été caractérisée par un tarif forfaitaire sans obéir à la règle offre/demande. Cette structure tarifaire déforme clairement la réalité. Selon les heures de la journée, la semaine du mois et même les saisons de l'année, le coût de production varie considérablement.

Pour Doucet et Kleit (2003), les premières stratégies d'améliorations de la tarification consistent à appliquer différents tarifs statiques comme le temps d'utilisation, la tarification de période critique et des programmes de réduction de la demande.

L'objectif principal de ces méthodes est de donner aux clients des incitations à réduire leur demande pendant les périodes de pointe afin d'éviter l'utilisation d'unités générant des coûts élevés. Pour d'autres, l'intérêt est ailleurs d'où l'importance de comprendre ces différentes positions sur les méthodes de tarification de l'électricité. Il sera procédé aussi à un listing de quelques cas d'école de compagnie en matière de tarification.

II.1.1. Différents modes de tarifications

Nous y étudions les modes de tarifications tels que la tarification par tranche, la tarification en temps réel (RTP ou Real Time Pricing), la méthode de tarification "Increasing-Block Pricing", la méthode des Contraintes plafond Profit, le modèle de tarification dynamique, la tarification par le taux de rendement.

II.1.1.1. La tarification par tranche

La tarification par tranche et les raisons poussant les compagnies à recourir à cette tarification sont développées par Hewitt (2000)⁶⁴. Selon elle,

⁶⁴ Hewitt, J. A. (2000). *An Investigation into the Reasons Why Water Utilities Choose Particular Residential Rate Structures in Ariel Dinar*, cd. The Political Economy of Water Pricing Reforms, (New York: Oxford University Press): p p. 259-277

la capacité de l'entreprise à distinguer entre les types de consommateurs (résidentiel, commercial et industriel) permet de créer les seuils de changement de tarif différents selon ces catégories en associant leur consommation respective aux coûts qu'elles engendrent. Rivard G, (2008)⁶⁵ estime que la tarification au coût marginal est reconnue par les économistes comme étant celle menant à l'optimum social. Cependant, plusieurs raisons peuvent faire en sorte que les prix ne soient pas égaux au coût marginal.

La solution, dans ce cas, serait d'atteindre l'optimum de deuxième rang (second-best). Comme l'explique Joskow (2005)⁶⁶, cela consiste par exemple à appliquer la règle de l'inverse de l'élasticité c'est-à-dire de fixer un prix supérieur au coût marginal là où l'élasticité-prix est la plus faible et de fixer un prix inférieur au coût marginal là où l'élasticité-prix est la plus élevée.

En revanche, Eboue C. (1995)⁶⁷ pense que la tarification au coût moyen permet d'assurer "la vérité des prix" et l'équilibre budgétaire de l'entreprise réglementée en facilitant la distinction entre utilisateurs et non-utilisateurs et donc l'accès exclusif au service collectif d'électricité. Il a appuyé sa pensée d'une part en résumant les résultats obtenus pour quelques pays africains (Côte d'Ivoire, Sénégal, Mali, Burkina-Faso) dans l'analyse de Girod (1992)⁶⁸ et d'autre part en comparant la consommation sectorielle d'électricité pour un échantillon de pays. Mais encore faudrait-il que les coûts et les niveaux de fiabilité créés et reçus tendent à être individualisés au niveau de chaque utilisateur du réseau. C'est semble-t-il être le souhait de nombreux économistes. Pour Varoquaux (1996)⁶⁹ la qualité de la fourniture d'énergie

⁶⁵ Rivard, G. (2008). La structure tarifaire d'Hydro-Quebec, mémoire de maîtrise UQAM

⁶⁶ Joskow, P.L. (2005). Regulation of Natural Monopolies, Working Papers 0508, *Massachusetts Institute of Technology*, Center for Energy and Environmental Policy Research.

⁶⁷ Eboue, C. (1995). Les facteurs de performance de l'entreprise, Éd. *AUPELF-UREF*, John Libbey Eurotext. Paris, p p. 185- 86.

⁶⁸ Girod, J. (1992). Les industries électriques du Burkina-Faso, de la Côte d'Ivoire, du Mali et du Sénégal : performances et modèles organisationnels. *Institut d'Énergie et de Politique de l'Énergie*. Grenoble

⁶⁹ Varoquaux, W. (1996). *Calcul économique électricité. Que sais-je ?* PUF, 16 janvier.

électrique au client dépend du coût de construction du réseau et de la gestion de flux d'électricité fonctionnant avec fiabilité pour tous les agents qui l'utilisent.

II.1.1.2. La tarification en temps réel (RTP ou Real Time Pricing)

Les compagnies d'électricité soumises à une réglementation appliquent souvent des taux fixes qui sont connus du grand public. Les clients sont informés à l'avance. Comme l'industrie de l'électricité subit fréquemment des restructurations et se prépare éventuellement pour la concurrence, les autorités publiques sont à même de donner plus d'attention en offrant une variété de produits aux clients (diversification du choix du client). Un tel produit est une tarification en temps réel (Real Time Pricing), où le taux horaire change en temps réel l'offre et la demande. Ces taux sont d'un intérêt particulier pour les grands clients industriels qui peuvent modifier la consommation d'énergie à court terme et réaliser des économies dans leur facture d'électricité.

Mak et Chapman (1993) signalent que l'insuffisance de la connaissance des prix à l'avance est un souci majeur des clients alors qu'en temps réel les tarifs ont été généralement bien perçus. Son analyse considère explicitement la valeur de l'avance en temps réel des tarifs. Par rapport aux taux fixes qui prédominaient en vertu de la réglementation, la RTP déplace le risque de prix sur l'utilité du client. Avec un tel changement, il est naturel de se demander s'il y a un niveau optimal de préavis de prix. Même si l'accent est mis sur les clients industriels, son analyse examine les questions d'efficacité liées à un préavis. Ils ont examiné entre autres les questions suivantes : est-ce qu'un préavis est bénéfique pour le client et augmente son utilité et le bien-être global? Comment d'avantages innover avec la sensibilité au prix des clients et l'incertitude sur les coûts des services publics? Les questions sont abordées dans un mode concurrentiel où le prix est égal au coût marginal.

À ce jour, il y a peu de recherches sur la question de la notification des prix d'avance pour l'électricité. Les analyses sur les clients industriels ont porté

sur l'estimation de la réactivité des prix. Une des préoccupations les plus capitales que les clients ont exprimées dans le débat sur la tarification en temps réel de l'électricité au détail est qu'ils seraient exposés à un risque de fluctuations de leurs coûts d'électricité. L'analyse semble être qu'un client pourrait se trouver consommant une grande quantité de puissance sur le jour et quand les prix montent en flèche il recevrait ainsi une facture mensuelle beaucoup plus élevée qu'il ne l'aurait prévu au budget.

Severin Borenstein (2006) a analysé l'ampleur de ce risque, en utilisant les données de demande de 1142 grands clients industriels et ensuite il se demande de combien ce risque peut être éliminé par le biais de divers instruments financiers simples. Il trouve qu'avec de très simples stratégies de couverture on peut éliminer plus de 80% de la volatilité. Loin d'être complexe avec des instruments financiers démesurés que seul un analyste de Wall Street pourrait aimer, ce sont de simples contrats d'achat d'électricité offerts aux clients de détail par un certain nombre de services publics entièrement réglementés qui exploitent des programmes de prix en temps réel. Il a ensuite montré que la demande légèrement contournée de ces achats peut améliorer plus considérablement l'effet sur la réduction de la volatilité de la facture.⁷⁰

Donc, ce type de tarification basé sur la relation « électricité-prix » de détail qui change toutes les heures afin de refléter les changements de l'équilibre offre/demande est très attrayant pour l'économie parce qu'il renvoie les signaux de prix. Cependant, sont souvent confondus avec les transferts de richesse à court terme des producteurs aux consommateurs, les gains d'efficacité économique que le RTP peut créer. Abstraction faite des transferts, Borenstein (2006) se concentre sur les gains d'efficacité à long terme de l'adoption du RTP dans un marché concurrentiel de l'électricité. En utilisant des simulations simples avec des paramètres réalistes, il démontre que l'ampleur des gains d'efficacité du RTP est susceptible d'être importante,

⁷⁰ Borenstein, S. (2006). Customer risk from real-time retail electricity pricing: bill volatility and hedgability, *Working Paper 12524, National bureau of economic research*, 1050 Massachusetts Avenue Cambridge, MA 02138 September 2006

même si la demande montre très peu d'élasticité. Il montre également que des prix de "temps d'utilisation", un pic simple et un système de tarification en heures creuses sont susceptibles de capter une part très faible des gains d'efficacité que le RTP offre.

Ruff (2002) entre autres, a fait valoir qu'il est important de faire la distinction entre les avantages sociaux à long terme et les transferts de richesse à court terme que cela pourrait entraîner le RTP. En particulier, éviter les réductions de pouvoir de marché et surtout éviter un transfert de richesse à court terme des clients aux producteurs, bien que les transferts puissent être encore assez grands.⁷¹

La littérature sur ce sujet est assez riche. De nombreux auteurs ont discuté de l'importance de la tarification en temps réel de détail et certains de ses effets, par exemple, sur l'efficacité des investissements (Borenstein et Holland 2003) et sur le fonctionnement à long terme (Borenstein 2004).

Cependant, au meilleur de notre connaissance, très peu de modèles de définition tarifaire basée sur la RTP ont été proposés. Par exemple, Pettersen (2004) décrit dans sa thèse un modèle de la demande intérieure secondaire de réponse et propose une approche de théorie des jeux à l'interaction stratégique entre un détaillant et un «actif» du consommateur. Une autre contribution est due au projet EFFLOCOM dans lequel les chercheurs ont développé, testé et évalué un ensemble de critères économiques d'incitations dont l'objectif est d'améliorer la flexibilité de la consommation.

II.1.1.3. La méthode de tarification "Increasing-Block Pricing"

La réglementation des services publics se concentre autant ou plus fréquemment sur l'impact distributif que sur leur efficacité. Dans un avenir proche du secteur énergétique, le but de protéger les consommateurs à faible revenu est devenu plus fondamental avec les récentes augmentations des

⁷¹ Borenstein, S. (2005). The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing, *The Energy Journal*, Vol. 26, No. 3. AEE.

coûts d'énergie en gros et l'anticipation des coûts importants des émissions de gaz à effet de serre. Ces préoccupations ont conduit à l'augmentation de l'utilisation généralisée de la tarification «Increasing-Block Pricing » (IBP), en vertu de laquelle le prix marginal au ménage augmente au fur et à mesure que s'élève son utilisation quotidienne ou mensuelle. Il n'existe aucune base de coûts pour différencier le prix marginal de l'électricité par le niveau de consommation. Dans l'histoire de l'électricité c'est la Californie qui a adopté des tarifs en bloc les plus fortement croissants.

II.1.1.4. Méthode des Contraintes plafond Profit

Nous allons discuter de la contrainte au plafonnement du profit et donner un exemple de sa mise en œuvre d'un marché de la vie réelle dans cette sous sous-section. Du point de vue économique, les contraintes au plafond des bénéfices peut être nécessaire tant que le marché n'est pas parfaitement concurrentiel. Le terme de concurrence parfaite dans le contexte de l'électricité est une question complexe qui comprend plusieurs conditions telles que l'inexistence du pouvoir de marché, l'absence de pénurie de l'offre et de barrières à l'entrée, etc.

L'insatisfaction de l'une de ces conditions peut représenter un risque grave menant à l'échec du marché de l'électricité. En fait, les marchés restructurés dans le monde sont loin d'être parfaitement compétitif puisque le processus de déréglementation en œuvre dans la plupart des pays n'est encore pas achevé ou en phase expérimentale.

L'introduction de contraintes de plafond de profit n'est pas un problème récent, mais a été utilisée, même dans le contexte de monopole avant la déréglementation dans plusieurs pays et actuellement au Sénégal qui est le cas de notre analyse. Un exemple concret est rapporté par Sheen et al. (1994) qui décrit le modèle de tarification horaire appliqué par la compagnie d'électricité de Taiwan. Le modèle inclut une contrainte de plafond des bénéfices formulé en fonction de la capacité installée.

Sur le marché italien, récemment restructuré, l'Autorité de régulation de l'électricité s'est introduit, par loi 204/99 (AEE 1999), un mécanisme de plafond de profit pour le marché de détail (voir aussi AEE 2001, et l'AEE 2004).

II.1.1.5. Modèle de tarification dynamique

La tarification dynamique est un terme général pour indiquer tout tarif d'électricité qui reconnaît l'incertitude inhérente à des coûts d'approvisionnement (Faruqui et George 2002). Dans la littérature le terme DP (Demande Pricing) a été utilisé pour indiquer les méthodes RTP (Real Time Pricing). Ci-dessous le modèle proposé est composé de deux éléments différents suivants : le premier est basé sur un schéma TOU (Time Of Use) et le second suit en temps réel l'ensemble du prix de vente.

Par ailleurs, de manière générale, le modèle fournit même un tarif forfaitaire pour les clients qui préfèrent des prix invariants dans le temps. La stratégie de tarification est donc un tarif hybride qui prend en compte les conditions stochastiques du système et s'adapte bien en terme général de la DP. Cette approche est très intéressante, car elle préserve les avantages de la RTP discutés ci-dessus et en même temps évite l'une des principales insuffisances des méthodes susmentionnées, c'est à dire d'exposer les clients à la volatilité des prix.

L'idée de la charge de base est un concept récemment introduit pour indiquer la quantité minimale qu'un client de la méthode de la DP est autorisé à consommer sans appliquer les prix de celle-ci (Borenstein et al. 2002). Dans le cadre de la RTP, Wolak (2001b), par exemple, a proposé de fixer la charge de base à 85% de chaque heure d'utilisation à partir de la dernière année à laquelle le client a utilisé les tarifs plats.

Le tarif forfaitaire est invariant dans le temps et dispose de trois variables :

- FPF (en euros): prix fixe appliqué à chaque client forfaitaire lors de l'horizon de temps T;

- PCF (en euros/kW): prix de chaque unité de capacité réservée à une clientèle forfaitaire;
- EPF (en euro/kWh): prix de chaque unité d'énergie consommée par un client forfaitaire.

Le coût global pour le client forfaitaire i sous aucun scénario spécifique l peut être exprimé comme suit:

$$FC_{i,l} = FPF + CPF \times C_i + EPF \times \sum_{i \in T} (D_i^t + d_{i,t}^t)$$

Alors que les clients des tarifs forfaitaires seront facturés au même prix de l'énergie consommée pour les deux à savoir la charge de base et la demande aléatoire, les clients de la DP paieront le prix correspondant au bloc "TOU" pour la charge de base et un prix en temps réel pour la composante aléatoire. Le tarif résultant de la DP a donc quatre ensembles de variables :

- FPD (en €): prix fixe appliqué à chaque client lors de la DP à t horizons de temps;
- CPD^b (en €/kW): prix d'une unité de capacité réservée à un client
- EPD^b (en €/kWh): prix TOU d'une unité d'énergie consommée durant le bloc TOU b ;
- EPD_t^t (en €/kWh): prix en temps réel d'une unité d'énergie consommée aléatoirement par un client de la DP sous le scénario pendant la période de temps t .

De même, le coût global pour le client des tarifs dynamiques i sous aucun scénario précis l est le suivant :

$$DC_{i,l} = FPD + \sum_{b=1}^3 \left\{ CPD^b \times C_i^b \times \frac{N^b}{24} + \sum_{t \in T_b} (EPD^b \times D_i^t + EPD_t^t \times d_{i,l}^t) \right\}$$

Où N^b est le nombre de périodes d'une journée dans le bloc b d'une TOU.

Un autre progrès est l'utilisation de RTP (Real Time-Pricing) de telle manière que les tarifs de détail reflètent les variations du prix de gros. De cette façon, la réactivité de la demande aux signaux de prix est augmentée. Il est à noter que l'application en temps réel des méthodes requiert la disponibilité d'instruments de mesure sophistiqués et pas seulement les compteurs d'énergie traditionnelle utilisés pour accumuler des tarifs forfaitaires.

Les méthodes de tarification appartenant à cette catégorie sont appelées statiques, car ils sont composés d'éléments de prix qui sont connus à priori voire des mois avant leur application (Borenstein et al. 2002). Parmi ces méthodes on cite:

- Méthode du Temps d'utilisation (TOU): selon cette méthode les prix varient d'une manière prédéfinie au sein de certains blocs de temps durant la journée. Trois prix en général (les prix appelés pointe, l'épaule, et hors-pointe) sont utilisés pour capturer la forme macroscopique du prix de gros. Le principal inconvénient de la méthode "TOU" est lié à la rareté des ajustements des prix et aussi pour son incapacité à capturer la variation des prix dans les blocs.
- Tarification de période critique (RPC): elle est basée sur un schéma TOU avec un prix de pénalité supplémentaire qui s'applique seulement à certaines périodes de pointe critiques. Même si le RPC représente un progrès aux conditions d'utilisation il a les inconvénients que la pénalité est fixée à l'avance et que le nombre d'occasions dans lesquelles elle peut être appliquée est limité à priori.
- Les programmes de réduction de la demande (DRP): en vertu de ces programmes, le client reçoit une récompense après une réduction de la demande. Dans d'autres programmes (mieux connu sous le taux interruptible), le client donne le droit à l'entreprise d'interrompre le service pendant certaines périodes critiques et bénéficie d'une réduction de prix dans les autres périodes.

Cependant, ces méthodes partagent les inconvénients des méthodes précédentes. Il est à noter que les deux tarifs forfaitaires et les méthodes de

tarification statiques ont un inconvénient commun de pénaliser les clients de détail flexibles qui, malgré leur consommation limitée durant les périodes critiques, sont obligés de payer des taux élevés causés par la haute demande au cours des systèmes de pointe, c'est à dire avec contribution substantielle à des prix élevés (Wolak, 2001a).

L'aspect positif de ces méthodes est que la volatilité des prix amortit et réduit la possibilité de pannes en cas d'agrégation de pénurie. Elle déjoue l'insuffisance des investissements dans la capacité de production puisque la capacité de réaction à la demande réduit la demande en période de prix élevé et rend ainsi inutile l'installation de nouvelles unités de production de pointe.

II.1.1.6. Tarification par le taux de rendement

La présence d'une seule entreprise comporte des risques, notamment des risques que les prix ne soient pas à des niveaux concurrentiels. Une entreprise laissée toute seule aurait tendance à fixer des prix élevés, surtout dans le cas où il existe des barrières à l'entrée. Dans le cas de l'électricité, les coûts d'entrée étant passablement élevés, ceci conférerait un pouvoir de marché à l'entreprise en place. Ce dernier est mesuré par l'indice de Lerner qui indique la capacité de la firme de hausser son prix à des niveaux plus élevés que son coût marginal de production (c'est-à-dire, du dernier kilowatt d'électricité produit). Afin d'éviter de telles situations, les agences de réglementation avaient la responsabilité, d'une part, de protéger le monopole de la concurrence indésirable et, d'autre part, de restreindre la capacité du monopole de fixer des tarifs déraisonnablement élevés. Afin d'atteindre ces objectifs, la réglementation par le taux de rendement a été alors instaurée.

La réglementation par le taux de rendement consiste à fixer, par l'agence de réglementation, un taux de rendement «juste» et «raisonnable» afin que la firme puisse satisfaire à ses obligations financières. Le monopole fixe ses propres tarifs en respectant les objectifs de «l'universalité» et de

«l'abordabilité» du service. Certains services sont alors vendus à un tarif élevé tandis que d'autres le sont à un tarif relativement bas par rapport aux coûts. L'interfinancement ou la subvention croisée entre les services devient alors la norme de cette réglementation. Si, avec une telle tarification, la firme réalise un rendement supérieur à celui qui est permis, elle est obligée de remettre ce surplus aux consommateurs sous forme de ristourne ou de réduction tarifaire.

De toute évidence, cette réglementation n'incite pas le monopole à être efficace. À vrai dire, du point de vue théorique, il y a des possibilités d'inefficacités suivantes:

- La firme a tendance à utiliser, de façon non optimale, les facteurs de production, notamment le capital physique (surcapitalisation ou effet A-J⁷²).
- Le capital utilisé n'est pas nécessairement du capital «utile» et «utilisable». En effet, le monopole a tendance à acquérir du capital même désuet ou du capital qui ne servira jamais.
- Le monopole aurait tendance à gonfler artificiellement ses coûts et la valeur de son équipement. De ce fait, tout coût supplémentaire pourrait être ajouté sur la base de capital qui sert à calculer le taux de rendement. Une base de capital artificiellement gonflé permet alors la réalisation d'un plus grand profit et ceci aux dépens de l'efficacité économique.
- De plus, une telle réglementation inciterait le monopole à s'intégrer verticalement, dans le but de tirer profit d'une comptabilité interne, qui favoriserait le transfert des profits vers les filiales non réglementées.

Cet ensemble de modes de tarification à la fois divers et multivarié a inspiré plusieurs compagnies qui en ont fait recourir.

⁷² Effet Averch-Johnson : Effet de surcapitalisation dans les entreprises publiques ou soumises à la régulation étatique lorsque leur taux de profit est réglementé. L'augmentation du volume du capital est encouragée par une garantie de rendement du capital aussi élevé que celui du marché. Il en résulte une substitution du capital au travail, un surinvestissement et une combinaison productive non optimale.

II.1.2. Cas d'école de compagnies en matière de tarification d'électricité : les tarifs polynômes

Dans le secteur de l'électricité il est fréquemment utilisé des tarifs dits polynômes. Nous pouvons citer les compagnies suivantes qui ont recours à ce type de tarification. Il s'agit de la compagnie Commonwealth Edison, d'Électricité de France (EDF), de la compagnie China Light and Power de Hong Kong et d'Hydro-Québec.

II.1.2.1. Compagnie Commonwealth Edison

La compagnie Commonwealth Edison proposait en 1976 un tarif polynôme de la forme suivante : un abonnement de 1.20 \$ et deux prix unitaires, 0.0418 \$, suivant que la consommation était inférieure ou supérieure à 100 kWh (Brown et Sibley, 1986). Dans cet exemple, l'abonnement est le même, quelle que soit la consommation. Dans d'autres cas, la charge fixe elle-même peut varier avec la consommation.

II.1.2.2. Électricité de France (EDF)

Électricité de France (EDF) propose ce genre de tarification. Les tarifs d'EDF reposent sur un système élaboré de prix non linéaires. Un exemple est le tarif qui offre trois options aux consommateurs. Chaque option consiste en un abonnement mensuel et un prix par unité d'énergie consommée. L'abonnement est calculé suivant un programme non linéaire et est d'autant plus élevé que les besoins sont grands. Les consommateurs peuvent choisir entre les trois options suivantes : tarif de base, tarif "heures creuses", tarif "périodes critiques" (Wilson 1993).

Par rapport au tarif de base, l'abonnement du tarif "heures creuses" est plus élevé et celui du tarif "périodes critiques" est plus faible. Avec le tarif de base, le prix unitaire de l'électricité est constant alors que les deux autres tarifs ont chacun un deuxième prix. Avec le tarif "heures creuses", le prix est réduit pendant les périodes creuses alors que le tarif "périodes critiques"

impose un prix très élevé pour l'électricité consommée en période de pointe, pénalisant la consommation en période de très forte demande où la capacité est saturée. Ce tarif bleu est en fait une combinaison de trois tarifs binômes, chacun consistant en un abonnement et une charge pour l'énergie consommée. Les trois options offrent à chaque consommateur la possibilité de choisir le tarif binôme qui minimise ses dépenses étant donné son profil de consommation.

Il existe de surcroît un tarif jaune et un tarif vert, qui sont dans l'ensemble similaires au tarif bleu, si ce n'est qu'ils font dépendre la facturation d'autres facteurs, comme la saison, le mois, la durée de la consommation, etc. Mais, en général, les petits consommateurs ont le choix entre des tarifs moins raffinés et moins complexes que les grands consommateurs (industries, etc.).

Avec la mise en œuvre de tels tarifs non linéaires, EDF couvre ses coûts et incite les consommateurs à utiliser les ressources de façon plus efficace. Lorsque le prix payé par le consommateur dépend de la quantité consommée, il est fréquent que ce prix soit dégressif : plus on consomme, plus le prix unitaire est faible. Dans certains cas cependant, cela peut être le contraire : par exemple, un prix progressif peut être opportun, afin d'encourager l'utilisation efficace de l'énergie.

Électricité de France (EDF) a lancé le programme Tempo en 1996 (Giraud 2004; Giraud et Aubin 1994; Aubin et al., 1995). La conception des taux entraîne deux périodes de tarification, de pointe et hors pointe et trois types jour. La période de pointe est de 16h de long, 6 heures-22 heures, et la période hors-pointe est 8h longtemp. Selon le programme, l'année est divisée en trois jour-types. Jours bleus sont les 300 moins cher, les jours blancs sont à prix modéré 43 jours, et les jours rouges sont les 22 plus chers jours.

II.1.2.3. Compagnie China Light and Power de Hong Kong

La compagnie China Light and Power de Hong Kong est passée d'un tarif dégressif à un tarif uniforme en 1994, puis à un tarif progressif à trois niveaux en 1996 et enfin à un tarif progressif à quatre niveaux en 1998. Les prix élevés pour les niveaux supérieurs de consommation découragent le gaspillage, alors que les prix faibles pour les consommations des niveaux inférieurs sont destinés à protéger les usagers à faibles revenus qui consomment peu d'énergie. Certaines métropoles, comme Tokyo ou San Francisco, appliquent aussi des tarifs progressifs pour les particuliers.

II.1.2.4. Hydro-Québec

La structure tarifaire d'Hydro-Québec indique un tarif de prix croissant en deux blocs. La société fixe le prix de l'électricité selon la quantité consommée par le ménage sur une période donnée. Si la consommation journalière moyenne du ménage est en dessous de ou égale à 30 kWh, le prix marginal est fixé à p_1 , et si elle dépasse les 30 kWh, Hydro-Québec fixe un prix $p_2 > p_1$ pour toutes les quantités au-dessus des 30 kWh. Comme on peut le constater, le prix marginal est non linéaire, rendant la contrainte budgétaire du ménage non linéaire. Ainsi, lorsque le prix marginal est déterminé selon la tranche d'énergie consommée, il devient une variable endogène on dira que le prix marginal est non linéaire.

Ces méthodes de tarifications qu'utilisent les compagnies productrices d'électricité s'inspirent des différents modes de tarification exposés dans la sous-section précédente. Elles ont fait l'objet d'analyse économétrique.

À présent, analysons les problèmes économétriques que soulève l'utilisation de ces méthodes de tarifications.

II.2. Problèmes économétriques dans l'analyse de la tarification de l'électricité

On y regroupe le problème d'endogénéité du prix, les problèmes économétriques liés à l'analyse de la pratique de la tarification linéaire et non linéaire. Avec l'exemple du Pakistan, il est envisagé une remise en cause des prix subventionnés et pour finir la tarification à la Ramsey-Boiteux est discutée.

II.2.1. Problème d'endogénéité du prix

Nous savons depuis les travaux d'Houthakker (1951) que les prix par tranche de consommation ont des implications économétriques importantes. Taylor (1975) a souligné le biais potentiel qui résulterait de l'estimation des élasticités de la demande lorsque la structure des prix est non linéaire. Selon lui, la non-linéarité de la contrainte budgétaire du consommateur a des conséquences sur l'équilibre du consommateur, la fonction de demande et les courbes d'Engel. Lorsque les prix sont non-linéaires, on a un problème d'endogénéité du prix. En effet, la quantité demandée dépend du prix et le prix est fixé selon la quantité demandée. Il en résulte un biais dû à l'endogénéité du prix.

Plusieurs auteurs ont cherché à résoudre ce problème de biais provenant de la non-linéarité des prix. On peut citer pour la demande d'électricité, Acton, Mitchell et Mowill (1976), Barnes, Gillingham et Hageman (1981), Dubin (1985a et 1985b), McFadden, Puig et Kirshner (1977), Taylor (1975), Herrigues et al. (1994), Reiss et White (2005) ; pour l'eau, Billings et Agthe (1980, 1981), Foster et Beattie (1985a et 1985b) ; pour le gaz naturel, Barnes, Gillingham et Hageman (1982), Polzin (1984), etc.

Dans les travaux antérieurs, il existe une variété de méthodes d'estimation des modèles de demande avec endogénéité du prix. Herriges et al. (1994) en ont fait une synthèse.

Lorsqu'il y a un problème de variable explicative endogène, les estimateurs des MCO sont biaisés. Plusieurs alternatives existent : l'estimation par la forme réduite, les variables instrumentales (VI), le maximum de vraisemblance structurel (MVS), le maximum de vraisemblance structurel modifié (MVSM), la méthode des moments généralisés (MMG).

L'approche par la forme réduite consiste à utiliser un sous-ensemble du tarif de prix ou une combinaison d'éléments du tarif comme variables explicatives dans le modèle de demande. Taylor (1975) proposait d'utiliser à la fois le prix marginal et moyen. Mc-Fadden (1977) a utilisé trois prix différents pour capter tous les effets de la tarification. L'estimation par la forme réduite a cependant deux limites importantes :

- un problème d'identification des paramètres peut se poser lorsqu'il n'y a pas assez de variabilité au niveau du point de rupture : le seuil de changement de prix est constant. Il serait alors difficile de passer de la forme réduite au modèle original.
- La forme réduite est souvent ad hoc, donnant ainsi lieu à peu de justification quant aux variables à inclure dans le modèle.

Reiss et White (2005) se sont intéressés à l'estimation de la demande d'électricité en supposant que la consommation totale est égale à la somme de la consommation de chaque appareil du ménage. Ils agrègent la demande d'électricité à travers le temps puisque le ménage achète les appareils de chauffage et électroménagers pour plusieurs périodes. Dans un tel contexte, la fonction de vraisemblance devient assez complexe à maximiser de sorte que rien ne garantit que la solution obtenue corresponde au maximum global. Dans leur analyse, il fut impossible même de maximiser leur fonction de vraisemblance. Pour cette raison, ils ont utilisé la méthode des moments généralisés pour estimer les paramètres du modèle. Leur analyse leur a permis d'évaluer les effets d'une modification de la structure de tarification non linéaire de l'électricité de l'État de Californie. En 2001, la structure tarifaire de l'électricité de la Californie est passée d'un tarif de deux parties à un tarif à cinq parties non linéaires.

II.2.2. La pratique de la tarification linéaire et non linéaire⁷³

Nous présentons maintenant une brève revue de certains articles qui étudient la tarification à la Ramsey-Boiteux et la tarification non linéaire (polynôme). Ce survol inclut des analyses empiriques.

La plupart d'entre eux sont basés sur l'utilisation des estimations de la "TOU" pour prédire la réactivité de la demande de détail pour les signaux de la "RTP" (Faruqui et George 2002). Selon un rapport d'EPRI (Electrical Power Research Institute), une réduction de 2,5% la demande en électricité de la Californie pourrait réduire les prix de gros par 24% (rapportée dans Johnson 2001). Yusta et Dominguez (2002) ont présenté un modèle pour mesurer la réponse de la demande industrielle à la "RTP" qui montre comment la réduction de la charge peut atteindre 38% pendant les heures les plus chères par rapport au taux de la "TOU" dans les mêmes horaires. Wolak (2001b) fait valoir que le système californien pourrait compter sur 10 000 MW de capacité des économies (l'équivalent de 10 centrales énorme) pendant les périodes de pointe estivale en appliquant simplement des stratégies de "RTP".

Une autre évaluation importante signalée dans Johnson (2001) a déclaré que selon une analyse récente, les États-Unis pourraient économiser 14,8 milliards de dollars annuellement grâce à la mise en œuvre de la tarification en temps réel de l'électricité. Malgré ces avantages, la "RTP" n'a pas été largement acceptée ou mise en œuvre. Une des raisons est que la mise en œuvre RTP ne peut pas être rentable à la lumière de la facturation et les coûts supplémentaires de comptage sophistiqué (Borenstein et Holland, 2003).

⁷³ Boyer, M. et al. (2003). Partage des coûts et tarification des infrastructures : tarification optimale des infrastructures communes, *rapport de projet*, CIRANO, Montréal

II.2.3. Remise en cause des prix subventionnés : l'exemple au Pakistan

Selon Schneider, (1994), la part des pays en développement dans la consommation énergétique mondiale en 1971 était seulement de 15 pour cent, ce qui a augmenté à 27 pour cent en 1991 et était prévu à 40 pour cent en l'an 2010. Aujourd'hui, la part des pays en développement à la demande énergétique mondiale est de 30 pour cent et devrait augmenter de plus de 40 pour cent d'ici l'an 2030 en raison de la forte croissance démographique et l'exécution de divers programmes de développement au cours des trois prochaines décennies (Raiz, 2008). Pour répondre aux défis énergétiques futurs, les pays en développement manquent de ressources nécessaires telles que les infrastructures, le cadre institutionnel bien défini et des plans à long terme. Par conséquent, des investissements importants sont nécessaires dans de nouvelles capacités pour répondre aux besoins croissants d'électricité et d'autres formes d'énergie dans les pays en développement (Levine et al. 1995).

Au niveau national, des efforts sont faits pour utiliser les ressources d'énergie existantes plus efficacement grâce à des améliorations dans la technologie et la maîtrise des coûts d'énergie et son gaspillage (Siddiqui, 2004; Raiz, 2008).

La politique actuelle de tarification d'électricité est basée sur le principe de couvrir tous les coûts d'exploitation et en capital. Depuis mars 2001, la politique d'ajustement tarifaire automatique des variations du coût du carburant a été adoptée et appliquée tous les trois mois (Malik, 2007). Par ailleurs, les groupes à faible revenu ne reçoivent pas de prestations de subvention et sont contraints d'utiliser du carburant comme le fumier, le bois et le kérosène qui sont non subventionnés et leurs prix sont plus élevés que celui du gaz naturel et de l'électricité (Qureshi, 2007). Ce type de mécanisme de tarification est utilisé comme un instrument de politique sociale pour influencer la consommation. Il y a donc une nécessité de revoir les politiques actuelles des prix subventionnés et non transparents et rationaliser la structure tarifaire.

La littérature suggère que les élasticités revenu et prix de la demande énergétique soient utilisées pour comprendre les tendances de la demande et d'entreprendre d'autres activités telles que la prévision, la gestion de la demande et l'analyse des politiques (Bose et Shukla, 1999). Des élasticités prix et revenus fiables sont plus pertinents dans la conception de politiques publiques sur la restructuration, car le prix est une composante majeure de la réforme (Narayan et Smyth, 2005). Cette information est également importante dans la formulation des revenus et des politiques appropriées de tarification. Dans ce contexte, l'estimation précise des élasticités-revenu et élasticité-prix pour les différents secteurs serait très utile (Bose et Shukla, 1999). Des travaux de recherche approfondis ont été effectués pour examiner les déterminants de la demande l'électricité dans les pays développés et en développement.

Donnons l'exemple des analyses faites par Edmonds et Reilly (1985), Ibrahim et Hurst (1990), et Von Pourgerami Hirschhausen (1991), et Donatos Mergos (1991), Ang et al. (1992), Balabanoff (1994), La soie et Joutz (1997), Brenton (1997), Pesaran et al. (2001), Bose et Shukla (1999), Hunt et al. (2000), Akmal et Stern (2001), Filippini et Pachauri (2004), Holtedahl et Joutz (2004), Narayan et Smyth (2005), De Vita et al. (2006), Yoo et al. (2007) et Ziramba (2008).

Ces analyses suggèrent que l'élasticité prix de la demande est le prix négatif et à long terme et les élasticités-revenu sont plus importantes que les élasticités à court terme. Par ailleurs, l'élasticité-revenu de l'électricité utilisée à des fins résidentielles est positive.

Cependant, il y a très peu de travaux analytiques disponibles pour le Pakistan, entre autres, de Riaz (1984), Iqbal (1983, 1986), Chisti et Mahmud (1990), Burney (1990), Siddiqui et Haq (1999), Ahmad (2000) et Looney (2007). Siddiqui et Haq (1999) examinent la fonction de demande globale d'électricité à des niveaux. Ils concluent que, au niveau global, la production, les prix et le nombre de consommateurs sont les principaux déterminants de

la demande d'électricité. Les résultats de ces analyses sont faux, car utilisant des techniques d'estimation classiques.

II.2.4. La tarification à la Ramsey-Boiteux

Le secteur de l'électricité fait partie des secteurs où les tarifs optimaux sont utilisés de façon extensive. Dans une analyse portant sur un échantillon de fournisseurs privés d'électricité, Naughton (1988) développe un modèle de régulation par les prix où les préférences du régulateur sur les catégories de consommateurs peuvent varier. Cette analyse montre que la structure tarifaire alors en vigueur favorisait davantage les petits consommateurs, résidentiels ou commerciaux, en leur facturant, pour des raisons d'équité, des prix inférieurs aux prix de second rang de Ramsey-Boiteux. En général, les consommateurs commerciaux étaient les moins favorisés (car les moins politiquement organisés). La règle de Ramsey-Boiteux aurait exigé d'augmenter légèrement les prix destinés à la consommation résidentielle, sans modifier les prix à la consommation industrielle, de réduire de façon significative les prix de l'électricité à usage commercial et d'augmenter les charges fixes.

Dans de nombreux pays, on a vu la tarification traditionnelle de l'électricité (tarif uniforme ou tarifs par période) évoluer vers de nouvelles formes qui tiennent compte des coûts marginaux variables de fournir le service et ce de façon dynamique. Une particularité importante de ces tarifs est qu'ils sont le plus souvent proposés comme options au tarif de base, de sorte que les consommateurs peuvent choisir entre l'ancien et les nouveaux tarifs. Sur sept pays européens étudiés, six offrent des tarifs par période comme alternative au tarif unique de base.

Dans une expérience de tarification dynamique réalisée en Finlande, Räsänen et al. (1997) proposent une grille de tarifs qui aurait donné au consommateur la possibilité de choisir le tarif le mieux adapté à son type de consommation. Il a quatre types de tarifs envisagés : un prix uniforme, un

tarif avec prix par période, un menu de deux prix uniformes et un menu de deux tarifs avec prix par période. Cette analyse montre que l'option de deux tarifs avec prix par période donne les bénéfices les plus élevés. En permettant aux consommateurs de choisir entre plusieurs tarifs, on peut accroître le bien-être social.

Un autre secteur dans lequel on a constaté que la règle de Ramsey-Boiteux était utile est celui des transports. La tarification à la Ramsey-Boiteux a été proposée pour facturer l'accès aux aéroports non congestionnés. S'il existe des excès de capacité, la tarification au coût marginal entraîne un déficit. Cela conduit à l'aéroport à imposer des frais fixes supérieurs aux coûts marginaux, ce qui provoque d'autres inefficacités.

En général, la base pour les frais d'atterrissage est le poids de l'appareil (poids maximum à l'atterrissage au poids maximum au décollage). Une analyse de Morisson (1982) évalue les prix optimaux de Ramsey-Boiteux pour les aéroports non congestionnés et montre que les frais optimaux d'atterrissage doivent dépendre du coût marginal de l'aéroport, de l'élasticité de la demande et du coût du vol. Ces frais doivent croître avec le coût marginal de l'aéroport et le coût du vol et décroître avec l'élasticité de la demande. Ces trois paramètres peuvent être liés à deux particularités de chaque vol : la taille (ou le poids) de l'appareil et la distance qu'il parcourt. Cette analyse conclut que les prix d'accès à un aéroport devraient être basés sur la taille (le poids) et la durée du vol.

Des prix à la Ramsey-Boiteux ont aussi été calculés pour le transport en commun dans la partie Est de la Baie de San Francisco. Dans cette région, les transporteurs ont un monopole naturel puisque leur coût marginal est inférieur au coût moyen. Cela implique qu'une tarification au coût marginal entraîne un déficit. Train (1977) a montré que, en définissant des prix de Ramsey-Boiteux, les utilisateurs du service autobus subventionneraient l'usage du rail. Cependant, dans cette région de la Baie de San Francisco, les usagers de l'autobus ont des revenus plus faibles que les usagers du chemin de fer. Du point de vue de l'équité, cette subvention croisée semble tout à fait

inoportune. L'analyse propose alors que les prix de Ramsey-Boiteux soient ajustés de manière à prendre en compte ces considérations d'équité.

L'application de la tarification à la Ramsey-Boiteux aux services postaux a aussi été abondamment étudiée. Les services postaux des États-Unis (USPS) ont été créés en 1970 en tant que compagnie gouvernementale semi-autonome. L'USPS est contrainte d'équilibre budgétaire et chaque catégorie de courrier doit prendre en charge les coûts directs et indirects qui lui sont imputables, ainsi qu'une fraction des coûts institutionnels. Pour partager les coûts institutionnels, non imputables à une catégorie particulière de courrier, les services postaux se sont, pour un temps, servis de la règle de l'inverse de l'élasticité. Mais même si cette règle était utilisée en 1974, il n'existait pas d'estimation de ces élasticités, qui n'a été disponible qu'en 1976.

La méthode utilisée alors consistait à classer les catégories de courrier suivant les élasticités relatives de la demande. La règle simple de l'inverse de l'élasticité aurait été appropriée si les postes produisaient des services répondant à des demandes indépendantes. Cependant, il existe des relations de substitution entre les différentes catégories de courrier. L'USPS, reconnaissant l'existence des élasticités prix croisées non nulles, a tenté d'introduire cette notion dans l'établissement de ses tarifs. En 1978, l'application de la règle de Ramsey-Boiteux a tenu compte des élasticité-prix croisées, sous forme de contrainte, et plus tard, les modèles de demandes utilisés par USPS ont explicitement, pris en compte les effets prix croisés.

Une autre particularité, qui distingue encore les services postaux de beaucoup d'autres services publics, est l'existence de services substitués ou compléments dans le secteur privé. Sherman et George (1979) ont remarqué que USPS ne prenait pas correctement en compte la concurrence des produits du secteur privé ni les effets de ses propres tarifs sur les profits du secteur privé. Ils dérivent un système d'équations permettant de caractériser les prix optimaux en prenant en compte les interdépendances avec le secteur

privé. Scott (1986) compare les tarifs appliqués par USPS avec ceux qui seraient obtenus en appliquant la règle de Ramsey-Boiteux généralisée, tout en tenant compte de la concurrence. Le fait que chaque prix soit augmenté de la "valeur du service " que représente la partie du coût institutionnel a pour conséquence que les tarifs choisis par USPS sont assez proches de ceux calculés grâce aux principes généraux de la règle de Ramsey-Boiteux, même si on utilise pas explicitement cette dernière règle.

En Angleterre, la poste n'a pas fait d'analyses statistiques élaborées des demandes de ses produits, même si quelques travaux préliminaires ont été réalisés. Albon (1989) évalue la tarification à la Ramsey-Boiteux sous le régime alors en vigueur de deux niveaux de prix (première et deuxième classe) et montre que la différence de prix entre les courriers de première et deuxième classes est bien plus importante que ce qu'elle devrait être. Cette analyse constate aussi que la tarification des envois nationaux ne dépend pas assez explicitement de la distance. L'analyse suggère une structure de prix à quatre niveaux suivant la catégorie (première et deuxième classes) et la destination (urbain et rural). Une tarification à la Ramsey-Boiteux avec quatre niveaux de tarifs aurait entraîné une augmentation du volume de courrier envoyé. Dans une autre analyse du service téléphonique, Train (1994) calcule les tarifs autosélectifs optimaux pour Bell de la Pennsylvanie, et les compare aux tarifs uniques et à la tarification au coût marginal. L'analyse montre que les tarifs autosélectifs conduisent à un surplus social supérieur à celui obtenu avec la tarification obligatoire au coût marginal.

Nous remarquons que certaines caractéristiques se retrouvent de façon récurrente dans la mise en œuvre des tarifs optimaux, qu'ils soient simples ou polynômes. En général, les industries où l'on retrouve ce genre de tarifs sont des monopoles naturels qui, par définition, ont des coûts marginaux de production substantiellement plus faibles que leurs coûts moyens. Il existe différentes méthodes de fixation des prix qui ne correspondent pas toujours à l'application explicite de la méthode de Ramsey-Boiteux (la règle de l'inverse de l'élasticité).

Cependant, même lorsque d'autres méthodes sont employées, les éléments essentiels de la méthode de Ramsey-Boiteux sont implicitement compris dans les prix et ceux-ci ne divergent jamais trop des prix optimaux de Ramsey-Boiteux. Lorsque différents types de produits sont concernés, la question de l'équité émerge, puisqu'il existe des possibilités de subventions croisées entre les différents groupes de consommateurs. Les paramètres des fonctions de coût et de demande sont indispensables à la détermination des prix optimaux. Enfin, notons que ces informations peuvent être obtenues avec plus ou moins de facilité suivant les contextes étudiés.

Section III. Leçons d'expérience étrangère en matière de tarification d'électricité

Dans cette partie, il est présenté une revue de quelques analyses empiriques sur la tarification de l'électricité. Sur la base de résultats, les effets de la tarification de l'électricité de quelques analyses empiriques sont aussi présentés et sur la base d'exemple illustratif la structure d'un tarif est décomposée.

III.1. Effets de la tarification de l'électricité : quelques analyses empiriques.

Il s'agit de voir quelle relation de causalité entre la consommation électrique et le revenu (Tableau 10). Outre cela, sont exposés les résultats de calcul d'élasticité les concernant (Tableau 11).

Tableau 10 : Relation entre la consommation et le revenu : nature de la causalité

Référence	Méthode empirique	Période	Pays	Relations de causalité
Maryse Robert (2005)	Élasticité-prix de la demande de l'électricité: Modèle de stone	2005	Québec	- Consommation augmente avec le revenu - Part du revenu consacré à l'achat de l'électricité diminue avec le revenu - Le prix moyen unitaire de l'électricité diminue avec la consommation
Bernard et al (1987)	Modèle de demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel à l'aide d'une approche à deux niveaux	1962 à 1983	Québec	- la demande d'énergie est inélastique tant au niveau des prix que du revenu. - les élasticités-prix propres à l'électricité et à l'huile sont inférieures à un - les élasticités-prix du gaz naturel et du bois sont supérieures à l'unité. - la substitution brute domine parmi les quatre sources d'énergie
Bernard (2000)	Modèle intégré de la demande totale d'énergie avec les équations de parts de marche	2000	Québec	Élasticités-prix de court terme de la demande d'électricité est de -0.053 pour le résidentiel, -0.041 pour le commercial et -0.010 pour l'industriel
Bernard et Genest-Laplane (1995)	Sondage effectué en 1989 par Hydro-Québec et les élasticités prix d'une analyse ontarienne réalisée par Mountain (1993)	1995	Québec	Régressivité de la tarification de l'électricité: le revenu augmente avec la consommation d'électricité là où la facture annuelle moyenne diminue
Nesbakken (1999)	Modèle par maximum de vraisemblance	1999	Norvège	- l'élasticité-prix de court terme est supérieure lorsque le revenu est plus grand que la moyenne - la demande d'énergie d'un ménage avec enfants de moins de seize ans est plus élastique que celle d'un ménage avec enfants de moins de sept ans

Source : Auteur à partir des différents articles consultés et indiqués en référence dans le tableau et répertoriés dans la bibliographie

Tableau 11: Résultats de Calcul d'élasticité

Référence	Méthode empirique	Période	Pays	Résultats
Mountain (1993)	Élasticités-prix	1982 et 1988	Ontario	- la tarification différenciée dans le temps entraîne une différence dans les formes de charge résidentielle
Herriges et al. [1993]	Estimation de la réactivité des prix	1993	Données de Niagar Mohawk (un petit sous-ensemble de l'échantillon du client)	Une réponse significative des prix
King et Shatrawka [1994]	Calcul des élasticités	1994	Données de Midlands électrique au Royaume Uni	Élasticité de substitution est de l'ordre de -0,2
Patrick et Wolak [1997]	Calcul des élasticités	1997	données des Midlands UK	élasticités prix de l'ordre de -0,02 à -0,2
Chefi Triki · Antonio Violi (2007)	Modèle de DP sur le marché italien. la technique du bootstrap Efron et Tibshirani, (1993)	2007	Italie : le marché italien (300 clients dont 200 sont sur le tarif plat et les autres sont sur le tarif dynamique)	ρ_1 (e / an) = 176,36 ρ_3 (e / kWh) = 0,015 ϵ_1 (e / an) = 19,26 ϵ_2 (e / an kW) = 30,77 ϵ_3 (e / kWh) = 0,001

Source : Auteur à partir des différents articles consultés et indiqués en référence dans le tableau et répertoriés dans la bibliographie

III.2. Exemple illustratif de la décomposition de la structure d'un tarif

Aux fins d'illustration, supposons le tarif décrit ci-après :

$$p_e = p_e(x, p_1, p_2, x^*) \begin{cases} \equiv p_1 & \text{si } x \leq x^* \\ \equiv p_2 & \text{si } x > x^* \end{cases}$$

où p_e est le prix à l'équilibre du consommateur, x est la quantité demandée, x^* est le seuil de changement d'une tranche à l'autre, p_1 et p_2 sont les différents prix.

Supposons un modèle de demande linéaire défini comme suit :

$$X = \alpha_0 + \alpha_1 p_e + \alpha_2 \text{revenu} + \varepsilon$$

avec ε un terme d'erreur. Substituons le prix par son expression :

$$X = \alpha_0 + \alpha_1 p_e(x, p_1, p_2, x^*) + \alpha_2 \text{revenu} + \varepsilon$$

L'estimation par la forme réduite consiste à supposer que p_e est une fonction linéaire de variables explicatives :

$$X = \alpha_0 + [\beta_1 p_1 + \beta_2 p_2 + \beta_* x^*] + \alpha_2 \text{revenu} + \varepsilon$$

On peut constater que lorsque le seuil (x^*) est une constante, un problème d'identification se pose puisqu'il y aura deux constantes dans le modèle. Donc, le β_* ne sera pas identifiable. De plus, rien ne prouve que le prix d'équilibre soit une fonction linéaire de variables explicatives, on pourrait supposer une autre forme fonctionnelle.

L'estimation par variables instrumentales (VI) permet aussi de résoudre le biais dû à l'endogénéité du prix. La démarche consiste à trouver de bons instruments pour le prix. Cette méthode a été utilisée par Barnes, Gillingham et Hagemann (1981), Hausman, Kinnucan et McFadden (1979), Hausman et Trimble (1984). L'estimation par variables instrumentales est techniquement supérieure à l'estimation par la forme réduite parce qu'elle permet de résoudre non seulement le biais d'endogénéité du prix, mais aussi de spécifier l'équation de demande en cohérence avec la théorie néoclassique de maximisation de l'utilité. Cependant, les estimateurs obtenus ne sont pas les meilleurs.

En revenant au modèle illustratif, l'estimation par VI pourrait consister à prendre comme instrument pour p_e :

$$\hat{p} = p \left(p_e = \frac{P_1}{revenu} \right) \times p_1 + p \left(p_e = \frac{P_2}{revenu} \right) \times p_2$$

Une autre alternative est le maximum de vraisemblance structurel (MVS) initialement proposé par Burtless et Hausman (1978). Cette méthode a été utilisée par Dubin (1985b) pour estimer la demande d'électricité. Le MVS consiste à résoudre le problème de maximisation de l'utilité du consommateur sous une contrainte budgétaire non linéaire. Le terme d'erreur aléatoire intervenant dans la fonction d'utilité directe traduirait soit de l'hétérogénéité aléatoire dans les préférences et/ou des erreurs de mesures dans les variables explicatives. La solution au problème de maximisation est une fonction de demande définie de façon spécifique pour chaque bloc. La loi du terme d'erreur permet de construire la fonction de vraisemblance à maximiser. Cependant, il se peut que les probabilités qui entrent dans la fonction de vraisemblance soient négatives. Herriges et al. (1994) proposent la méthode du maximum de vraisemblance structurel modifié pour résoudre ce problème. Leur méthode consiste à contrôler les probabilités pour éviter des valeurs négatives. Supposons que la fonction d'utilité indirecte est définie de la façon suivante :

$$\begin{aligned} & \max U(x, G, \varepsilon) \\ & sc \\ & p_1 x + G \leq revenu \\ & p_2 x + G \leq revenu + (p_2 - p_1) x^* \end{aligned}$$

où G indique les dépenses pour les autres biens. Supposons que l'équation de demande qui en résulte est définie par :

$$x = \begin{cases} \int(p_1, revenu, \varepsilon) & si & \varepsilon \leq \varepsilon_1 \\ x^* & si & \varepsilon_1 \leq \varepsilon \leq \varepsilon_2 \\ \int(p_2, revenu + (p_2 - p_1)x^*, \varepsilon) & si & \varepsilon > \varepsilon_2 \end{cases}$$

Les probabilités négatives viennent du fait qu'il peut arriver que $(\varepsilon_1 > \varepsilon_2)$ rendant $p(\varepsilon_1 \leq \varepsilon \leq \varepsilon_2) < 0$. Ce problème est écarté puisque la partie du milieu sera incluse dans la première de sorte qu'on se limite à deux parties et non trois.

Il en découle, de la compréhension de la structure tarifaire de l'exemple illustratif ci-dessus et des effets de la tarification de l'électricité en termes d'élasticité et d'effet de substitutions, une pertinence de l'adoption, de la prise en compte ou de la reconsidération de l'analyse économétrique des déterminants de la tarification sur la demande d'électricité.

Conclusion

En somme, l'analyse théorique et empirique des effets de la tarification sur la demande électrique a permis de passer en revue les fondamentaux de la tarification de l'électricité, de façon descriptive, d'analyser l'évolution de différentes méthodes de tarification de l'électricité, de comprendre les leçons d'expérience étrangère en matière de tarification d'électricité avec à la clé une reconsidération des mesures tarifaires conduisant à repenser la structuration des marchés de l'électricité. En effet, les fondamentaux de la tarification de l'électricité portent à la fois sur l'enjeu et le rôle qu'elle joue, sur les fondements théoriques, sur le caractère de bien public de l'électricité. Par ailleurs, l'analyse descriptive de l'évolution de différentes méthodes de tarification de l'électricité soulève une controverse sur les différents modes de tarifications à la suite d'exposé de quelques méthodes de tarification d'une part et d'autre part des problèmes économétriques.

En matière de tarification d'électricité, les expériences étrangères, présentées à partir de quelques analyses empiriques, constituent des cas d'école pour la maîtrise des effets de la tarification de l'électricité. Il est ajouté à l'analyse un exemple illustratif de la décomposition de la structure d'un tarif.

En conséquence, l'adoption de mesures tarifaires infaillibles passe par une modernisation des appareils de comptage, un net lien entre un accès au marché et les prix de l'électricité qui permet une maîtrise de la politique de tarification de détail et de la demande. En outre, repenser la structuration des marchés de l'électricité constitue une nécessité, car même s'il y a une remise en cause du statut du monopole dans l'industrie de l'électricité, il n'en demeure pas moins que la concurrence dans les marchés d'énergie électrique présente des forces et des faiblesses. Alors, doit-on aller vers de nouvelles organisations du marché de l'électricité au Sénégal ?

C'est tout le sens de l'entendement dans la conception de la maîtrise des déterminants de la tarification sur la demande d'électricité des ménages au Sénégal (Chapitre III).

Chapitre III : Déterminants de la tarification sur la demande d'électricité au Sénégal

Introduction

Dans les chapitres précédents, quand nous avons étudié en plus la situation énergétique, le profil du marché sénégalais d'énergie électricité, le cadre conceptuel et la revue de la littérature économique, nous avons relevé qu'il n'existe pas encore de travaux prenant en compte à la fois le problème de la simultanéité entre la fixation des prix (tarification) et le problème du choix du bien-être (demande). On s'intéresse soit à l'un soit à l'autre des problèmes, mais pas aux deux à la fois. Cependant, si nous voulons estimer la demande d'électricité des ménages avec la structure tarifaire de SENELEC, nous devons résoudre simultanément ces deux problèmes pour obtenir des estimateurs convergents. Notre modèle serait ainsi beaucoup plus adapté à la réalité.

Dans ce chapitre (III) nous utiliserons la méthodologie des données de pseudo-panel qui a l'avantage de corriger à la fois le biais de sélection venant du choix de la consommation du bien et le biais d'endogénéité du prix. Nous nous servirons de modèle de tranche d'âge pour prendre en compte l'hétérogénéité entre les classes de consommation. L'estimation du modèle se fera avec les bases de données d'enquête d'ESAM I, ESAM II, ESPS I et ESPS II. Puisque l'analyse de la demande d'électricité devrait prendre en compte le comportement de consommation des ménages, il serait beaucoup plus intéressant de suivre les mêmes ménages afin de bien comprendre leur comportement de consommation. Il existe dans la littérature des outils pour le traitement des données de pseudo- panel. Il s'agira dans la section (I) de poser le cadre théorique en rappelant l'origine du modèle, la base du mode de calcul et les caractéristiques du modèle de dépense de Stone (1954). La section (II) s'intéresse à la spécification du modèle en l'estimant. Et enfin, la section (III) porte sur l'analyse des résultats et les implications en termes de politiques économiques.

Section I. Cadre théorique

Nous partons de l'origine du modèle avec une optimisation du programme du consommateur dans un premier temps, ensuite le modèle de dépenses de Stone proprement dit en est déduit et enfin, le mode de calcul et les caractéristiques du modèle de dépenses de Stone sont exposés.

1.1. Origine du modèle : optimisation du programme du consommateur⁷⁴

Nous justifions l'utilisation du modèle par le comportement de consommation des ménages conformément à une fonction d'utilité de Stone Geary (1954), à laquelle l'hypothèse de rationalité est adjointe. Les consommateurs maximisent leur utilité et adressent une fonction de demande sur le marché des biens et services.

Les préférences sont représentées par la fonction d'utilité Stone-Geary (1954) sous contrainte du revenu du consommateur.

Pour arriver au modèle de Stone, le point de départ est l'équation des dépenses totales.

$$x = \sum_k p_k q_k \quad (1)$$

Où x représente les dépenses totales, p_k le prix du bien k et q_k la quantité du bien k .

De cette équation, il est possible d'obtenir la demande Marshallienne qui est

$$q_i = g_i(x, p) \quad (2)$$

⁷⁴ Annabi, N. et al. (juillet 2013). Formes fonctionnelles et paramétrisations dans les MCEG, CREFA, Université de Laval PP 13-15

C'est-à-dire la quantité qui est fonction des dépenses totales et du prix. Celle-ci doit être continûment dérivable. Comme la fonction de demande doit satisfaire la contrainte budgétaire, alors cette contrainte doit être imposée sur g_i :

$$x = \sum_k p_k g_k(x, p) \quad (3)$$

Il est à noter que les unités de mesure des prix et des dépenses totales n'ont pas d'effet sur la perception des opportunités par le consommateur. Puis, par les propriétés d'agrégation d'Engel et Cournot respectivement, les deux équations suivantes sont obtenues :

$$\sum_k p_k \frac{\partial g_k(x, p)}{\partial x} = 1 \quad (4)$$

Et

$$\sum_k p_k \frac{\partial g_k(x, p)}{\partial p_i} + q_i = 0 \quad (5)$$

La restriction de l'homogénéité de degré zéro impose aussi que

$$\sum_k p_k \frac{\partial g_k(x, p)}{\partial p_i} + \frac{x \partial g_i}{\partial x} = 0 \quad (6)$$

C'est-à-dire qu'un changement proportionnel en p et en x laisse les dépenses du bien i inchangées.

Supposons que la part de la dépense totale allant à chaque bien soit représentée par w . Alors,

$$w_i = \frac{p_i q_i}{x} \quad (7)$$

Maintenant, représentons les dérivées logarithmiques des demandes Marshalliennes par :

$$e_i = \frac{\partial \log g_i(x, p)}{\log x} \quad (8)$$

Qui est l'élasticité de la dépense totale liée au bien

$$e_i = \frac{\partial \log g_i(x, p)}{\log p_i} \quad (9)$$

qui est l'élasticité prix

Les e_i sont les élasticités prix propres à chaque bien, tandis que les e_{ij} sont les élasticités-prix croisées (aussi appelées élasticités non compensées ou brutes).

Maintenant, les équations (4) et (5) sont équivalentes à :

$$\sum_k w_k e_k = 1 \quad (10)$$

Et

$$\sum_k w_k e_{ki} + w_i = 0 \quad (11)$$

et l'équation (6) devient :

$$\sum_k e_{ik} + e_i = 0 \quad (12)$$

L'équation suivante est souvent estimée sur des données chronologiques des dépenses et des prix :

$$\log q_i = \alpha_i + \log x + \sum_{k=1}^n e_{ik} \log p_k + \mu_i \quad (13)$$

Où α_i est une constante et μ_i est le terme d'erreur.

D'ailleurs, la méthode des moindres carrés ordinaires peut être utilisée sur celle-ci, un bien à la fois, pour estimer e_i et e_{ik} pour un certain groupe k (surtout pour les biens qui sont associés ou que l'on croit être associé au bien i).

L'équation de départ pour arriver au modèle de Stone⁷⁵ est donc la suivante:

$$\log q_i = \alpha_i + \log x + \sum_{k=1}^n e_{ik} \log p_k \quad (14)$$

Au départ, Stone veut estimer l'équation précédente pour 48 catégories de dépenses en alimentation pour les années 1920 à 1938. Il possède donc 19 observations. Comme il faut garder un minimum de variables explicatives pour ne pas perdre trop de degrés de liberté, il lui faut ajouter d'autres restrictions, car cette équation en contient 50. Stone décompose donc les élasticités prix croisées selon l'équation de Slutsky :

⁷⁵ Robert, M. (2005). Impact de la Tarification de l'Électricité au Prix du Marché sur le Secteur Résidentiel : Application à la Province de Québec, Département de Sciences Économiques, Faculté des Arts et Sciences, Université de Montréal pp.31

$$S_{ij} = \frac{\partial h_i}{\partial p_j} = \frac{\partial g_i}{\partial x} q_j + \frac{\partial g_i}{\partial p_j} \quad (15)$$

Donc,

$$e_{ij} = e_{ik}^* - e_i w_k \quad (16)$$

Où e_{ik} est l'élasticité-prix compensée

Il est maintenant possible d'écrire :

$$\log q_i = \alpha_i + e_i + \left[\log x - \underbrace{\sum_k w_k \log p_k}_{***} \right] + \sum_{k=1}^n e_{ik}^* \log p_k \quad (17)$$

**** Cette partie peut être vue comme le logarithme d'un indice général de prix P

Ce qui donne :

$$\log q_i = \alpha_i + e_i \log \left(\frac{x}{p} \right) + \sum_{k=1}^n e_{ik}^* \log p_k \quad (18)$$

D'un côté, cela donne la demande en termes de dépenses réelles et de l'autre, les prix compensés.

Maintenant, la contrainte d'homogénéité peut être réécrite comme :

$$\sum_{k=1}^n e_{ik}^* = 0 \quad (19)$$

Cela peut ensuite être utilisé pour permettre la déflation de tous les prix p_k par l'indice général de prix P . Par (19), l'équation (18) est approximativement équivalente à :

$$\log q_i = \alpha_i + e_i \log \left(\frac{x}{p} \right) + \sum_{k=1}^n e_{ik}^* \log \left(\frac{p_k}{p} \right) \quad (20)$$

Pour calculer les élasticités, le système linéaire de dépenses de Stone sera utilisé plus exactement. Le choix de ce modèle se justifie par la disponibilité des données de dépenses là où les données sur la consommation d'électricité par ménage font défaut.

D'ailleurs, c'est cette équation (20) qui est à la base de toute l'analyse de Stone.

1.2. Mode de calcul et caractéristique du modèle de dépenses de Stone

Il s'agira de définir le cadre méthodologique d'analyse avec le modèle à estimer, d'expliquer le choix des variables, de donner les sources de données et enfin d'exposer les hypothèses et les signes attendus des coefficients.

1.2.1. Cadre méthodologique d'analyse : le modèle à estimer

La dépense du bien i sera notre équation d'estimation au lieu de sa demande. Pour ce faire nous avons eu à apporter quelques modifications pour aboutir au modèle suivant :

$$\begin{aligned} \log \left(\frac{\text{Electricité}}{P} \right) = & \beta_0 + \beta_1 \text{Urbain} + \beta_2 \text{Taille_ménage} + \beta_3 \text{Sexe} + \beta_4 \text{Nombre_de_pièces} + \\ & \beta_5 \text{Taille_ménage}^2 + \beta_6 \log \left(\frac{\text{revenu}}{P} \right) + \beta_7 \text{Equipements_electromenagers} + \\ & \beta_8 \log \left(\frac{\text{prix_gaz}}{\text{prix_électricité}} \right) + u \end{aligned} \quad (21)$$

Notons que la dépense en électricité se décompose comme suit :

$$\text{dépense électricité} = \text{prix} \times \text{quantité} \quad (22)$$

Nous en déduisons que

$$\log\left(\frac{\text{Electricité}}{P}\right) = \log(\text{prix électricité} \times \text{quantité}) \quad (23)$$

Ce qui nous donne l'équation (24) suivante :

$$\begin{aligned} \log(\text{prix_électricité} * \text{quantité}) = & \beta_0 + \beta_1 \text{Urbain} + \beta_2 \text{Taille_ménage} + \beta_3 \text{Sexe} + \beta_4 \text{Nombre_de_pièces} + \\ & \beta_5 \text{Taille_ménage}^2 + \beta_6 \log\left(\frac{\text{revenu}}{P}\right) + \beta_7 \text{Equipements_elctromenagers} + \\ & \beta_8 \log\left(\frac{\text{prix_gaz}}{\text{prix_électricité}}\right) + u \end{aligned} \quad (24)$$

Après quelques manipulations algébriques, nous aurons notre modèle suivant :

$$\begin{aligned} \log(\text{quantité}) = & \beta_0 + \beta_1 \text{Urbain} + \beta_2 \text{Taille_ménage} + \beta_3 \text{Sexe} + \beta_4 \text{Nombre_de_pièces} + \\ & \beta_5 \text{Taille_ménage}^2 + \beta_6 \log\left(\frac{\text{revenu}}{P}\right) + \beta_7 \text{Equipements_elctromenagers} + \\ & \beta_8 \log(\text{prix_gaz}) + (1 + \beta_8) \log(\text{prix_électricité}) + u \end{aligned} \quad (25)$$

L'analyse de ce modèle a permis d'établir une liste de variables importantes ayant un impact sur la demande d'électricité des ménages.

1.2.2. Choix des variables

Dans notre modèle, nous avons choisi les variables en nous référant aux différents déterminants de la demande d'électricité qui sont souvent évoqués dans la littérature économique. Notre variable dépendante dans le modèle est la dépense annuelle d'électricité dans un ménage donné.

Les variables sont :

- « *quantité* » qui est la variable dépendante, est la proportion de la dépense d'électricité des ménages ;
- « *Urbain* » qui est une variable binaire qui traduit le lieu de résidence. Ce milieu de résidence est une variable qui permet de détecter les différences selon la localité dans la détermination de la demande d'électricité ; elle est de 1 si le lieu de résidence est urbain et 0 sinon ;
- « *Taille_ménage* » qui est le nombre de personnes vivant dans le ménage. Nous l'assimilons aux membres du ménage. Cette variable est choisie du fait que dans certains ménages la taille peut expliquer la demande d'électricité ;
- « *Taille_ménage²* » qui permet de détecter une éventuelle valeur extrême pour la taille du ménage. Par exemple, la probabilité de dépenser en électricité peut augmenter (ou diminuer) avec les membres du ménage jusqu'à une valeur à partir de laquelle elle commence à diminuer (ou augmenter). En d'autres termes, nous pourrions détecter un éventuel effet de seuil ;
- « *Nombre de pièces* » est le nombre de pièces séparé qui compose l'habitat du ménage ;
- « *Revenu* » qui est une variable d'appréciation du niveau de vie du ménage; il n'est pas le revenu avant impôts, mais ici nous utilisons son proxy qui est la dépense totale du ménage toutes choses égales par ailleurs.
- « *P* » qui est l'indice des prix à la consommation (IPC) ;
- « *Prix_gaz* » qui est l'indice de prix du gaz naturel ;
- « *Prix_électricité* » qui est l'indice de prix de l'électricité ou le prix du kWh qui est considéré ici comme étant notre variable tarification.
- « *Equipements_electromenagers* » : qui est l'indicateur « equipem ». Il mesure la dotation des ménages en équipements électroménagers. C'est un indicateur calculé sur des appareils qu'on retrouve simultanément dans les différentes enquêtes. Ces appareils, au nombre de cinq, sont : radio, téléviseur, réfrigérateur/congélateur, fer à repasser électrique et machine à coudre. Pour chaque appareil, on crée une variable

dichotomique qui prend la valeur 1 si le ménage le possède et la valeur 0 sinon :

$$appareil_i = \begin{cases} 1 & \text{si le ménage dispose de } i \\ 0 & \text{si'il n'en dispose pas} \end{cases}$$

i = radio, téléviseur, réfrigérateur/congélateur, fer à repasser électrique, machine à coudre.

L'indicateur de dotation en équipements électroménagers « *equipm* » est obtenu en faisant la somme des cinq variables dichotomiques :

$$equipm = \sum_i Appareil_i$$

Ainsi, l'indicateur varie entre 0 et 5. Une valeur petite de l'indicateur désigne un niveau de dotation faible en équipements électroménagers, tandis qu'une valeur grande (c'est-à-dire proche de 4 ou 5) implique un niveau de dotation élevé en équipements électroménagers. L'indicateur est censé faire un impact positif sur les dépenses d'électricité des ménages.

- « u » qui est le résidu ; c'est le terme d'erreur.

1.2.3. Sources de données⁷⁶

Nous utilisons les quatre enquêtes-ménages menées entre 1995 et 2011 et étalées sur une période de seize (16) ans au Sénégal. Ils s'agissent des enquêtes ESAM I (1995), ESAM II (2001), ESPS I (2006) et ESPS II (2011).

Pour ces enquêtes, la même méthodologie a été utilisée ; ce qui nous donne la possibilité de les combiner pour construire notre pseudo-panel. Dans les sous-sections suivantes, nous présentons les bases de données.

⁷⁶ Les sources de données de l'ESAM I, de l'ESAM II et de l'ESPS I sont tirées de Kane, A. (2011) et des rapports d'enquêtes de l'ANSD pour l'ESPS II.

1.2.3.1. La première enquête sénégalaise auprès des ménages (ESAM I)⁷⁷

L'ESAM I débute en 1995 et repose sur un échantillon de 3 300 ménages et 32.550 individus environ. Le ménage urbain est visité une seule fois sur une période de 33 jours, tandis que celui du milieu rural reçoit les enquêteurs pendant deux périodes de 17 jours espacées de 6 mois environ. Les deux passages en milieu rural répondent au souci d'une meilleure appréhension de la consommation. Ce milieu est caractérisé par le fait que plus on s'éloigne de la période des récoltes, plus les ressources se font rares, ce qui a une incidence sur le niveau de la consommation des ménages concernés.

1.2.3.2. La deuxième enquête sénégalaise auprès des ménages (ESAM II)⁷⁸

Considérée comme une suite ou un prolongement de la première enquête sénégalaise auprès des ménages, l'ESAM II est une enquête tenue en 2001 et dont la collecte s'est étalée sur une période de 12 mois répartie en 3 intervalles de temps de 4 mois appelés «passages». Dans chaque passage, l'équipe de collecte procède au dénombrement des unités aréolaires devant servir au tirage de l'échantillon. L'échantillon est permanent et sa taille est de 6 624 ménages dont 3384 en milieu urbain et 3240 en milieu rural. L'échantillon est constitué de 282 districts de recensement (DR) en milieu urbain et 270 en milieu rural, à raison de 12 ménages par DR. Le nombre d'individus sur lesquelles on dispose d'informations dans la base de données est de 64.600 environ.

⁷⁷ Rapport d'enquêtes de l'ANSD

⁷⁸ Rapport de synthèse ESAM II, ANSD (ex DPS), juillet 2004

1.2.3.3. L'enquête de suivi de la pauvreté au Sénégal (ESPS I)⁷⁹

Cette enquête de 2006 porte sur un échantillon national de 13 600 ménages dont 8640 en milieu urbain et 4960 en milieu rural. Étant donné qu'elle vise à collecter des données comparables au niveau départemental, chaque département est considéré comme une strate ou un domaine à part.

Il a donc été tiré dans chaque département, un sous échantillon de taille statistiquement suffisante, pour produire des résultats comparables entre départements. L'échantillon a été tiré en deux phases. Au premier degré, il a été tiré dans chaque département, 25 grappes ou districts de recensement (DR), à raison de 16 ménages par grappe. Pour tenir compte de la plus grande variabilité (hétérogénéité) en milieu urbain, eu égard aux phénomènes observés, la composante urbaine de l'échantillon départemental a été privilégiée.

Ainsi, 15 grappes (240 ménages) ont été tirées en milieu urbain et 10 grappes (160 ménages) en milieu rural. En effet, les ménages ruraux tendent généralement à se ressembler sur plusieurs plans, ce qui conduit à une faible variabilité dans les phénomènes que l'on cherche à mesurer. Aussi, les gains en informations ne deviennent-ils quasi nul, au-delà d'un certain nombre d'observations.

1.2.3.4. L'enquête de suivi de la pauvreté au Sénégal (ESPS II)⁸⁰

L'Enquête Suivi de la Pauvreté au Sénégal (ESPS II)⁸¹ de 2011 est une réplique de celle 2005-2006 (ESPS I). L'ESPS II porte sur un échantillon national de 18180 ménages. L'échantillon est tiré en deux phases : les unités primaires ou DR au premier degré de tirage et les unités secondaires ou ménages au second degré. Au premier degré, il est tiré 1010 grappes ou

⁷⁹ Rapport national ESPS I 2005-2006, ANSD, août 2007

⁸⁰ Rapport préliminaire Enquête Suivi de la Pauvreté au Sénégal (ESPS-II_2010- 2011) juillet 2012

⁸¹ Rapport préliminaire Enquête Suivi de la Pauvreté au Sénégal (ESPS-II_2010- 2011) juillet 2012

districts de recensement (DR). Au second degré, il est tiré dans chaque grappe 18 ménages. La répartition des grappes au sein d'un même département entre milieu urbain et milieu rural obéit au principe de la variabilité.

En général, les ménages ruraux tendent généralement à se ressembler sur plusieurs plans, ce qui conduit à une faible variabilité. Aussi, les gains en informations ne deviennent-ils quasi nul, au-delà d'un certain nombre de ménages, et ce, quel que soit le nombre d'interviews supplémentaires. Minimiser les déplacements souvent difficiles en milieu rural est aussi une justification de cette option. Ainsi, à l'exception de Dakar, Guédiawaye, et Pikine essentiellement urbains, dans les autres départements, le nombre de DR urbains ont représenté 60 du nombre total de DR tirés contre 40 pour les DR ruraux.

1.2.4. Hypothèses et signes attendus des coefficients

À la réponse du choix des variables, nous formulons trois hypothèses :

H₁ : les variables sociodémographiques que sont la taille du ménage ou le nombre de membres du ménage, le lieu de résidence urbain, le nombre de pièces et les équipements électroménagers influencent la consommation et partant la tarification de l'électricité.

H₂ : les variables économiques telles que le revenu du ménage constituent des déterminants significatifs de la demande et de la tarification de l'électricité.

H₃ : si l'on reconnaît que les prix du kWh varient très peu dans le système de tarification par tranche de SENELEC, l'indice de prix du gaz naturel et l'indice de prix de l'électricité sont des informations pouvant agir sur le choix d'un type d'énergie ; ils constituent des méthodes d'appréciation pour l'amélioration des effets de la tarification de l'électricité sur la demande.

Les signes attendus sont consignés dans le tableau qui suit :

Tableau 12 : Signes attendus

Les Variables	Signes attendus
- taille du ménage	+
- taille au carré du ménage	Effet de seuil
- nombre de pièces	+
- lieu de résidence (urbain)	+ (si urbain) – (si rural)
- équipements électroménagers	+
- revenu du ménage	+
- indice de prix de l'électricité	-
- indice de prix des autres substituts tels que l'indice de prix du gaz naturel	- (si le gaz est un substitut) + sinon

Source : Auteur

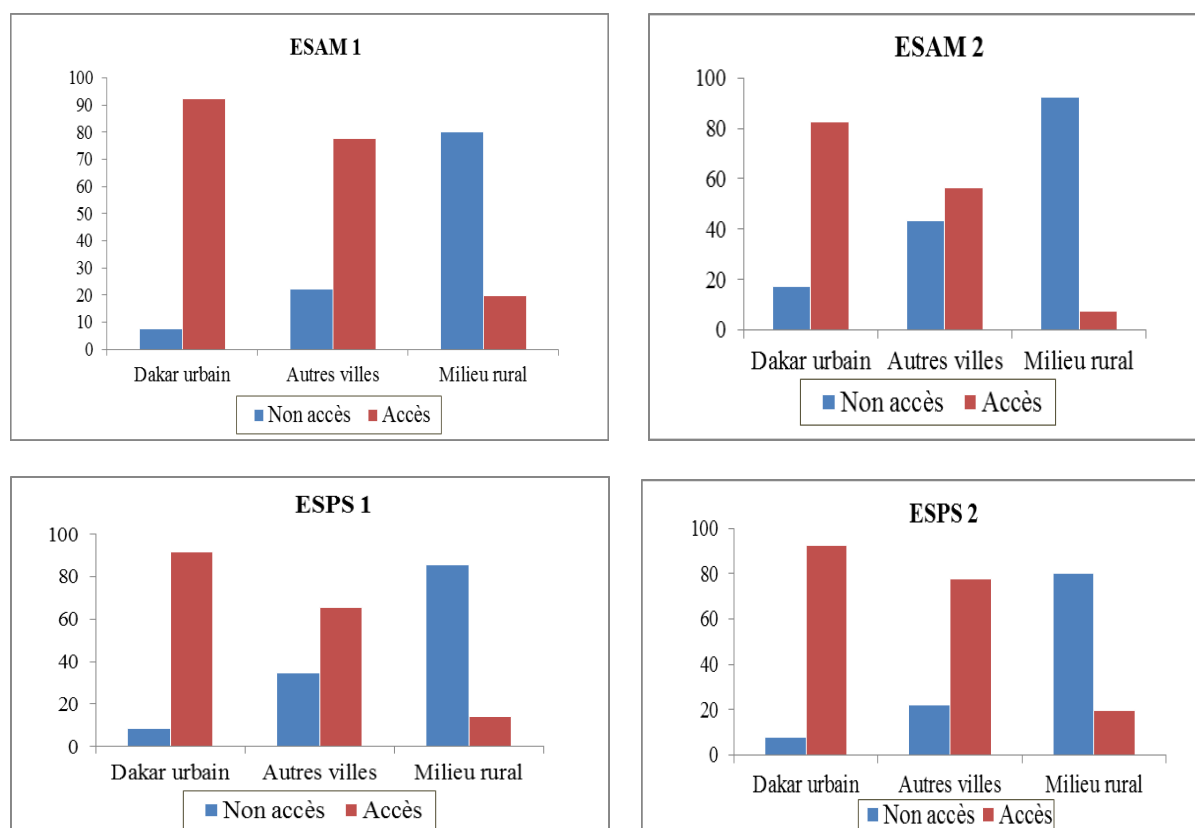
I.3. Présentations des statistiques descriptives

Dans cette sous-section nous présentons les caractéristiques ressorties de l'analyse des données d'enquêtes tirées de l'ESAM I, l'ESAM II, l'ESPS I et ESPS II.

I.3.1. Accès à l'électricité selon le milieu de résidence

En nous intéressant au milieu de résidence, nous nous rendons compte que l'accès à l'électricité est élevé à Dakar et dans les autres villes sur toute la période considérée. Il est de plus de 92% en général en zone urbaine. Par contre, dans le monde rural ce taux d'accès n'est que de 15% environ. Toutefois, le taux d'électrification demeure irrégulier entre zone urbaine et zone rurale.

Graphique 35: Accès à l'électricité selon le milieu de résidence (en %) de 1995 à 2011

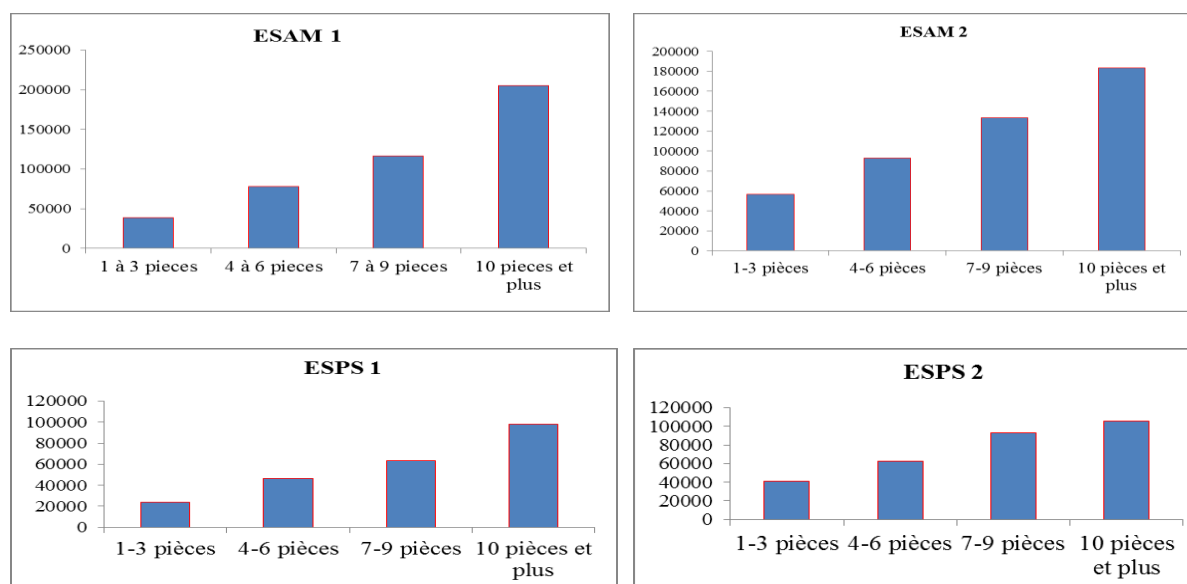


Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995), ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

1.3.2 Dépenses d'électricité et nombre de pièces habitées

Quand le nombre de pièces augmente, il s'en suit une augmentation des dépenses d'électricité des ménages. Une habitation avec un nombre de pièces peu élevé (1 à 3 pièces) n'entraîne pas une très grande modification des habitudes de consommation d'électricité du ménage. À l'inverse, une habitation avec un nombre de pièces élevé (10 pièces et plus) admet plus facilement une augmentation de la dépense d'électricité du ménage.

Graphique 36: Dépenses d'électricité et nombre de pièces habitées de 1995 à 2011



Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

1.3.3 Dépenses d'électricité selon le groupe socioéconomique

Selon le groupe socioéconomique, les dépenses d'électricité ont évolué sur toute la période d'analyse considérée. En 1995 (ESAM 1), de toutes les catégories socioéconomiques, le « cadre supérieur » dépensait plus en électricité. En moyenne, sa dépense en électricité s'élevait à 191 931 FCFA et est environ le triple de celle de « l'indépendant non agricole » qui s'estime à 66 375 FCFA. Après six (06) ans, en 2001 plus précisément (ESAM II), en plus de la catégorie « Étude/Formation » avec en moyenne une dépense d'électricité de 118 482 FCFA, la catégorie socioéconomique « Retraité et Agé » a la dépense d'électricité la plus élevée (152 138 FCFA). Cela peut s'expliquer par leur oisiveté. Au même moment les « occupés » dépensent moins (74 227 FCFA) devant les « chômeurs » dont la facture annuelle moyenne n'est que de (69 244). En 2006, selon l'ESPS II, le « Gouvernement » (87 120,18 FCFA) et « le parapublic » (84 422,02 FCFA) supportent en moyenne les factures d'électricité les plus élevées là où les catégories socioéconomiques « Individu/Ménage » et « Chômeurs » en dépensent en moyenne respectivement 25 022,25 et 26 674,75 FCFA

annuellement. En 2011 avec l'enquête ESPS II nous retrouvons quasiment les mêmes tendances qu'en 2006. Selon cette enquête le « secteur public » dépense plus en moyenne avec une facture estimée à 112 288 FCFA et la catégorie « indépendants agricoles » dépense moins avec 15 050 FCFA.

Tableau 13: Dépenses d'électricité selon le groupe socioéconomique du CM

ESAM I		ESPS I	
GSE du CM	Moy. dépenses électricité	Groupe socioéconomique du CM	Dépenses moyennes d'électricité
Indépendant non agricole	66 375	Gouvernement	87 120,18
Indep Agri. Elev. et forêt	29 624	Para-Public	84 422,02
Cadre supérieur	191 931	Société Privée	63 252,10
Profession Intermédiaire	152 088	Ambassade et Org. international	47 858,03
Ouvriers	54 637	ONG	58 744,31
Employés	112 922	Individu/Ménage	25 022,25
Chômeurs	34 513	Chômeur	26 674,75
Inactifs	82 119	Inactif	56 564,01

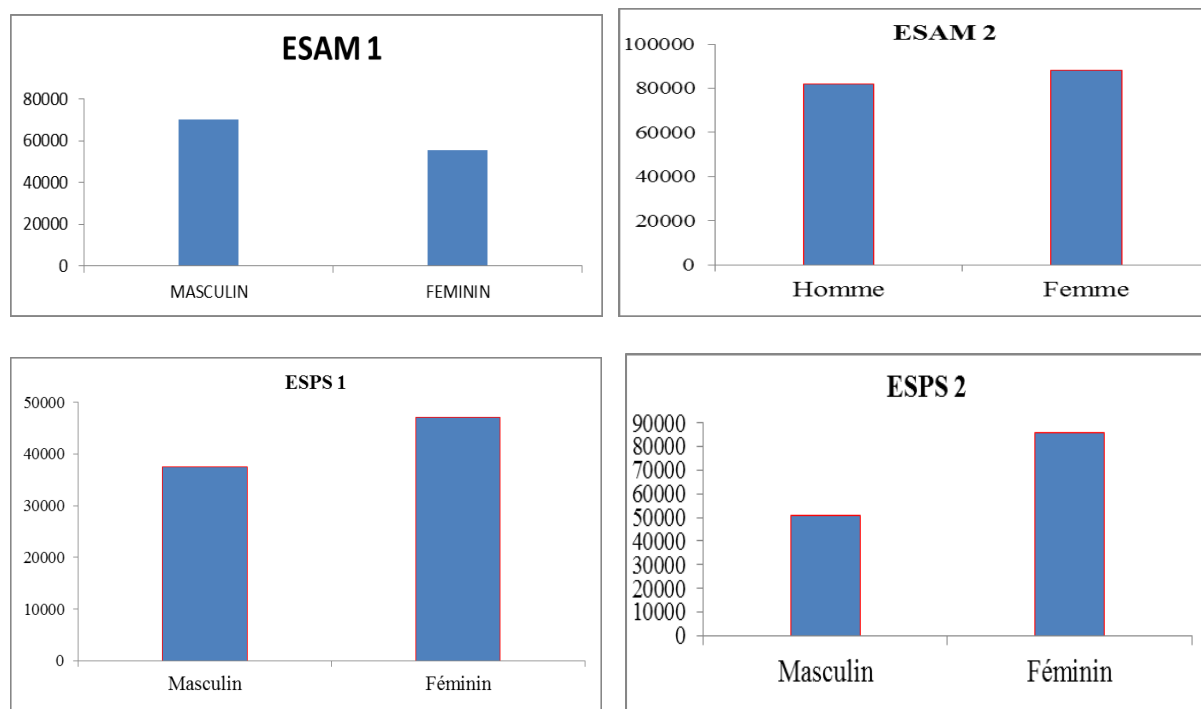
ESAM II		ESPS II	
GSE du CM	Moy. dépenses électricité	Groupe socioéconomique	Moyenne dépenses d'électricité
Occupé	74 227	Secteur public	112 288
Chômeur	69 244	Salarié privé	71 816
Étude/Formation	118 482	Indépendant Agricole	15 050
Personne au foyer	93 449	Indépendant non Agr.	72 998
Retraité/Agé,	152 138	Autr. dépendant	58 338
autre inactif	77 959	Chômeur	51 427
		Inactif	79 893

Source : Calcul auteur à partir des données de ESAM 1 (1995), ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

I.3.4 Dépenses d'électricité selon le sexe du chef de ménage

Une analyse de courte période, qui ne considère que les données d'enquête ESAM 1, montre une dépense d'électricité plus élevée pour les hommes chef de ménage. Si l'on s'intéresse dans le long terme, il se révèle que ce sont les femmes chefs de ménage qui ont une dépense plus importante que les hommes chef de ménage selon les graphiques ci-dessous.

Graphique 37: Dépenses d'électricité selon le sexe du chef de ménage de 1995 à 2011



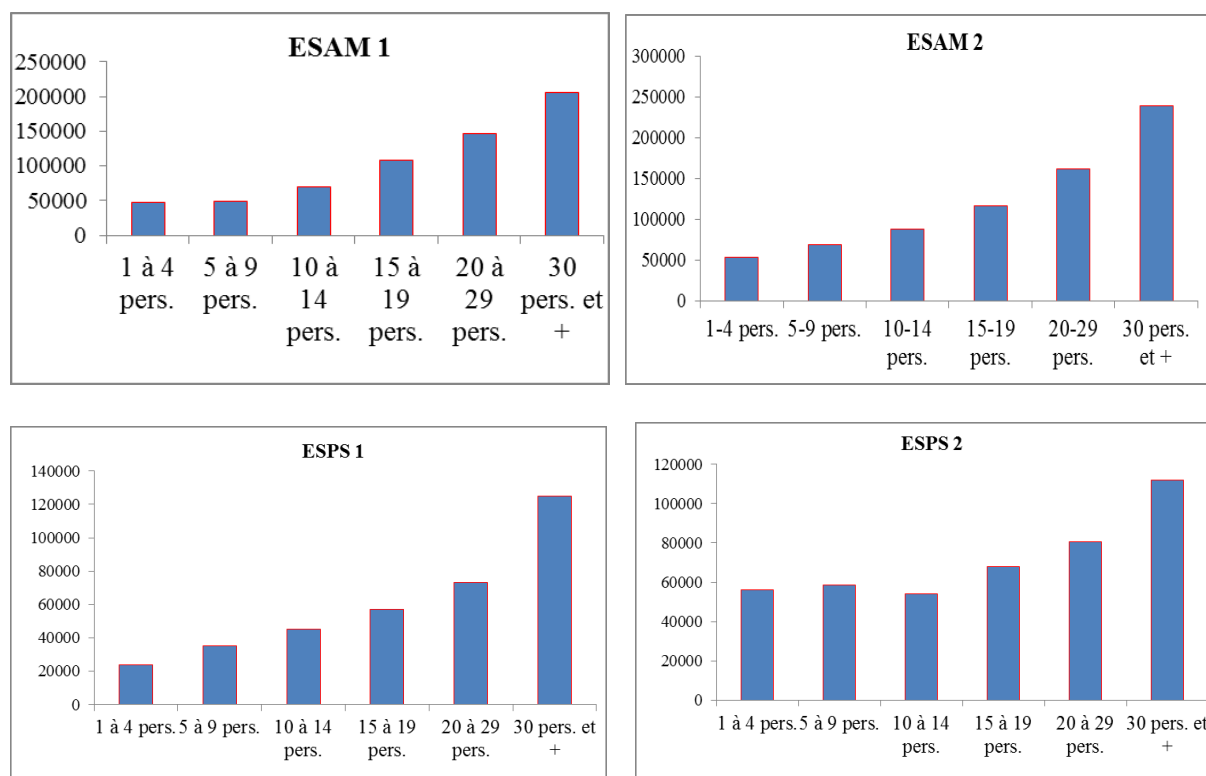
Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

Cette dépense relativement forte des femmes en électricité sur toute la période 1995 à 2011 peut être expliquée par plusieurs facteurs. D'abord, elles sont en général plus préposées au gaspillage que les hommes ; ensuite il y a des facteurs sociologiques qui poussent certaines femmes de certains milieux à des dépenses de luxe qui explosent la facture d'électricité.

1.3.5 Dépenses d'électricité selon la taille du ménage

Lorsque nous nous intéressons à la taille du ménage, comme le nombre de pièces analysé un peu plus haut, nous constatons aussi que les dépenses d'électricité augmentent avec elle d'après les graphiques ci-dessous.

Graphique 38: Dépenses d'électricité selon la taille du ménage de 1995 à 2011



Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

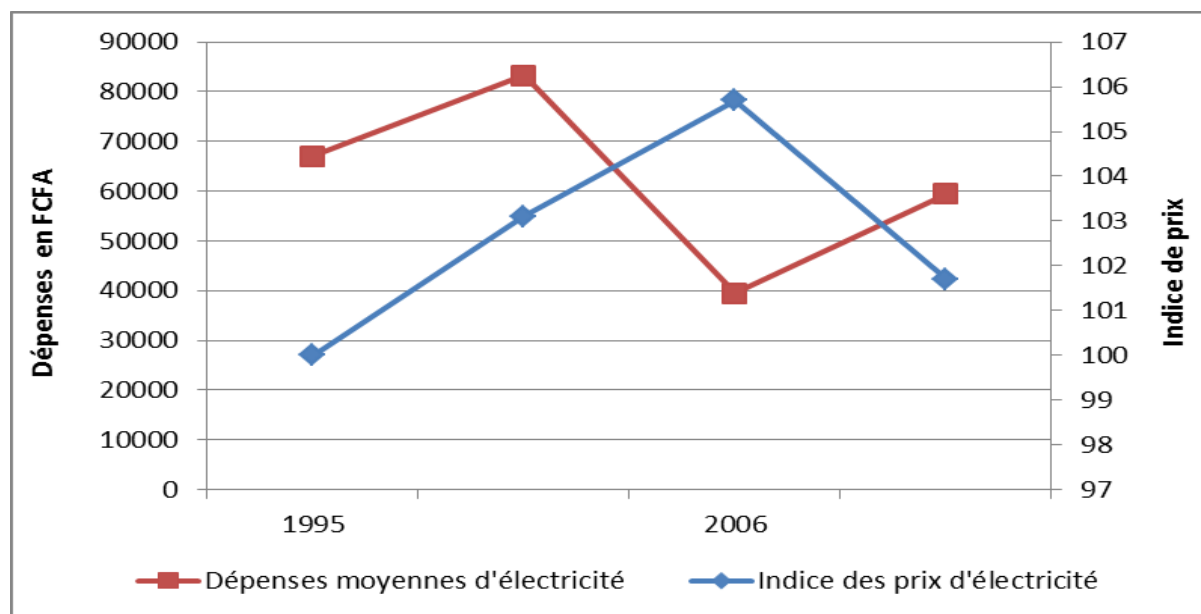
Une habitation avec un nombre de personnes peu élevé (1 à 4 personnes) n'impacte pas de manière significative les habitudes de consommation d'électricité du ménage. Par contre, un ménage avec un nombre de personnes élevé (30 personnes et plus) consent plus facilement une augmentation de la dépense d'électricité du ménage.

I.3.6 Dépenses d'électricité (Demande) et indice de prix d'électricité (tarification)

Nous constatons tout d'abord que les dépenses d'électricité en moyenne augmentent avec l'indice des prix d'électricité dans la période 1995 à 2001 c'est-à-dire entre les deux enquêtes ESAM I et ESAM II. Ensuite, les courbes nous montrent que les dépenses d'électricité décroissent à partir de 2001 pour ne reprendre qu'en 2005, tandis que l'indice des prix de

l'électricité commence à baisser qu'en 2005. Enfin, nous pouvons voir que les dépenses d'électricité et l'indice des prix de l'électricité sont quasiment en relation positive sur toute la période considérée exceptée les périodes d'entre les enquêtes.

Graphique 39: Consommation (demande) et indice de prix d'électricité (tarification) de 1995 à 2011



Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

Section II. Spécification du modèle économétrique⁸²

Comme nous l'avons expliqué plus haut, nous travaillons sur la base de profil vue la contrainte de l'existence de données suivant les mêmes individus qui est d'ailleurs la caractéristique propre aux données de panel. Alors, avec notre modèle (modèle développé dans la sous-section I.2.1.), l'estimation nous permet de capter l'impact des variables explicatives sur la variable endogène. Pour cela il s'agit d'estimer le modèle afin de prendre en compte la spécificité de chaque profil d'où l'estimation selon les effets fixes ou effets aléatoires.

⁸² Greene, W. (2005). *Économétrie*, Éd. Pearson Éducation, 5ème édition France, PP 272-273

Un modèle économétrique de type Stone sera utilisé pour arriver à trouver les variables déterminantes permettant d'expliquer la demande d'électricité. L'explication de ce modèle sera présentée pour bien démontrer le respect de la théorie économique avec comme triple objectif d'identifier le sens de causalité des déterminants de la tarification sur la demande et la mesure du niveau de sensibilité des ménages aux prix d'électricité et des autres combustibles tels que le gaz.

II.1. Fondements théoriques du modèle

L'analyse des fondements théoriques du modèle étudiée nécessite une justification du modèle de demande empirique et une mise en exergue des avantages et inconvénients de l'utilisation de pseudo-panels.

II.1.1. Justification du modèle de demande empirique

L'analyse de Stone (1954) présente un modèle, se distinguant par l'utilisation de la théorie économique qui est le point de départ de l'analyse d'une fonction de demande logarithmique qui dépend du revenu et des prix. Il introduit un système de dépense linéaire (LES) en débutant avec la demande Marshallienne. Avant d'essayer d'estimer l'équation de demande, il choisit une forme fonctionnelle logarithmique pour diminuer le nombre de paramètres à estimer. De plus, il applique la restriction d'agrégation des biens, d'homogénéité et de symétrie pour réduire encore plus le nombre de paramètres à estimer.

Dans la pratique, ceci pouvait faire la différence entre être capable ou incapable d'estimer à l'époque de Stone. Ce n'est pas surprenant que les économètres de l'époque aient favorisé cette méthodologie. L'augmentation de degrés de liberté implique que cette méthode est seulement applicable à un nombre relativement petit de groupes de produits. La désagrégation la plus élevée de la dépense totale qui s'est révélée un succès est l'analyse de Barten (1969). Il a décomposé les dépenses totales en 16 groupes de

produits. Par comparaison, le système de dépenses linéaires peut être appliqué à 40 biens ou plus, comme dans l'analyse de Deaton (1974).

Le système de dépenses linéaires de Stone est la première génération de modèle de demande et il demeure quelque peu restrictif. Aussi, un modèle a été fréquemment utilisé pour tester la théorie économique. Il a été proposé par Barten (1964) ainsi que Theil (1965). Il s'appelle le modèle de Rotterdam. Il représente la deuxième génération de système de demande.

Ce modèle n'est pas basé sur une fonction d'utilité particulière, mais plus généralement sur une approximation du premier ordre de la fonction de demande. Cette approche ressemble à la méthode du système de dépense linéaire. Elle se distingue en étant en différentielle contrairement d'être en niveau du logarithmique comme pour l'analyse de Stone (1954). Le modèle de Rotterdam ne permet pas d'imposer les restrictions de la théorie économique avec des données agrégées. Dans l'approche de la fonction l'utilité directe ou indirecte transcendantale logarithmique (Translog), une fonction d'utilité directe ou indirecte inconnue est approximée par une expansion de Taylor de deuxième ordre. Le problème de ce modèle est que l'équation de demande doit s'écrire comme une fonction qui dépend de la variable endogène de quantité.

Pour résoudre ce problème, il faut utiliser le théorème de Roy. Ce système logarithmique transcendantal est très utilisé en analyse de la demande. Cependant, les implications du modèle comme approximation de second ordre pour une fonction d'utilité sont fortement critiquées par Simmons et Weiserbs (1979), Blackorby (1977) et McLaren (1982).

Essentiellement, les arguments sont que nombre de fonctions d'utilité produisent les mêmes équations de demande. Naturellement, il doit respecter la symétrie de la matrice Hessienne.

Simmons et Weiserbs identifient trois fonctions d'utilité pour lesquelles cette propriété ne tient pas. Les fonctions d'utilité indirecte de demandes du modèle Translog sont compliquées et imparfaites à estimer. Tandis que le

modèle Translog avec les fonctions d'utilité directes est habituellement estimé sous l'hypothèse forte que, pour tous les biens, les prix sont déterminés par des quantités plutôt que le contraire.⁸³

Dans l'analyse des comportements de consommation, l'utilisation de données individuelles temporelles est relativement récente en raison de la rareté de ce type de données : les premiers travaux ont été effectués sur des pseudo-panels qui consistent en regroupements de données individuelles d'enquêtes comparables faites en différentes périodes⁸⁴. Deaton (1980) avait décrit formellement la procédure de groupement des individus statistiques en des profils définis par des critères invariants dans le temps⁸⁵. La plupart des articles consacrés aux analyses de cycle de vie et de revenu permanent, après le premier article de Browning et al. (1985), ont utilisé cette technique de "pseudo-panélisation" (ou le panel américain Panel Study of Income Dynamics (PSID)). Les lois dynamiques de la consommation désagrégée ont ainsi été étudiées à partir de pseudo-panels d'enquêtes françaises (Cardoso et Gardes, 1996 ; Gardes et Loisy, 1997 ;...), puis plus récemment avec de vrais panels (Secodip : Lecocq et Robin, 1999 ; PSID et panels polonais: Gardes et al. 1999)⁸⁶.

⁸³ Aucoin, Fr. (2007). Analyse de la demande d'électricité du secteur résidentiel du Québec, mémoire de la maîtrise en économie, Université du Québec à Montréal, février 2007

⁸⁴ L'agrégation se fait généralement selon la génération de l'individu, en raison de l'invariance de ce critère exigée par la méthodologie classique proposée par Deaton. On peut croiser la génération avec d'autres critères invariants (niveau d'éducation, localisation, sexe) ou variables (structure démographique, taille) ce qui suppose que les effets spécifiques (part de l'erreur qui ne change pas pour un même individu) dépendent de ces critères. Cette dernière hypothèse permet de retrouver ces effets spécifiques sur les agrégats (ou du moins leur projection sur les critères). Il serait plus généralement possible de définir les cellules comme les images inverses d'un ensemble de pavés de R^n par une fonction multivoque dépendant des caractéristiques individuelles.

⁸⁵ Voir l'encadré 2 de l'article de Gardes et Loisy et l'article suivant de Lollivier dans cette livraison pour une brève discussion de cette méthodologie.

⁸⁶ Gardes, Fr. (1999). L'apport de l'économétrie des panels et des pseudo-panels à l'analyse de la consommation, *Économie et statistique*, N° 324-325, 1999. pp. 157-162.

II.1.2. Avantages et inconvénients de l'utilisation de pseudo-panels

Idéalement, les données de panel sont le meilleur outil pour calculer des élasticités prix. En suivant les ménages dans le temps, on peut alors observer l'évolution de leur consommation face aux variations de prix. Cependant les données de panel sont rares. En France, il n'existe pas de données de panel sur longue période pouvant fournir des informations sur les dépenses de carburant ainsi que sur le budget total des ménages⁸⁷. Au contraire, les données en coupe sont beaucoup plus faciles à obtenir. Ainsi, les chercheurs se sont intéressés à la possibilité de créer des pseudo-panels à partir d'enquêtes réalisées en coupe et en considérant des comportements moyens sur des catégories (ou regroupements) de ménages bien choisis (Deaton (1985), Verbeek et Nijman (1992), Gardes, Duncan, Gaubert et Starzec (2005), Gardes (1999) et Cardoso et Gardes (1996)).

Deaton (1985) examine la possibilité de regrouper des ménages ou des individus à partir d'enquêtes en coupe indépendantes en cellules définies par le fait que les membres qui la composent ont des caractéristiques communes et fixes dans le temps (par exemple les hommes nés entre 1950 et 1955). L'année de naissance est la variable la plus évidente permettant d'effectuer un « cellulage », mais il est possible de construire un pseudo-panel sans utiliser cette caractéristique.

En théorie, les élasticités-revenu devraient être les mêmes, quel que soit le type de données. Mais Deaton (1985) constate que ce n'est pas le cas : les élasticités obtenues à partir de séries temporelles sont beaucoup plus basses que celles obtenues à partir de données en coupe. Cette différence s'explique par un manque de contrôle des effets individuels. Ainsi il propose d'introduire un effet fixe individuel dans la fonction de demande des ménages, le modèle s'écrit :

⁸⁷ Il faut néanmoins signaler l'existence du « panel auto », géré par l'INRETS, qui renseigne très précisément sur l'utilisation des véhicules dans le temps, mais qui ne donne par contre pas d'autres informations sur les autres postes de consommation des ménages.

$$w_{iht} = \alpha_i + \beta_i (\log x_{ht}) + \sum_{j=1}^J \gamma_{ij} a_{jht} + \theta_{ih} + \varepsilon_{iht} \quad (26)$$

Avec : w_{iht} la part budgétaire du bien i consommée par le ménage h à la période t , x représente la dépense totale du ménage, a le vecteur des J caractéristiques socioéconomiques, θ_{ih} représente l'effet fixe individuel et ε_{iht} le terme d'erreur. Les effets fixes individuels peuvent introduire des biais dans les estimations, mais ce problème peut être traité si on dispose de données de panel. Le modèle précédent peut se réécrire au niveau d'une cellule :

$$w_{ict}^* = \alpha_i + \beta_i (\log x_{ct})^* + \sum_{j=1}^J \gamma_{ij} a_{jct}^* + \theta_{ic}^* + \varepsilon_{ict}^* \quad (27)$$

Avec : w_{ict}^* la part budgétaire du bien i consommée par la cohorte c à la période t . Les astérisques représentent la moyenne sur les cellules.

Grâce au regroupement par cellule, le paramètre θ peut alors être éliminé par différentiation sur les dates successives des enquêtes en coupe.⁸⁸

Verbeek et Nijman (1992) étudient l'effet de la taille des cellules sur le biais et la variance de l'estimateur. En effet, fixer la taille des cellules revient à arbitrer entre le biais et la variance de l'estimateur. Pour limiter le biais, la taille des cohortes doit être la plus importante possible afin de réduire les erreurs de mesure, ainsi, à mesure que la taille de la cellule augmente, le biais décroît. Ils montrent que les erreurs de mesure sont négligeables lorsque le nombre d'individus par cohorte atteint 100. En revanche, à taille d'échantillon constante, augmenter la taille des cellules revient à réduire le nombre d'observations du pseudo-panel et donc à augmenter la variance des estimateurs.

⁸⁸ Calvet L., Marical F. (2011). Consommation de carburant : effets des prix à court et à long terme par type de population: Estimation à partir d'un pseudo-panel d'enquêtes de 1985 à 2006, 28èmes journées de microéconomie appliquée MEEDDTL/CGDD, France

Gardes, Duncan, Gaubert et Starzec (2005) ont comparé les estimations d'élasticités obtenues à partir de données en coupe et de séries temporelles. Leurs estimations portent sur les élasticités pour la nourriture réalisées à partir de données polonaises et américaines. Les auteurs montrent que les deux types de données ont chacun leurs inconvénients. Pour les séries temporelles, le problème est le biais d'agrégation à cause des modifications dans la structure de la population ou de l'hétérogénéité des effets sur les prix ou les revenus selon les groupes sociaux. En revanche, pour les données individuelles, les problèmes sont la courte durée d'observation et le biais d'attrition, c'est-à-dire la perte de certains répondants au cours de la période d'enquête. Aussi, ils présentent le regroupement en données de pseudo-panel comme une alternative, et ce, même en présence de données de panel.

L'étude empirique des élasticités de la nourriture sur données polonaises et américaines montre l'importance de la correction de l'erreur de mesure sur le revenu ainsi que de la correction de l'hétéroscédasticité. En effet, dans les enquêtes auprès des ménages, les revenus ne sont souvent connus qu'avec des erreurs de mesure. Dans le cas de données de panel, une des méthodes pour éviter ce biais est l'utilisation des variables instrumentales. Pour les données de pseudo-panel, les observations étant des moyennes, ce biais est atténué. Par ailleurs, le regroupement en cellules des données individuelles augmente l'hétéroscédasticité, mais celle-ci peut être contrôlée par une pondération spécifique. Finalement les résultats obtenus à partir d'un panel ou d'un pseudo-panel se révèlent proche, mais sensiblement éloignés des résultats obtenus avec des données empilées, pour des raisons d'hétérogénéité inobservée, ou des séries temporelles, du fait d'effets agrégation.⁸⁹

Dans un autre article Gardes (1999) a synthétisé l'apport des pseudo-panels dans l'analyse de la consommation. Les données de panel (et de pseudo-

⁸⁹ Calvet L., Marical F. (2011). Consommation de carburant : effets des prix à court et à long terme par type de population: Estimation à partir d'un pseudo-panel d'enquêtes de 1985 à 2006, 28èmes journées de microéconomie appliquée MEEDDTL/CGDD, France

panel) permettent de fournir des estimations microéconomiques évitant ainsi le biais d'agrégation. De plus, alors qu'usuellement la part de la variance expliquée à partir de données microéconomiques est faible, les données de panel permettent de dégager l'effet spécifique (c'est-à-dire l'influence de variables non observables) et d'expliquer mieux l'objet de la modélisation.

Cette prise en compte de l'effet spécifique est l'un des principaux atouts des données de panel. En effet, les effets spécifiques sont souvent corrélés aux variables explicatives ce qui produit un biais d'endogénéité : sans prise en compte de l'effet spécifique, toutes les estimations réalisées sont biaisées. La prise en compte sur données en coupe de l'effet spécifique étant impossible, toute estimation sur données en coupe sera biaisée.

L'auteur évoque deux problèmes liés à l'estimation sur pseudo-panel. Le premier problème réside dans les erreurs de mesure dues au fait que l'on ne retrouve pas les mêmes individus d'une période à l'autre. La méthode la plus simple est d'augmenter la taille des cellules, mais ceci se fait au détriment de l'homogénéité de la cellule. Il appartient alors au modélisateur de faire un compromis entre la taille de la cellule et son homogénéité. Le deuxième problème est que l'estimation sur des agrégats (moyennes par cellules) amène de l'hétéroscédasticité qui ne peut pas être corrigée par des méthodes classiques, car cela modifierait les effets individuels en fonction du temps. On ne pourrait alors plus éliminer les effets individuels par différentiation et le biais d'endogénéité demeurerait.⁹⁰

En revanche, un pseudo-panel présente des avantages que les données de panel n'ont pas : il réduit les problèmes de consommations nulles et les problèmes d'erreurs de mesure sur les variables et il évite le biais d'attrition et peut être construit sur des périodes longues. Son principal inconvénient est qu'il réduit l'efficacité des estimations.

Cardoso et Gardes (1996) ont constitué un pseudo-panel à partir de l'enquête Budget de Famille pour estimer l'élasticité-revenu de quinze

⁹⁰ Calvet L., Marical F. (2011). Consommation de carburant : effets des prix à court et à long terme par type de population: Estimation à partir d'un pseudo-panel d'enquêtes de 1985 à 2006, 28èmes journées de microéconomie appliquée MEEDDTL/CGDD, France

secteurs de consommation. Pour le pseudo-panel, ils constituent des cellules homogènes selon des critères, à priori, invariants dans le temps : la date de naissance, le diplôme et le lieu de résidence. Pour éviter d'avoir des cellules trop petites, ils regroupent les cellules les plus petites avec les cellules adjacentes.⁹¹

II.2. construction d'un pseudo panel: Utilisation de profils et méthodes d'estimation du modèle

Pour la construction d'un pseudo-panel, il s'agira au préalable de comprendre l'utilisation de profils afin d'appliquer la méthode d'estimation sur le modèle à effets fixes ou le modèle à effets aléatoires.

II.2.1 Utilisation de profils⁹²

L'idée consiste à regrouper l'ensemble des individus ayant des caractéristiques communes de façon à former des profils homogènes. Les profils sont construits sur la base d'une ou de plusieurs variables explicatives. La construction des pseudo-panels exige le respect des règles suivantes :

- les enquêtes doivent être conduites sur la même population en utilisant la même technique d'échantillonnage ;
- les données en coupes transversales doivent provenir d'enquêtes menées de façon indépendante.

Les enquêtes sont réunies afin de constituer des individus ayant des caractéristiques communes. On construit, ainsi, des cohortes de telle sorte que chaque individu ne peut appartenir qu'à une seule cohorte. Les variables qui servent à la construction des cohortes obéissent à certaines

⁹¹ Calvet L., Marical F. (2011). Consommation de carburant : effets des prix à court et à long terme par type de population: Estimation à partir d'un pseudo-panel d'enquêtes de 1985 à 2006, 28èmes journées de microéconomie appliquée MEEDDTL/CGDD, France

⁹² Kane, A. (2009). Niveau de participation au marché du travail et choix occupationnels au Sénégal : une analyse longitudinale en pseudo-panel, Thèse de Phd, NPTCI, FASEG, UCAD

règles bien précises telles qu'elles doivent être distribuées de façon indépendante entre les individus. Ainsi la probabilité qu'un individu i prenne une modalité d'une variable donnée doit être indépendante de celle d'un autre individu j ; ceci pour éviter que les effets spécifiques cohortes ne soient corrélés.

De plus, les profils sont construits de telle sorte que la probabilité non conditionnelle d'appartenir à un profil donné est la même pour tous les individus, d'une part. D'autre part, la variable de choix se doit d'être observable pour tous les individus de l'échantillon. Cela implique que des variables avec un fort taux de non-réponse sont à exclure. Une fois la (les) variable(s) qui participent(nt) à la formation des profils choisie(s), on construit les profils en effectuant des combinaisons des différentes modalités.

L'idée proposée par Deaton (1980) consiste à regrouper les individus ayant des caractéristiques communes de façon à former des cohortes. Une fois les observations groupées, ce sont les moyennes des différentes variables explicatives qui font office d'unités et qui constituent le pseudo-panel. Ces moyennes constituent donc les valeurs des variables prises par les pseudo-individus (ou cohortes)⁹³.

Dans notre analyse nous parlons de profil à la place de cohorte et nous utilisons les données provenant de quatre enquêtes menées sur la même population de façon indépendante et utilisant la même technique d'échantillonnage. Il s'agit de la première Enquête Sénégalaise Auprès des Ménages (ESAM I) de 1995, de la deuxième Enquête Sénégalaise Auprès des Ménages (ESAM II) de 2002, de la première Enquête de Suivi de la Pauvreté au Sénégal (ESPS I) de 2006 et de la deuxième Enquête de Suivi de la Pauvreté au Sénégal (ESPS II) de 2011.

⁹³ Kane, A. (2009). Niveau de participation au marché du travail et choix occupationnels au Sénégal : une analyse longitudinale en pseudo-panel, Thèse de Phd, NPTCI, FASEG, UCAD

Comme l'a montré la littérature sur la méthodologie de la construction des profils, en effet, la variable choisie doit être distribuée de façon indépendante et doit être observable pour tous les individus à toutes les périodes.

Durant les 16 ans dans lesquels les quatre enquêtes ont été menées, la construction de nos profils est faite sur la variable « tranche d'âge » dans l'utilisation d'un modèle de pseudo-panel. Nous faisons ainsi lever la contrainte de fixation ou de suivi sur un pseudo-individu ou pseudo-ménage sur cette dite période. C'est ainsi que nous suivons les ménages dans les tranches d'âge et notre analyse se porte sur les caractéristiques des profils considérés et par extrapolation sur tous les ménages appartenant aux profils. Ainsi, nous avons construit un ensemble de 80 profils pour les 4 enquêtes en raison de 20 par enquête dont chacune d'elles possède des critères d'appartenance invariables dans le temps. Chaque individu i ou ménage m ne peut appartenir qu'à un et un seul profil « p ». Pour construire notre base de données de pseudo panel, nous avons calculé les moyennes intra profil pour toutes les variables et à chacune des quatre périodes après avoir, bien entendu, agrégé les individus en profil.

II.2.2 Méthodes d'estimation du modèle

L'avantage fondamental d'un échantillon de données de panel⁹⁴ par rapport à une coupe transversale est qu'il permet au chercheur d'étudier les différences dans le comportement entre individus. Le modèle de base de cette analyse est :

$$Y_{it} = X_{it}'\beta + Z_i'\alpha + \varepsilon_{it} \quad (28)$$

Il y a K régresseurs dans X_{it} excepté un terme constant. L'hétérogénéité, ou effet individuel, est $Z_i'\alpha$ ou Z_i contient un terme constant et un ensemble des variables spécifiques aux individus ou aux groupes, qui peuvent être observés, telles que le sexe, le lieu de résidence, etc., ou non observées, telles

⁹⁴ Nous parlerons plutôt de pseudo-panel dans le cadre de notre travail

que les caractéristiques spécifiques aux ménages, l'hétérogénéité individuelle, etc. Ces variables sont invariantes dans le temps. Ce modèle correspond à un modèle de régression classique. Si Z_i sont observés pour tous les individus, alors le modèle peut être traité comme un modèle linéaire ordinaire et peut être estimé par les moindres carrés. On étudiera les cas suivants : le modèle à effets fixes et celui à effets aléatoires.

Les moyennes empiriques obtenues sur les cohortes sont les estimateurs de la vraie moyenne sur la population des cohortes. Elles représentent les contreparties observables des quantités inobservables qui sont les vraies valeurs dans la population. Elles sont des mesures imparfaites des vraies moyennes. Lorsque la taille par cellule (c'est-à-dire le nombre d'unités par cohorte) est « grande », on peut supposer, d'après la loi des grands nombres, que ces estimateurs convergent vers les vraies valeurs. On peut alors négliger les erreurs de mesure. Et dans ce cas, les méthodes d'estimation des données de panel ordinaire sont applicables.

De plus, l'effet spécifique à chaque cohorte peut être déterministe ou stochastique. Pour cela, nous allons estimer successivement un modèle à effets fixes et un modèle à effets aléatoires. Mais avant d'interpréter les résultats, il est important de procéder au test de Hausman qui permet de discriminer entre le modèle à effets fixes et celui à effets aléatoires.

Rappelons qu'en présence d'effets fixes, l'estimateur within est le plus souvent utilisé. En revanche, lorsqu'il s'agit d'effets aléatoires, l'on a recours très souvent à la méthode des Moindres Carrés Généralisés (MCG).

II.2.2.1 Le modèle à effets fixes

La première spécification est celle du modèle à effets fixes. Celui-ci fait l'hypothèse d'une hétérogénéité entre les cohortes. Il contient donc un terme constant qui varie selon les profils, appelé effet fixe individuel.

Si Z_i est non observé, mais corrélé avec X_{it} , alors l'estimateur des moindres carrés de β est biaisé et non convergent à cause de l'omission d'une variable. Cependant, le modèle

$$Y_{it} = X'_{it}\beta + \alpha_i + \varepsilon_{it}, \quad (29)$$

Où, $\alpha_i = Z'_i\alpha$ englobe tous les effets observables et caractérise une moyenne conditionnelle estimable. Pour cette approche des effets fixes, α_i est un terme constant spécifique au groupe i dans la régression. Le mot « fixe » indique que le terme ne varie pas dans le temps, et pas qu'il est non stochastique ; ce n'est pas nécessaire ici.

Au demeurant et dans notre cas d'espèce, avec une hétérogénéité des spécificités des profils, la détermination des effets de la tarification sur la demande d'électricité du secteur résidentiel au Sénégal est possible avec l'utilisation du modèle à effets fixes qui est l'outil approprié. L'agrégation à notre modèle théorique de Stone d'effets fixes individuels notés $\bar{\alpha}_i$ avec $i=1.....80$ inclut l'hétérogénéité. Ce qui donne le modèle qui s'écrit comme suit :

$$\begin{aligned} \log\left(\text{quantité}_{p,t}\right) = & \bar{\alpha}_p + \beta_0 + \beta_1 \text{Urbain}_{p,t} + \beta_2 \text{Taille_ménage}_{p,t} + \beta_3 \text{Sexe}_{p,t} + \beta_4 \text{Nombre_de_pièces}_{p,t} + \\ & \beta_5 \text{Taille_ménage}_{p,t}^2 + \beta_6 \log\left(\frac{\text{revenu}}{P}\right)_{p,t} + \beta_7 \text{Equipements_electromenagers}_{p,t} + \\ & \beta_8 \log\left(\text{prix_gaz}_{p,t}\right) + (1 + \beta_8) \log\left(\text{prix_électricité}_{p,t}\right) + \varepsilon_{p,t} \end{aligned} \quad (30)$$

$\left(\text{quantité}_{p,t}\right)$, la variable dépendante, est la proportion de la dépense d'électricité des ménages du profil p au cours de la période t ; elle désigne également la probabilité de consommer l'électricité dans le profil p et à la période t ;

$\bar{\alpha}_p$, est l'effet fixe spécifique au profil p ;

β_0 , est la constante β (k=1 à 8) sont les paramètres ou coefficients des variables explicatives du modèle à estimer ;

$Urbain_{p,t}$, est la proportion des ménages du profil p résidant en milieu urbain ou non à la période t ;

$Taille_ménage_{p,t}$, est le nombre moyen de personnes vivant dans les ménages du profil p à la date t ;

$Sexe_{p,t}$, est le genre ou le sexe du chef du ménage du profil p à la date t ;

$Nombre_de_pièces_{p,t}$, est le nombre de pièce séparée qui compose l'habitat du ménage du profil p à la date t ;

$Taille_ménage_{p,t}^2$, est la valeur extrême pour la taille du ménage du profil p à la date t ;

$\left(\frac{revenu}{P}\right)_{p,t}$, est le revenu réel moyen du ménage du profil p à la date t ;

$Equipements_elctromenagers_{p,t}$

$\left(prix_gaz_{p,t}\right)$, est l'indice moyen du prix de gaz consommé par les ménages du profil p à la date t ;

$\left(prix_électricité_{p,t}\right)$, est l'indice moyen du prix du kWh d'électricité consommée par les ménages du profil p à la date t ;

$\overline{\varepsilon}_{p,t}$, désigne le terme d'erreur est un bruit blanc gaussien avec p étant la dimension individuelle (profile) et t la dimension temporelle.

De plus on suppose que les variables explicatives sont strictement exogènes.

Encadré 6: Procédure d'estimation du modèle à effets fixes l'estimateur *within*

Le modèle à effets fixes s'écrit comme suit : $Y_{i,t} = \alpha_i + \beta_0 + \sum_{k=1}^K \beta_k X_{k,i,t} + \varepsilon_{i,t}$ (1)

où α_i désigne l'effet fixe individuel de i , β_k ($k=0$ à K) les coefficients du modèle,

$Y_{i,t}$ est la valeur de la variable dépendante observée à la période t sur l'individu i ,

$X_{k,i,t}$ est la valeur de la variable X_k observée à la période t sur l'individu i .

Tous les paramètres du modèle sont des constantes et l'on suppose, pour simplifier, qu'il n'existe pas d'effet temporel.

L'estimation de l'équation (1) se fait en deux étapes suivant l'approche de Frisch-Waugh. Dans une première étape, on calcule les écarts aux moyennes individuelles des variables.

Cela revient à calculer : $(Y_{i,t} - \bar{Y}_i)$ et $(X_{k,i,t} - \bar{X}_{k,i})$ (2)

Sous forme matricielle, on définit la matrice W comme une matrice de transformation permettant d'obtenir l'écart aux moyennes individuelles : $W = I_{NT} - (I_N \otimes \frac{J_T}{T})$ (3)

où $\otimes$ est le produit de Kronecker, I_{NT} une matrice identité d'ordre NT , J_T une matrice carrée unitaire d'ordre T et I_N une matrice identité d'ordre N .

En appliquant cette transformation qualifiée d'opérateur *within* (W est appelé opérateur intra ou opérateur *within*), on obtient les variables définies par l'équation (2).

Dans une seconde étape, on applique les MCO sur ces écarts. L'application du théorème de Frisch-Waugh revient donc à estimer, par les MCO, le modèle suivant :

$$Y_{i,t} - \bar{Y}_i = \sum_{k=1}^K \beta_k (X_{k,i,t} - \bar{X}_{k,i}) + (\varepsilon_{i,t} - \bar{\varepsilon}_i) \quad (4)$$

ou sous forme matricielle, $WY = WX\beta + W\varepsilon$ (5)

Ce modèle ((4) ou (5)) est appelé modèle intra (ou *within*).

L'application des MCO sur le modèle (5) donne l'estimateur *within* dont la formule est la suivante :

$$\hat{\beta}_W = (X'WX)^{-1} X'WY \quad (6)$$

Source : Calvet L, Marical F. (2011). *Consommation de carburant : effets des prix à court terme et à long terme par type de population : Estimation à partir d'un pseudo-panel d'enquêtes de 1985 à 2006, 28èmes journées de microéconomie appliquée MEEDDTL/CGDD, France.*

L'encadré ci-dessus a pour objet de présenter l'estimation des paramètres de l'équation du modèle à effets fixes. L'estimation est effectuée en faisant recours à l'estimateur *within*.

II.2.2.2 Le modèle à effets aléatoires

Le modèle à effets aléatoires suppose l'existence d'effets individuels. Cependant, ces effets ne sont pas déterministes, ils suivent une certaine loi de probabilité, généralement la loi normale.

Si l'hétérogénéité individuelle non observée est supposée non corrélée avec les régresseurs, alors le modèle peut être écrit comme suit :

$$\begin{aligned} \log\left(quantité_{p,t}\right) = & \beta_0 + \beta_1 Urban_{p,t} + \beta_2 Taille_ménage_{p,t} + \beta_3 Sexe_{p,t} + \beta_4 Nombre_de_pièces_{p,t} + \\ & \beta_5 Taille_ménage_{p,t}^2 + \beta_6 \log\left(\frac{revenu}{P}\right)_{p,t} + \beta_7 Equipements_electromenagers_{p,t} + \\ & \beta_8 \log(prix_gaz_{p,t}) + (1 + \beta_8) \log(prix_électricité_{p,t}) + w_{p,t} \end{aligned} \quad (31)$$

où $\left(quantité_{p,t}\right)$, la variable dépendante, est la proportion de la dépense d'électricité des ménages du profil p au cours de la période t ; elle désigne également la probabilité de consommer l'électricité dans le profil p et à la période t ;

β_0 , est la constante β (k=1 à 8) sont les paramètres ou coefficients des variables explicatives du modèle à estimer ;

$Urban_{p,t}$, est la proportion des ménages du profil p résidant en milieu urbain ou non à la période t ;

$Taille_ménage_{p,t}$, est le nombre moyen de personnes vivant dans les ménages du profil p à la date t ;

$Sexe_{p,t}$, est le genre ou le sexe du chef du ménage du profil p à la date t ;

$Nombre_de_pièces_{p,t}$, est le nombre de pièce séparée qui compose l'habitat du ménage du profil p à la date t ;

$Taille_ménage_{p,t}^2$, est la valeur extrême pour la taille du ménage du profil p à la date t ;

$\left(\frac{\text{revenu}}{P}\right)_{p,t}$, est le revenu réel moyen du ménage du profil p à la date t ;

$\text{Equipements_elctromenagers}_{p,t}$

$\left(\text{prix_gaz}_{p,t}\right)$, est l'indice moyen du prix de gaz consommé par les ménages du profil p à la date t ;

$\left(\text{prix_électricité}_{p,t}\right)$, est l'indice moyen du prix du kWh d'électricité consommée par les ménages du profil p à la date t ;

$w_{p,t} = v_p + \varepsilon_{p,t}$, est le terme d'erreur composé ;

v_p , l'effet aléatoire du profile p ;

$\varepsilon_{p,t}$, un bruit blanc gaussien.

Les hypothèses sur v_p sont les suivantes :

pour tout p, $E(v_p) = 0$ et $E(v_p^2) = \sigma_p^2$,

pour tout (p ≠ j), $E(v_p v_j) = 0$ et $E(v_p \varepsilon_{p,t}) = E(v_j \varepsilon_{jt}) = 0$.

La méthode des moindres carrés généralisés (MCG) permet d'estimer les paramètres du modèle à effets aléatoires. Mais avant de présenter les résultats des estimations, nous décrivons la procédure de cette méthode dans l'encadré ci-dessous.

Encadré 7: Procédure d'estimation du modèle à effets aléatoires : la méthode des moindres carrés généralisés.

Le modèle à effets aléatoires, encore appelé modèle à erreur composée (MEC), s'écrit :

$$Y_{i,t} = \beta_0 + \sum_{k=1}^K \beta_k X_{k,i,t} + \omega_{i,t} \quad (1) \quad \text{avec } \omega_{i,t} = v_i + \varepsilon_{i,t}$$

$\omega_{i,t}$ désigne le terme d'erreur, v_i l'effet spécifique individuel et $\varepsilon_{i,t}$ la perturbation idiosyncrasique.

L'hétérogénéité est prise en compte au niveau de la variance du terme d'erreur, d'où le nom de modèle à erreur composée ou modèle à effets aléatoires.

La composante individuelle (v_i) obéit aux hypothèses suivantes :

$$\forall i, E(v_i) = 0 \text{ et } E(v_i^2) = \sigma_v^2 ; \quad \forall (i \neq j), E(v_i v_j) = 0 \text{ et } E(v_i \varepsilon_{jt}) = E(v_i \varepsilon_{it}) = 0.$$

Sous ces hypothèses, le MEC présente formellement la structure suivante :

- $E(w_{it}) = E(v_i + \varepsilon_{it}) = 0$
- $E(w_{it}^2) = E[(v_i + \varepsilon_{it})^2] = \sigma_v^2 + \sigma_\varepsilon^2$ (homoscédasticité)
- $\forall (t \neq s), E(w_{it} w_{is}) = E[(v_i + \varepsilon_{it})(v_i + \varepsilon_{is})] = \sigma_v^2$ (autocorrélation indépendante du temps)
- $\forall (i \neq j), E(w_{it} w_{jt}) = E[(v_i + \varepsilon_{it})(v_j + \varepsilon_{jt})] = 0$ (absence de corrélation temporelle)
- $E(x_{it} w_{it}) = 0$ (hypothèse d'orthogonalité)

Cette dernière hypothèse, cruciale, signifie notamment que les effets spécifiques ne sont pas corrélés avec les variables explicatives. Elle aussi appelée hypothèse d'exogénéité des explicatives. Cette structure conduit à définir, pour un individu, la matrice de variances-covariances des écarts de la façon suivante :

$$A = \begin{bmatrix} (\sigma_v^2 + \sigma_\varepsilon^2) & \sigma_v^2 & \cdots & \sigma_v^2 \\ \sigma_v^2 & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \sigma_v^2 \\ \sigma_v^2 & \cdots & \sigma_v^2 & (\sigma_v^2 + \sigma_\varepsilon^2) \end{bmatrix} = \sigma_\varepsilon^2 I_T + \sigma_v^2 J_T$$

où I_T est la matrice identité d'ordre T (nombre de périodes) et J_T la matrice carrée unitaire d'ordre T. La structure de cette matrice constitue la particularité fondamentale du modèle dans la mesure où en dehors de la diagonale, se trouvent des termes non nuls. En empilant les données pour l'ensemble des observations, individu par individu, on peut écrire la matrice de variances-covariances de la façon suivante :

$$\Omega = \text{Diag}(A, \dots, A) = \begin{bmatrix} A & \mathbf{0} & \cdots & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & A & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \cdots & \mathbf{0} & A \end{bmatrix} = I_N \otimes A \quad (3)$$

I_N étant la matrice identité d'ordre N (nombre d'individus).

Du fait de l'autocorrélation intra-individuelle, le meilleur estimateur sans biais des paramètres est celui des moindres carrés généralisés (MCG). L'estimateur MCG est défini par : $\hat{\beta}_{MCG} = (X' \Omega^{-1} X)^{-1} X' \Omega^{-1} Y = (X' W X + \phi X' B X)^{-1} (X' W Y + \phi X' B Y)$ (4)

où $\phi = \frac{\sigma_\varepsilon^2}{\sigma_\varepsilon^2 + T \sigma_v^2}$ et $B = I_N \otimes \frac{J_T}{T}$ B est appelé opérateur *Between* (ou interindividuel). En

l'appliquant à l'équation (1), on obtient des moyennes individuelles. $\bar{Y}_i$ et $\bar{X}_{ik}$

Source : Calvet L, Marical F. (2011). *Consommation de carburant : effets des prix à court terme et à long terme par type de population : Estimation à partir d'un pseudo-panel d'enquêtes de 1985 à 2006*, 28èmes journées de microéconomie appliquée MEEDDTL/CGDD, France.

Avec l'estimation des coefficients des modèles à effets fixes et à effets aléatoires, nous avons les résultats de l'équation dans le tableau qui suit :

Tableau 14 : Résultats des estimations

log. Dépenses d'électricité	Modèle à effets fixes	Modèle à effets aléatoires
Milieu de résidence = urbain	0.532** (0.232)	0.474** (0.214)
Taille de ménage	0.192** (0.077)	0.252*** (0.050)
Taille au carré	-0.006* (0.003)	-0.008*** (0.002)
Nombre de pièces habitées	0.028* (0.015)	0.019 (0.014)
log. Dépenses annuelles par personne	0.681*** (0.139)	0.703*** (0.130)
Indicateur Equipements électroménagers	0.532*** (0.132)	0.440*** (0.120)
Prix Électricité	-0.350*** (0.039)	-0.350*** (0.038)
Prix Gaz	0.017*** (0.003)	0.018*** (0.003)
Constante	33.346*** (4.837)	32.968*** (4.531)
Observations	80	80
Number of cohorts	20	20
R ² within	0.855	0.852
R ² between	0.815	0.842
R ² overall	0.842	0.847
F1 stat	38.429	
Prob>F1	0.000	
F2 stat	1.555	
Prob>F2	0.106	
Wald chi2		400.339
Prob>chi2		0.000

Standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Source : Calcul auteur sous stata à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2, (2001), ESPS 1 (2006), ESPS 2 (2011).

II.2.3 Résultats du modèle à effets fixes et du modèle à effets aléatoire

L'analyse des résultats du modèle à effets fixes et des résultats du modèle à effets aléatoires, après le test de Hausman, conduit au choix du modèle qui convient.

II.2.3.1 Résultats du modèle à effets fixes

L'estimation des coefficients du modèle à effets fixes s'est faite au moyen de la méthode within.

Il faut noter, d'une part, la présence de trois types de R^2 dans le tableau. Le R^2 within, le plus pertinent pour le modèle à effets fixes, mesure la part de la variabilité intra-individuelle de la variable dépendante qui est expliquée par celles des variables explicatives.

Le R^2 between donne une idée de la contribution des effets fixes au modèle. Le R^2 overall traduit la qualité globale de la régression. D'autre part, deux statistiques de Fisher sont proposées (F1 et F2). La première indique la significativité globale des variables explicatives, la seconde, la significativité conjointe des effets fixes introduits.

Ainsi, d'après le R^2 within, 85,5% de la variabilité des dépenses d'électricité sont expliquées par l'ensemble des variables explicatives du modèle. Ce pourcentage paraît élevé, car il montre que des variables ne figurant pas dans le modèle expliquent près de 14% de la variabilité des dépenses d'électricité. L'effet de ces variables omises est alors contenu dans l'erreur : la qualité de l'ajustement est donc globalement bonne.

En se référant au R^2 between, on note que les effets fixes contribuent à plus de 80% à l'explication la régression. La probabilité associée à la statistique F2 (dans le cadre du test de significativité conjointe des effets fixes) est supérieure à 10%, mais inférieure à 15%, ce qui conduit au rejet de l'hypothèse de nullité de ces effets fixes à un seuil de 15% et non à 10% où cette hypothèse est plutôt acceptée. Les effets fixes sont ainsi conjointement nuls au seuil de 10%, mais ne le sont pas à 15%.

La probabilité de la statistique de Fisher F_1 est inférieure à 1%, ce qui souligne que tous les coefficients sont conjointement significatifs. De plus, le test de Student indique que, lorsqu'elles sont prises isolément, toutes les variables explicatives du modèle sont significatives.

II.2.3.2 Résultats du modèle à effets aléatoires

L'estimation des paramètres du modèle à effets aléatoires se fait par la méthode des moindres carrés généralisés (MCG). Cette procédure d'estimation permet de corriger l'autocorrélation des erreurs.

La significativité conjointe des coefficients est testée par la statistique de Wald. La p-value associée à cette dernière (égale à 0) montre qu'on ne peut pas rejeter la significativité globale de ces coefficients au seuil de 1%. Contrairement au modèle à effets fixes, on note ici qu'une variable n'est pas significative : il s'agit de la variable *nombre de pièces habitées*. Mais toutes les autres variables sont statistiquement non nulles au seuil de 1%, à l'exception de la variable *milieu de résidence* qui l'est à 5%.

Dans un modèle à effets aléatoires, le plus pertinent des R^2 est le R^2 between, car il constitue la proportion de la variation inter-individu de la variable dépendante qui est expliquée par les variables explicatives. Le R^2 between obtenu dans l'estimation de notre modèle à effets aléatoires montre 84,2% de la variabilité interindividuelle des dépenses d'électricité est expliquée par les variabilités des variables indépendantes du modèle. La qualité de l'ajustement est donc élevée.

La contribution des effets aléatoires au modèle est mesurée par le R^2 within. Ainsi, selon le tableau 14, les effets aléatoires contribuent à 85,2% à l'explication du modèle.

La statistique de Breusch-Pagan permet de tester la significativité des effets aléatoires. Les résultats de ce test sont présentés en annexe. La probabilité de cette statistique (égale à 10,88) montre que les effets aléatoires sont globalement significatifs au seuil de 15%, mais ne le sont pas à 10%.

Ainsi, pour déterminer la meilleure spécification (choix entre modèle à effets fixes et modèle à effets aléatoires), il a été procédé au test de Hausman (voir en annexe pour les procédés du test de Hausman et le tableau de résultat).

Les résultats du test de spécification de Hausman sont donnés dans le tableau en annexe. La probabilité de la statistique de Hausman supérieure à 15% indique clairement que la spécification du modèle à effets aléatoires est préférable à celui du modèle à effets fixes.

II.3. Les tests économétriques : tests de validité

Les tests économétriques usuels de validité que sont le test reset de Ramsey, le test de normalité des erreurs, le test d'autocorrélation des erreurs et une estimation des élasticités prix de l'électricité à long terme sont présentés.

II.3.1 Test RESET de Ramsey

Pour tester l'erreur de spécification, Ramsey considère le modèle suivant : $Y = X\alpha + Z\beta + \varepsilon$ (33)

Avec Z une matrice des puissances des valeurs prévisionnelles de la variable expliquée Y. Le test d'hypothèse est le suivant :

$$\begin{array}{l} \text{Ho} \\ \text{H1} \end{array} \left\{ \begin{array}{l} \beta = 0 \\ \beta \neq 0 \end{array} \right.$$

La règle de décision consiste à retenir Ho lorsque la probabilité associée à la statistique du test est supérieure au seuil considéré. Si l'hypothèse Ho est acceptée, on dit que le modèle est bien spécifié. Si l'hypothèse H1 est acceptée, on conclut que le modèle est mal spécifié ou qu'il y a une omission de variables explicatives pertinentes.

Nous avons fait le test en supposant que la matrice Z est d'ordre 2, c'est-à-dire que Z comprend les puissances d'ordre 2 et 3 des valeurs prévisionnelles de Y. Les résultats sont les suivants :

Tableau 15 : Résultat du test RESET de Ramsey

Statistique du test	Probabilité
0,270	0,7666

Source : Calcul auteur sous stata à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2, (2001), ESPS 1 (2006), ESPS 2 (2011).

D'après ces résultats, on ne peut rejeter l'hypothèse nulle d'une bonne spécification du modèle. Ainsi, il n'y a pas d'omission de variables explicatives pertinentes.

II.3.2 Test de normalité des erreurs

La statistique de Jarque-Bera permet de savoir si les résidus sont normalement distribués. Elle mesure la différence entre le Skewness et le Kurtosis de la variable résiduelle et ceux d'une distribution normale, et est calculée comme suit :

$$JB = \frac{T - K}{6} \left[Skw^2 + \frac{(Kur - 3)^2}{4} \right] \quad (34)$$

où K représente le nombre de coefficients estimés du modèle ; Skw est le coefficient d'asymétrie qui mesure l'asymétrie de la distribution de la série autour de sa moyenne, et Kur est le coefficient d'aplatissement.

Les hypothèses du test sont :

$$\begin{array}{l} \text{Ho} \quad \left\{ \begin{array}{l} : \text{les erreurs suivent une loi normale} \\ \text{H1} \quad \left\{ \begin{array}{l} : \text{les erreurs ne suivent pas de loi normale} \end{array} \right. \end{array} \right.$$

Sous l'hypothèse nulle de normalité, la statistique JB suit une loi de Khi-deux à deux degrés de liberté. Pour un seuil donné, la règle de décision consiste à rejeter l'hypothèse nulle de normalité lorsque JB est supérieure à la valeur lue sur la table de Khi-deux. On peut aussi comparer la probabilité associée à cette statistique au seuil retenu pour interpréter les résultats du test. Si la probabilité est inférieure au seuil alors on rejette Ho.

Les résultats de ce test montrent que les erreurs ne suivent pas la loi normale, car la probabilité du test est inférieure à 5%.

Tableau 16 : Test de normalité des erreurs

Statistique du test (JB)	Probabilité
15,390	0,0005

Source : Calcul auteur sous stata à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2, (2001), ESPS 1 (2006), ESPS 2 (2011).

II.3.3 Test d'autocorrélation des erreurs

Baltagi (2001) a proposé un test unilatéral d'absence d'autocorrélation d'ordre 1 des erreurs :

$$\bar{\varepsilon}_{it} = \rho \bar{\varepsilon}_{it-1} + \mu_{it} \quad (35)$$

Les hypothèses de ce test sont :

$$\begin{array}{ll} \text{Ho} & \left\{ \begin{array}{l} \rho = 0 \end{array} \right. \\ \text{H1} & \left\{ \begin{array}{l} \rho > 0 \end{array} \right. \end{array}$$

Ce test se base sur la statistique du multiplicateur de Lagrange :

$$LM = \sqrt{\frac{NT^2}{T-1}} \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{t=2}^T \bar{\varepsilon}_{it} \bar{\varepsilon}_{it-1}}{\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \bar{\varepsilon}_{it}} \quad (36)$$

Il a montré que cette statistique converge vers la loi normale centrée réduite lorsque N*T est suffisamment grand. Par conséquent, l'hypothèse nulle est rejetée lorsque la statistique LM est supérieure à 1,64 et acceptée dans le cas contraire. À l'inverse, si cette statistique est inférieure à -1,64 on peut conclure à l'existence d'une autocorrélation négative des perturbations. Le tableau ci-dessous présente les résultats du test.

Tableau 17 : Test d'autocorrélation des erreurs

Statistique du test (LM)	Probabilité
0,84	0,3591

Source : Calcul auteur sous stata à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2, (2001), ESPS 1 (2006), ESPS 2 (2011).

Selon les résultats du test, l'hypothèse nulle d'absence d'autocorrélation ne peut être rejetée au seuil de 5%, car la statistique LM est positive et inférieure à 1,64. Les erreurs sont donc non autocorrélées.

II.3.4 Test d'hétéroscédasticité des erreurs

Pour déceler une éventuelle hétéroscédasticité des erreurs, nous avons eu recours au test de White. Ce dernier se fait en deux étapes : on effectue la régression sur le modèle, et l'on en tire les résidus estimés :

$$\hat{\varepsilon}_{it} = y_{it} - x_{it}\hat{\beta} \quad (37)$$

la régression du carré de ces résidus est ensuite effectuée sur les variables du modèle, leur carré et leur produit.

Le test d'hypothèse est :

Ho	{	erreurs homoscedastiques
H1		erreurs heteroscedastiques

L'idée générale de ces tests est de vérifier si le carré des résidus peut être expliqué par les variables du modèle. Si c'est le cas, il y a hétéroscédasticité. Ainsi, l'hypothèse nulle suppose que tous les coefficients de la régression des résidus au carré soient nuls, c'est-à-dire les variables du modèle n'expliquent pas la variance observée donc il y a homoscedasticité.

On se sert de la statistique de Fisher pour effectuer un test de significativité globale des coefficients. La décision du test est que l'on rejette l'hypothèse nulle si la probabilité associée à la statistique de Fisher est inférieure à $\alpha\%$. Dans le cas contraire, on accepte l'hypothèse Ho.

Le tableau ci-dessous présente les résultats du test de White.

Tableau 18 : Test d'hétéroscédasticité des erreurs

Statistique de Fisher	Probabilité
1,620	0,1348

Source : Calcul auteur sous stata à partir des données de ESAM 1 (1995) et ESAM 2, (2001), ESPS 1 (2006), ESPS 2 (2011).

Ces résultats montrent que, au seuil de 5%, les erreurs du modèle à effets aléatoires sont homoscédastiques, car la probabilité est supérieure à 5%.

II.3.5 Estimations des élasticités prix de l'électricité à long terme

Le coût pour les ménages d'une hausse de prix de l'électricité, par exemple dans le cadre d'une politique de suppression de la subvention, dépend en grande partie de la capacité d'adaptation des ménages et de leurs possibilités de substitution. Lorsqu'un bien s'avère peu substituable, sa mise en évidence au plan statistique peut passer à priori par deux effets :

- la demande ce bien est proportionnellement plus importante pour les ménages pauvres ;
- la demande de ce bien est peu sensible aux variations du prix. Comme vue précédemment, l'étude de certaines caractéristiques du ménage suggère qu'en cas de hausse des prix de l'électricité, les ménages les plus affectés seraient les ménages de niveau de vie intermédiaire estimés à 33%⁹⁵ des ménages soit environ 403 ménages en 1995 (ESAM 1), 826 ménages en 2001 (ESAM 2), 1071 ménages en 2006 (ESPS 1) et 749 ménages en 2011 d'où au total 3050 ménages sur la période d'analyse considérée.

L'objet de cette partie est de compléter cette analyse par l'étude des élasticités prix des ménages en fonction du niveau de vie

En fait, selon le niveau de vie, deux phénomènes peuvent justifier des différences d'élasticités prix de l'électricité. D'un côté, l'adaptation des consommations face à un enchérissement de l'électricité est coûteuse

⁹⁵ les 33% des ménages de niveau de vie intermédiaire ont été regroupés dans la catégorie des ménages de niveau de vie moyen.

(changement d'approvisionnement, acquisition de groupes électrogènes...), ce qui pourrait induire une moindre capacité des ménages les plus modestes à modifier leur consommation d'électricité. Dans ce cas, les ménages modestes devraient avoir une élasticité relativement faible. Par contre, une hausse du prix de l'électricité a peu d'effet sur la contrainte budgétaire des ménages aisés. La demande d'électricité des ménages les plus aisés pourrait donc être plutôt inélastique au prix.

Le modèle nous a permis, pour estimer les élasticités prix de l'électricité selon le niveau de vie, de procéder à des estimations distinctes réalisées sur plusieurs sous-populations : les ménages dits « modestes », les ménages « moyens » et les ménages « aisés ». Pour chaque sous-population, des pseudo-panels spécifiques ont été constitués et le modèle présenté précédemment a été réutilisé. Ainsi le modèle conduit aux résultats consignés dans le tableau 19 suivant.

Concrètement, le modèle nous renseigne sur l'importance de l'élasticité-prix de long terme des ménages modestes qui est tout de même une relative surprise⁹⁶.

Tableau 19: Estimations des élasticités prix de l'électricité selon le niveau de vie⁹⁷

Niveau de vie des ménages	Valeur de l'élasticité-prix
Ménages modestes	-0,328
Ménages moyens	-0,309
Ménages aisés	-0,250

Source : Calcul auteur à partir des données de ESAM 1 (1995), ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011)

⁹⁶ L'apport du modèle est développé dans l'analyse des résultats et plus spécifiquement au niveau de la sous sous-section concernant les effets des prix d'électricité : impact d'une hausse des prix d'électricité sur le niveau de vie des ménages.

⁹⁷ Les 33 % des ménages les plus modestes ont été regroupés dans la catégorie des ménages de niveau de vie modeste, les 33 % des ménages les plus aisés ont été regroupés dans la catégorie des ménages de niveau de vie aisé, et les 33% des ménages de niveau de vie intermédiaire ont été regroupés dans la catégorie des ménages de niveau de vie moyen.

Section III. Analyse des résultats et implications en termes de politiques économiques

Analysons les résultats issus du modèle à effets aléatoires retenu à partir du test de Hausman et de l'estimation des élasticités prix sur le niveau de vie et dégageons les implications en termes de politiques économiques qui en découlent.

III.1. Analyse des résultats

Les résultats obtenus de cette analyse permettent de faire le point sur les évolutions de la demande d'électricité des ménages en 16 ans et elle fournit des estimations sur les effets de richesses, les effets de taille du ménage, les effets de la zone de résidence et le niveau d'équipements électroménagers. Aussi, l'estimation des élasticités prix sur le niveau de vie nous renseigne sur l'impact d'une hausse des prix de l'électricité.

III.1.1 Effets de richesses

Globalement les dépenses moyennes en électricité augmentent avec le revenu mais moins que proportionnellement conformément à la loi psychologique fondamentale.

Le coefficient de la variable « dépense totale moyenne du ménage par tête » est positif et significatif. Cette variable étant un proxy du revenu du ménage, nous pouvons dire, compte tenu des résultats, que si le niveau de richesse du ménage augmente, la dépense d'électricité s'accroît aussi. Cela peut s'expliquer par le fait que l'utilisation de l'électricité engendre certains coûts (tels que l'achat d'équipements ménagers « électrivore ») que les plus pauvres peuvent ne pas pouvoir supporter. En plus de cela, il faut tenir compte aussi que les ménages les plus démunis n'ont souvent pas la possibilité de payer des factures élevées et se retrouvent souvent dans ce cas coupé du réseau. L'électricité serait aussi considérée ici comme un bien normal ($0 < 0,703 < 1$). Le coefficient budgétaire de ce bien stagne ou varie peu quand le revenu augmente dans une proportion inférieure ou égale à 1 (élasticité-revenu

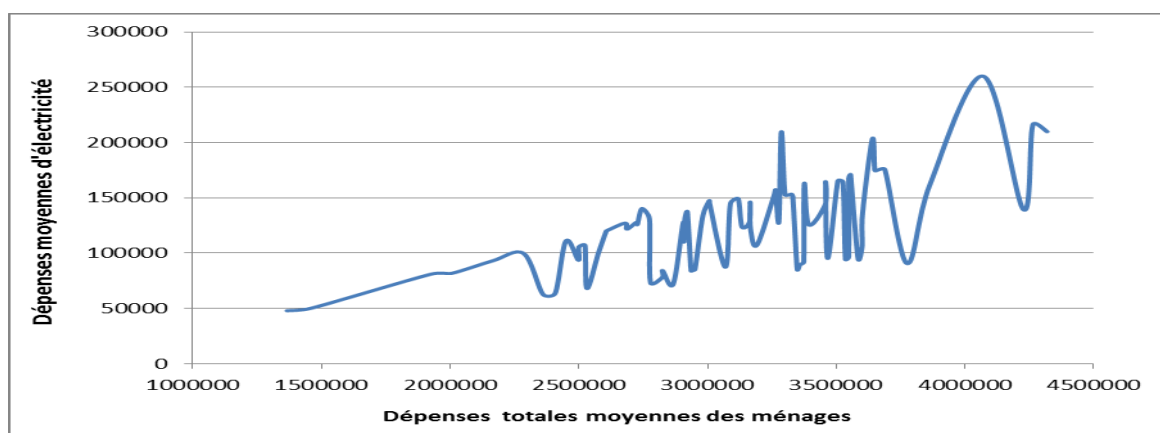
comprise entre 0 et 1). On parlera pour l'électricité également de biens nécessaires comme le cas de la nourriture (prise dans son ensemble) et des biens de première nécessité conformément à la « loi d'Engel ».

À court terme, les ménages ont des possibilités limitées pour adapter leur dépense d'électricité aux évolutions des prix. En particulier, ils ne peuvent pas changer de type d'énergie moins coûteuse ou abandonner totalement l'électricité fournie par l'entreprise monopolistique au profit d'autres modes de fourniture à la moindre hausse des prix. Les alternatives pour ces ménages se trouvant dans les énergies renouvelables se heurtent à la contrainte du poids de l'investissement que nécessite l'installation.

Pour annuler l'effet d'une hausse des prix, la première solution à la disposition des ménages à court terme réside dans un recours moindre à l'électricité, par exemple en limitant l'utilisation de l'électricité à des fins de loisir. Une autre possibilité réside peut-être dans une modification du comportement destinée à réduire la consommation d'électricité.

Avec le pseudo-panel, l'élasticité-revenu de la demande d'électricité est d'environ 0.703, c'est-à-dire qu'à la suite d'une hausse de 10% du revenu, les ménages augmenteraient de 7,03% leur consommation d'électricité à long terme.

Graphique 40 : Relation entre le niveau de vie et la dépense d'électricité



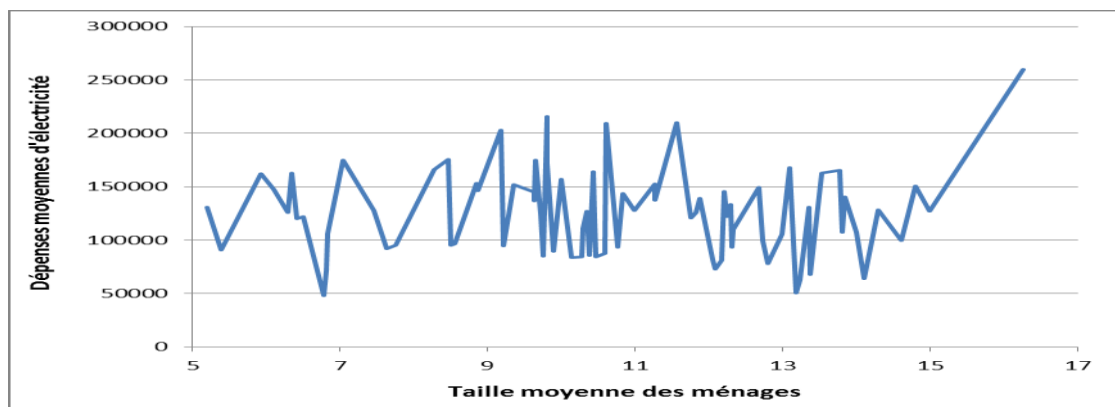
Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995), ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

III.1.2 Effet de taille

Les résultats montrent que lorsque la taille du ménage augmente, les dépenses en électricité du ménage augmentent (le coefficient étant positif et significatif) comme cela a été vu un peu plus haut dans nos statistiques descriptives. Par ailleurs, le coefficient de la variable « taille du ménage » pris au carré est négatif et significatif. La différence de signe des coefficients des variables « taille ménage » et « taille ménage au carré » confirme nos attentes. En effet, il ressort de l'analyse que lorsque la taille du ménage d'appartenance augmente jusqu'à un certain seuil, les dépenses d'électricité augmentent.

Lorsque la taille du ménage atteint 15, les dépenses augmentent avec la taille. Ce seuil de 15 membres est le double de la taille moyenne des ménages sénégalais (8 membres selon le recensement de 2013).

Graphique 41 : Relation entre taille des ménages et dépenses d'électricité



Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995), ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

Nos résultats peuvent être expliqués par le fait que lorsque la taille du ménage augmente, c'est souvent le chef de ménage qui paie les factures d'électricité pour tout le monde (les microménages dans le ménage initial). Alors, si elle dépasse 15 membres, c'est qu'en général d'autres ménages se sont créés à l'intérieur du ménage de base (l'élasticité des ménages au Sénégal). Dans ce cas, chacun se sent «obligé» de participer aux charges notamment celles liées à la consommation d'électricité suite à une surconsommation qui pourrait in fine augmenter la facture totale.

III.1.3 Effet de zone

Comme cela a été exposé précédemment, la zone de résidence influence fortement la consommation d'électricité des ménages. Les résultats (le coefficient de la zone de résidence (0.474**) est positif et significatif) indiquent que les dépenses d'électricité sont en relation positive avec la zone de résidence. En effet, de manière générale, le milieu de résidence en zone urbaine augmente de manière significative les dépenses d'électricité alors que le milieu de résidence en zone rurale diminue les dépenses d'électricité, mais de manière non statistiquement significative.

En effet, les ménages les plus consommateurs d'électricité étant les ménages vivant en zone urbaine (résidentielle), alors à court terme, une hausse du prix de l'électricité devrait les pénaliser plus fortement que les autres, car leurs capacités d'adaptation étant restreintes et coûteuses.

De plus, ces ménages disposent de peu de substitut en raison de l'absence de concurrents et d'énergies de substitution. Dans un premier temps, la réduction de la consommation d'électricité ne peut venir que de la réduction du temps d'utilisation et de la réduction des équipements électroménagers installés. En revanche, à long terme les capacités d'adaptation sont plus grandes, notamment en changeant à la fois de type d'équipements, mais aussi de comportement.

Ceci montre que face à une hausse des prix de l'électricité, les ménages sont capables de réduire, à long terme, leur consommation d'électricité et ceci même s'ils font a priori partie de catégories pour lesquelles la consommation d'électricité semble peu compressible.

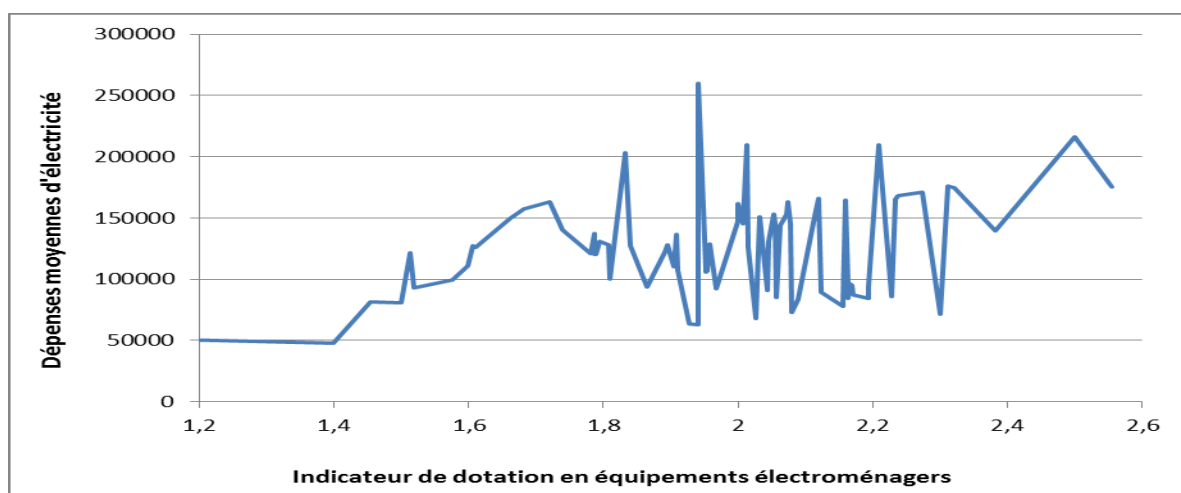
Néanmoins cette analyse ne prend pas en compte les pertes de bien-être consécutives à une hausse des prix. La capacité d'adaptation des ménages ne permet pas de conclure sur les conséquences d'une hausse des prix en termes d'équité sociale.

III.1.4 Effet du niveau d'équipement

Les résultats du modèle indiquent clairement que la dépense d'électricité est positivement corrélée au niveau d'équipement. Nous rappelons que la variable équipement électroménager est synthétisé en un indicateur qui regroupe les appareils, au nombre de cinq, que sont : radio, téléviseur, réfrigérateur/congélateur, fer à repasser électrique et machine à coudre.

L'indicateur est sensé avoir un impact positif sur les dépenses d'électricité des ménages. Nos résultats confirment que l'effet de cette variable « équipements électroménagers » dont le coefficient est de 0.440*** est bien positif et significatif.

Graphique 42 : Effets du niveau d'équipements électroménagers



Source : Auteur à partir des données de ESAM 1 (1995), ESAM 2 (2001), ESPS 1 (2006) et ESPS 2 (2011).

Aussi, il est admis d'après la construction de cet indicateur que son effet est différencié puisque le sens de la corrélation dépend du niveau d'installation d'équipement (l'indicateur variant entre 0 et 5, une valeur petite de l'indicateur désigne un niveau de dotation faible en équipements électroménagers, tandis qu'une valeur grande, c'est-à-dire proche de 4 ou 5 implique un niveau de dotation élevé en équipements électroménagers).

En effet, le fait de s'être uniquement équipé à un niveau compris entre 0 et 1 a un impact moindre sur la dépense d'électricité. Par contre un niveau de dotation élevé en équipements électroménagers (entre 4 et 5) a un impact positif plus grand et significatif sur la dépense d'électricité. C'est pourquoi l'impact positif d'un niveau d'équipement élevé sur les dépenses d'électricité des ménages n'est pas surprenant. Ceux qui ont ce niveau d'équipements paient plus facilement des factures salées et sont plus aptes à développer des stratégies de fraudes.

III.1.5 effets des prix d'électricité : Impact d'une hausse des prix d'électricité sur le niveau de vie des ménages

D'après nos résultats le coefficient du prix de l'électricité (-0.350***) est négatif et significatif. Les dépenses d'électricité sont en relation négative avec les prix. En effet, de manière générale, une augmentation des prix d'électricité de 10% entraîne une baisse de la demande de 35%.

Aussi, les résultats des estimations indiquent une élasticité-prix des ménages les plus aisés relativement plus faibles (tableau 20). En effet, l'élasticité-prix de long terme des ménages aisés vaut -0,250 alors que celle des ménages modestes est plus élevée ; elle est de -0,328. Pour les ménages de niveau de vie intermédiaire, l'élasticité-prix de long terme est de -0,309.

Le modèle nous a permis concrètement de noter que les ménages modestes et de niveau de vie intermédiaire ont des élasticités prix assez similaires et d'un niveau élevé. Cette importance de l'élasticité-prix de long terme des ménages modestes est tout de même une relative surprise. À long terme, tous les ménages, même les plus modestes, adapteraient leurs consommations d'électricité aux prix.

III.2. Implication en termes de politiques économiques

De par ses enjeux à la fois économiques, sociaux et financiers, la détermination des prix de l'électricité (tarification) est à l'origine de graves crises de demandes.

Pour accélérer le processus de maîtrise de son impact, par le biais d'une élaboration rigoureuse et d'une équité sociale justifiée, le sens de causalité de la tarification et de la demande d'électricité doit être érigé en priorité au niveau du pays. Il devient donc impérieux et urgent, pour réaliser l'atteinte du double objectif que s'est fixé le régulateur, de s'orienter vers une triple voie de sortie :

- **Accélérer les politiques d'investissement en ER, d'économie d'énergie et de coopération énergétique avec à la clé des prix d'électricité soutenables pour les ménages.**

Au regard de l'analyse de nos résultats, nous recommandons aux décideurs publics d'accélérer l'investissement massif et les subventions dans la recherche et le développement de sources alternatives aux énergies fossiles (hydroélectricité, solaire, éolienne, etc.) et la construction d'infrastructures nécessaires pour ces modèles énergétiques afin de réduire les coûts du kWh qui diminuerait la facture électrique des ménages. S'y ajoute la mise en œuvre d'une grande campagne d'économie d'énergie afin d'obtenir une meilleure efficacité énergétique des hydrocarbures pouvant permettre la revente du kWh à un prix moins élevé. En plus du fonds de soutien à l'énergie existant, la mise en place d'un fonds de coopération énergétique à l'échelle communautaire ou régionale permettrait de sécuriser les approvisionnements et partant soulagerait la hantise des coupures tout en créant les conditions d'une réponse à la demande.

- **Repenser la tarification en prenant mieux en compte outre les exigences de l'entreprise productrice d'électricité, les caractéristiques socioéconomiques des ménages.**

D'après nos résultats et d'après la littérature économique, la consommation d'électricité augmente avec le revenu c'est-à-dire avec le niveau de vie d'une part et d'autre part, elle augmente avec le milieu de résidence. Tarifier en ignorant pas le milieu de résidence et le niveau de vie des ménages permettrait à la fois de régler la question de justice sociale (en faisant payer un prix plus élevé aux ménages situés dans les secteurs résidentiels et ayant une certaine aisance) et aussi de contenir les effets pervers liés à l'impact des niveaux de prix élevé de l'électricité sur les ménages modestes et moins aisés.

- **Régler le déficit du côté de la demande en augmentant le différentiel entre les tranches⁹⁸ de prix afin de décourager le gaspillage pour une maîtrise de la demande.**

L'histoire a montré que le déficit chronique du pays a toujours été envisagé d'être résorbé du côté de l'offre en augmentant la capacité productive. Mais avec la démographie croissante, le mimétisme et la modernisation, les caractéristiques des ménages évoluent et par conséquent l'offre augmente avec la demande. Donc, les politiques de maîtrise d'énergie fondées sur un plus grand différentiel entre les tranches de prix d'une part et une diminution des probabilités de passage du niveau de tarif le plus bas vers l'autre d'autre part, contribueraient à décourager une plus grande consommation et donc une diminution de la demande. Alors cette baisse continue de la demande conjuguée avec une offre existante réduirait naturellement le déficit et in fine les délestages.

⁹⁸ Il y'a trois niveaux de prix pour trois niveaux de consommations (Voir Annexe 4, Tableau A.3.1.)

Conclusion

Au terme de ce chapitre, nous avons pu dans un cadre théorique montrer l'origine du modèle avec une optimisation du programme du consommateur à la Stone-Gearry (1954). À travers une démonstration rigoureuse et une manipulation algébrique, le modèle de dépenses de Stone (1954), son mode de calcul et ses caractéristiques ont permis d'assoir notre modèle à estimer pour résoudre le problème du rapport des prix d'électricité sur la demande des ménages aisés, moyens et aisés en utilisant comme variable dépendante les dépenses d'électricité et comme variables explicatives les caractéristiques socioéconomiques des ménages. L'utilisation de données microéconomique étant fastidieuse, nous avons recouru à la construction d'un pseudo panel en utilisation des profils de ménages (des pseudo-individus). La méthode d'estimation sur le modèle à effets aléatoires retenu après la spécification du test de Hausman confirme nos attentes. Ainsi, les résultats obtenus nous ont permis de faire le point sur les évolutions du rapport entre les prix et la demande d'électricité des ménages sur 16 ans. À l'exception du nombre de pièces habitées, toutes les variables sont significatives et ont des effets sur les dépenses d'électricité. Ces variables fournissent la présence d'effets de richesses, d'effets de nombre, d'effets de la zone de résidence et d'effets du niveau d'équipements électroménagers. Aussi, l'estimation des élasticités prix sur le niveau de vie indique clairement que l'impact d'une hausse des prix de l'électricité ne modifie pas de la même ampleur la demande des ménages aisés, modestes et moyens.

Conclusion Générale

Dans cette thèse, notre recherche nous a permis, au regard de la tarification et de la demande d'électricité :

- de cerner, d'une part, la problématique de la tarification dans un pays non producteur de pétrole et soumis à une production d'électricité de mauvaise qualité et en quantité insuffisante dénotée par les coupures et les délestages.

La prise en compte des multiples aspects de la tarification, non sans modifier le bien-être des ménages du service, impacte sur le niveau de satisfaction des consommateurs. Le raffermissement de sa performance ne saurait être lié uniquement à une amélioration de l'offre d'énergie électrique, au renforcement de la capacité non négligeable des ressources financières ou à la nécessité d'une technologie de pointe, mais bien plus à une réorientation de l'impact de la tarification sur la demande des ménages.

- de tirer, d'autre part, de l'analyse économétrique appliquée à ce contexte, les enseignements qui suivent dans l'optique d'une véritable politique de tarification.

Les indices du prix de l'électricité, en utilisant la structure du tarif indiqué, nous avons retenu, au terme de la méthode d'estimation sur le modèle à effets aléatoires après la spécification du test de Hausman, une confirmation des signes attendus des variables explicatives. En fait, nous avons trouvé, à l'exception du nombre de pièces habitées, que toutes les variables sont significatives et ont des effets sur les dépenses d'électricité.

Concrètement nous avons trouvé en substance deux résultats majeurs :

- la présence d'effets liés à la richesse, d'effets de nombre, d'effets de la zone de résidence et d'effets du niveau d'équipements électroménagers.
- une modification mais pas de la même ampleur de l'impact d'une hausse des prix de l'électricité sur la demande des ménages aisés, modestes et moyens dans une estimation des élasticités prix sur le niveau de vie.

La détermination des prix ou la tarification de l'électricité a occupé une place primordiale dans les débats publics aussi bien à la fin des chocs pétroliers qu'à la crise énergétique actuelle.

S'il est vrai que, les travaux sur le secteur de l'électricité, les politiques énergétiques communes (PEC) ne manquent pas, il est aussi réel que ceux qui portent sur la véritable question de la relation entre les prix (la tarification) et la politique de maîtrise de la demande sont quasi inexistants. Cette analyse trouve tout son intérêt et se justifie, étant donné qu'elle constitue en soi, une des premières à analyser les contours des politiques de prix de l'électricité sur le secteur résidentiel au Sénégal.

C'est en ce sens que l'analyse de la situation énergétique au Sénégal révèle toute l'importance du secteur. Les orientations des objectifs des politiques énergétiques et le rôle des principaux acteurs dévoilent la place de l'énergie dans l'économie. C'est pourquoi des programmes mettent l'accent sur l'accès à l'énergie et plus particulièrement sur l'électrification compte tenu des enjeux et des perspectives qui font que l'électricité est à la croisée des chemins. De manière beaucoup plus sectorielle, l'analyse du profil du marché sénégalais d'énergie électrique indique d'après un aperçu historique et une évolution récente que son organisation repose sur les institutions et les politiques. A travers une revue de la littérature théorique et empirique les déterminants de la tarification sur la demande s'identifient à partir des caractéristiques socioéconomiques des ménages.

En somme, l'analyse théorique et empirique a permis de passer en revue les bases de la tarification de l'électricité, d'analyser (de façon descriptive) l'évolution de différentes méthodes de tarification de l'électricité mais aussi de suivre les leçons d'expérience étrangère en matière de tarification d'électricité. Il a été admis qu'en matière de tarification d'électricité, les expériences étrangères présentées à partir de quelques analyses empiriques, constituent des cas d'école pour la maîtrise des effets de la tarification de l'électricité.

Si les autorités s'engagent à optimiser le plus le coût du kWh, il n'en demeure pas moins que le plus petit coût possible de celui-ci ne sera envisageable qu'avec non seulement une orientation vers les nouvelles

sources d'approvisionnements (mix énergétique avec des énergies renouvelables estimées à terme à environ moins de 60 FCFA le prix du kWh)⁹⁹ pour la production d'électricité, mais aussi qu'avec une tarification prenant moins en compte la viabilité économique de l'entreprise, mais plus le bien-être des ménages.

Cette thèse contribue à repenser un autre mode de tarification qui prendrait en compte les ménages par secteur (résidentiel/non résidentiel) en renforçant l'aspect social et à encourager la maîtrise et l'efficacité de l'énergie électrique par la maîtrise de la demande.

Notre travail permet également d'expliquer de façon précise les réactions des ménages suite à des fluctuations de prix du marché. Nos résultats démontrent que la sensibilité des ménages aux prix d'électricité n'est pas inexistante et n'est pas similaire pour tous les ménages (modestes, moyens, aisés). Ce résultat est expliqué en fonction des différentes caractéristiques des ménages. Certaines caractéristiques des ménages influencent plus que d'autres le niveau de sensibilité aux prix d'électricité.

Principalement, dans cette thèse, le mode de tarification mis en vigueur a un impact non négligeable sur la demande des ménages résidentiels mais que cet impact ne modifie pas de la même ampleur la demande des ménages aisés, modestes et moyens.

Enfin, nous n'avons pas la prétention d'avoir épuiser le sujet qui ouvre d'autres perspectives et d'autres choix possibles avec des portes de recherches tel que l'analyse des probabilités de passage des ménages d'un niveau de tarif à un autre basée sur l'utilisation d'un modèle à changement de régime markovien.

⁹⁹ Direction de la SENELEC lors de la médiatisation du programme de mix énergétique

Bibliographie

- **Abbott, M., (2001).** Is the security of electricity supply a public good, *The Electricity Journal*, 14(7): pp. 31-33.
- **Abhyankar, A. R., et Khaparde, S. A. (2009).** Electricity transmission pricing: Tracing based point-of-connection tariff, *Electrical power & energy systems*, Vol. 31, Issue 1, pp. 59-66
- **Allen, E. Ilić, M. (1999).** Price-based commitment decisions in the electricity market, *Springer*, Paris, cop.
- **Alzola, J. A. et al. (2009).** Design of an electrification kit with high content of renewable energy sources in Senegal, Microgrids project, Part 2, *Renewable energy*, Vol. 34, Issue 10, pp. 2151-2159
- **Anderson, J. A., (2009).** Electricity Restructuring: A Review of Efforts around the World and the Consumer Response, *The Electricity Journal*, p.70
- **Annabi, N., et al., (2013).** Formes fonctionnelles et paramétrisations dans les MCEG, *CREFA Université de Laval*, pp.13-15
- **Antoine, B., Renaud, E., (2007).** Maitrise de l'Energie: Institutions et Développement, *Version provisoire*
- **Atangana, P.R. (2007).** Privatisation, tarification et équité dans les industries de réseaux électriques des pays en développement: Cas des pays d'Afrique subsaharienne, Thèse Université Montpellier I, UFR Sciences économiques.
- **Audinet, P., (2002).** Electricity prices in India, *Energy prices and taxes*, 2nd Quarter
- **Araujo C., et al. (2004),** *Économétrie*, Editions Bréal.
- **Baltagi B. (2001),** *Econometric Analysis of Panel Data*, John Wiley & Sons, New York.
- **Beitone, A., et al. (2007).** *Dictionnaire des sciences économiques*, Armand colin, Paris, 2ème édition, pp. 456-457
- **Benrhazi, A. (1990).** Politique de tarification des énergies au Maroc et sa contribution au développement socioéconomique du pays, Thèse Sciences économiques, Paris 2

- **Bernard, J-TH.; Genest-laplane, E. (1995).** La dégressivité de la tarification de l'électricité selon le coût marginal, *Canadian Public Policy*, Vol. 21 Issue 4, p401, p 12, 5 Charts
- **Berthonnet, A. (1999).** La tarification du transport de l'énergie électrique en France avant la nationalisation : analyse historique et économique, *AHEF* Paris
- **Bezzina, J. (1998).** Équité, tarification, réglementation : analyse des politiques de coût d'allocation d'une industrie électrique de service public, Thèse Université de Montpellier I.
- **Boiteux, M. (1956).** *Sur la gestion des monopoles astreints à l'équilibre budgétaire*, *Econometrica*, pp. 22-40.
- **Borenstein, S., (2005).** The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing, *The Energy Journal*, Vol. 26, No. 3. AEE.
- **Borenstein, S., (2006).** Customer risk from real-time retail electricity pricing: Bill volatility and hedgability, *Working Paper 12524, National bureau of economic research*, MA 02138
- **Borenstein, S., (2010).** The redistributive impact of non-linear electricity pricing, *Working Paper 15822 National bureau of economic research*
- **Boukaka, F. (1996).** La redéfinition de la tarification de l'électricité au Congo : une analyse microéconomique », *EHESS*
- **Boyer, M. et al. (2003).** Partage des coûts et tarification des infrastructures : tarification optimale des infrastructures communes, *rapport de projet, CIRANO*, Montréal
- **Buckley, A R., Aldershot, H. (1998).** Buying electricity and gas in the competitive marketplace; *Brookfield VT, Gower*
- **Calvet L., Marical F. (2011).** Consommation de carburant : effets des prix à court et à long terme par type de population: Estimation à partir d'un pseudo-panel d'enquêtes de 1985 à 2006, *28èmes journées de microéconomie appliquée MEEDDTL/CGDD*, France
- **CDEAO (2006).** Livre Blanc pour une Politique Régionale sur l'accès aux Services Énergétiques

- **Clark A., et al., (2005).** Power Sector Reform in Africa: Assessing the Impact on Poor People, Étude commandée par la Banque mondiale, mars 2005
- **CRSE (2010).** Décision n° 2010-03 relative aux conditions tarifaires de SENELEC pour la période 2010-2014
- **Diagne, Y. S., Diop, M. M. (2007).** Quelles solutions à la hausse continue de la facture publique pétrolière : maintien des appuis à la consommation ou libre fixation des prix par le marché ? *DPEE Document d'analyse N° 06*, p.29
- **Doucoure, F.B. (2005).** Méthodes économétriques : cours et travaux pratiques, 2^{ème} édition Faseg, Ucad.
- **Eboue, C. (1995).** *Les facteurs de performance de l'entreprise*, éd. aupelf-uref, John Libbey Eurotext. Paris, pp. 185-186.
- **ENERDATA SA (2009).** Le marché de l'énergie au Sénégal Paris, *Rapport pays*
- **Faruqui, A., Eakin, K., (2000).** Pricing in competitive electricity markets, *Kluwer Academic Publishers*
- **FMI (2010).** Perspectives de l'économie mondiale : reprise, risques et rééquilibrage, *Études économiques et financières*, p. 225
- **Gardes, F. (1999).** L'apport de l'économétrie des panels et des pseudo-panels à l'analyse de la consommation, *Économie et statistique*, N° 324-325, pp. 157-162.
- **Girod, J. (1992).** Les industries électriques du Burkina-Faso, de la Côte d'Ivoire, du Mali et du Sénégal : performances et modèles organisationnels, *Institut d'Énergie et de Politique de l'Énergie*, Grenoble
- **Glavitsch, H. et al. (2004).** A flow-based methodology for the calculation of TSO to TSO compensations for cross-border flows, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 26, Issue 1, pp. 49-56
- **Greene, W. (2005).** *Économétrie*, Éd. Pearson Éducation, 5^{ème} édition France, pp. 272-273
- **Haghighat, H., et al. (2008).** The role of market pricing mechanism under imperfect competition, *Decision support systems*, Vol. 45, Issue 2 pp. 267-277

- **Harris, C. (2006).** Electricity markets: pricing, structures and economic, *John Wiley & Sons Inc.*
- **Hausman J. A. (1978),** *Specification Tests in Econometrics*, *Econometrica*, 46, pp. 1251-1272.
- **Hewitt, J. A., (2000).** An Investigation into the Reasons Why Water Utilities Choose Particular Residential Rate Structures, In Ariel Dinar, cd. *The Political Economy of Water Pricing Reforms*, *New York: Oxford University Press*, pp. 259-277
- **Houldin, R., (2004).** Find the public good: shedding light on a bulk grid electricity card trick, *The Electricity Journal*, 17(9): pp. 61-67.
- **IEFP, (2006).** Les réformes du secteur électrique: Quel bilan, quelles perspectives pour l'Afrique?, *liaison Energie-Francophonie* Numéro 73, 4^otrimestre
- **IEPF, (2008).** La tarification de l'électricité, *les fiches techniques PRISME*
- **Jeannot, R., Prévé, C. (1997).** Guide de conception des réseaux électriques industriels, *Schneider Electric*, n° : 6 883 427/A
- **Joskow, P. (2005).** Regulation of Natural Monopolies, *Working Papers 0508*, *Massachusetts Institute of Technology*, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- **Joskow, P., Tirole, J. (2006).** Reliability and competitive electricity markets, *Rand Journal of Economics*, document de travail, MIT.
- **Kane, A. (2009).** Niveau de participation au marché du travail et choix occupationnels au Sénégal : une analyse longitudinale en pseudo-panel, Thèse de Phd, NPTCI, FASEG, UCAD
- **Kane, C.S. (2009).** Réformes structurelles des réseaux électriques et analyse de l'intensité énergétique du produit intérieur brut dans l'UEMOA, Thèse d'État, FASEG, UCAD
- **Kane, C.S. (2010).** De la convergence énergétique à l'intégration économique : Cas de l'Union Économique et monétaire Ouest Africaine (UEMOA), *ROASEG*, Vol. 2 N° 1, CREA
- **Kasse, M. (2009),** le pétrole un enjeu planétaire, *www.mkasse.com*

- **Kasse, M. (2015)**, *L'économie du Sénégal : les 5 défis d'un demi-siècle de croissance atone*, Ed. Harmattan pp. 171-177
- **Kipre G. M. (2005)**. Coût de la régulation des tarifs dans le secteur de l'électricité et soutenabilité des finances publiques : cas des pays membres de l'UEMOA, Mémoire de fin d'études, DESS Régulation économique et évaluation des projets d'infrastructures physiques et institutionnelles, FASEG, UCAD
- **Kpodar, K. (2005)**. Manuel d'initiation à Stata (version 8), *Centre d'Études et de Recherches sur le Développement International (CRDI)*, Clermont-Ferrand.
- **Lambinon, C. (2006)**. Tarification du transport de l'électricité et pouvoir de marché, Thèse Université Paris-Dauphine.
- **Langniss, O., et al. (2009)**, Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy-Models for the future evolution of the German, *Renewable Energy Act, Energy policy*, Vol. 37, Issue 4 pp. 1289-1297
- **Laville, S., Lesgards, V. (2009)**. La gestion active de la demande d'électricité: vers la cinquième énergie, *Revue de l'énergie*, Issue 591 PP 303-317
- **Levy D. (1990)**. La tarification de l'électricité dans le monde: place de la tarification au coût marginal, *Économies et Sociétés*, v. 24, iss. 1, pp. 29-41
- **Li, H., Maddala, et al. (1996)**. Estimation des élasticités de court et de long terme de la demande d'électricité sur données de panel à partir d'estimateurs à rétrécisseur. *Économie & prévision*, 126(5), 127-141.
- **LPDSE, DSRP (2003)**. Indicateurs de suivi de la politique énergétique et mesures nouvelles de réforme
- **Maryse, R. (2005)**. Impact de la Tarification de l'Électricité au Prix du Marché sur le Secteur Résidentiel : Application à la Province de Québec, Département de Sciences Économiques, Faculté des Arts et Sciences Université de Montréal, pp.31
- **Matsukawa, I. (2008)**. The effects of average revenue regulation on electricity transmission investment and pricing, *Energy economics*, Vol. 30, Issue 3 p696-714 19p

- **Meleu, M. (2004).** Participation du secteur privé à la fourniture des infrastructures en Côte d'Ivoire : Revue et recommandation, *Economic Research Papers n° 47*, CIRES University of Abidjan
- **Moner-Girona, M. (2009).** A new tailored scheme for the support of renewable energies in developing countries, *Energy policy*, Vol. 37, Issue 5 p2037-2041 5p
- **Monnier, L. (1983).** La tarification de l'électricité: nouveau débat, *Économies et Sociétés*, v. 17, iss. 12, pp. 2053-75
- **Moreau, F. (2006).** Dynamiques Industrielles et Stratégies Concurrentielles 1, CNAM, juillet, p 9
- **Moreaux, M., Truchon, M., (2003).** Partage des coûts et tarification des infrastructures : tarification optimale des infrastructures communes, *rapport de projet*, CIRANO, Montréal
- **Mougin, E. (2008).** Principes d'une tarification au coût de développement pour l'électricité, *Génie électrique*, Vol. 10, Issue 4920 pp. 4920.1-4920. Techniques de l'ingénieur.
- **Musgrave, R. (1969).** Cost-Benefit Analysis and the Theory of Public Finance, *Journal of Economic Literature*, 7(3): pp. 797-806.
- **N'dri, L. (2008).** Le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire : quel bilan après les réformes des années 1990?, *Liaison énergie francophonie*, Issue 80, p p. 94-102.
- **OCDE/AIE, EUROSTAT (2005).** Manuel sur les statistiques de l'énergie, STEDI, janvier, pp. 209
- **Percebois, J., (1978).** Énergie, croissance et calcul économique, *Revue économique*, Vol. 29, No. 3, pp. 464-493
- **Percebois, J., (1989).** Économie de l'énergie, Éd. Économisa PP 75-76, pp241-244
- **Percebois, J., (2006).** Dépendance et vulnérabilité : deux façons connexes, mais différentes d'aborder les risques énergétiques, *cahier n°06.03.64, CREDEN*.
- **Percebois, J. (2009).** Gestion de la pointe électrique et impact environnemental, *Revue de l'énergie*, Issue 591 PP 297-302

- **Perez, Y., Ramos-Real, F. J. (2009).** The public promotion of wind energy in Spain from the transaction costs perspective 1986-2007, *Renewable & sustainable energy review*, Vol. 13, Issue 5, pp. 1058-1066
- **Perri, P. (2010).** *Edf : les dessous du scandale*, avril 2010, édition Jean-Claude Lattès, ISBN : 978-2-7096-3524-0.
- **Pflug, G. C., Broussev, N. (2009).** Electricity swing options: Behavioral models and pricing: Operational Research Models and Methods in the Energy Sector, *European journal of operational research*, Vol. 197, Issue 3, pp. 1041-1050
- **Pignon, V. (2003).** L'harmonisation des méthodes de tarification du transport d'électricité: une analyse économique du marché unique, Thèse Université Panthéon-Sorbonne, Paris.
- **Qixin, C., et al. (2010).** Novel transmission pricing scheme based on point-to-point tariff and transaction pair matching for pool market, *Electric power systems research*, Vol. 80, Issue 4, pp. 481-488
- **Ramsey, F.P. (1927).** A Contribution to the Theory of taxation, *Economic Journal*, 37, 47-61.
- **Reiss, P., White, M. (2005).** Household Electricity Demand, Revisited, *Review of Economic Studies*, pp. 853-883.
- **Rivard, G. (2008).** La structure tarifaire d'Hydro-Quebec, mémoire de maîtrise, UQAM
- **Salies, E. et al. (2007).** L'électricité est-elle un bien public?, *Revue de l'OFCE*, 2007/2 N° 101 PP 339-420
- **Samuelson, P. (1954).** The pure theory of public expenditure, *Review of Economics and Statistics*, pp. 387-398
- **Sevestre P. (2002),** *Économétrie des données de panel*, Dunod, Paris.
- **Silem, Ah., Albertini, J.M. (2002).** *Lexique d'économie*, Dalloz, 7ème édition, Paris.
- **Stiglitz, J. E. (2006).** *Global public goods and global finance: does global governance ensure that the global public interest is served?*, In *Advancing public goods*, Jean-Philippe Touffut, ed., Edward Elgar Publishing Paris 2006, pp. 149/164.

- **Toomey, D., et al. (2005).** Reliability, electric power, and public versus private goods: a new look at the role of markets, *Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, Track 2, Vol. 2, pp. 3-6.
- **Varian, H.R. (2006).** *Introduction à la microéconomie*, De Boeck, 6ème édition, Bruxelles.
- **Varoquaux, W. (1996).** *Calcul économique électricité. Que sais-je?* PUF.
- **Vassilopoulos, P. (2007).** Les prix des marchés de gros de l'électricité donnent-ils les bons signaux et les bonnes incitations pour l'investissement en capacité de production électrique?, Thèse Université Paris-Dauphine.
- **Vogelsang, I. (2006).** Electricity Transmission Pricing and Performance-Based Regulation, *The Energy Journal*, Vol. 27, No. 4, IAEE.
- **Weron, R. (2006).** Modeling and forecasting electricity loads and prices: a statistical approach, *John Wiley & Sons Inc.*
- **Zahedi, A. (2009).** Development of an economical model to determine an appropriate feed-in tariff for grid-connected solar PV electricity in all states of Australia, *Renewable & sustainable energy review*, Vol. 13, Issue 4, pp. 871-878
- **Zhang, J. (1992).** Analyse comparative de la tarification de l'électricité dans le monde, Thèse Sciences économiques, Paris 2.

Annexes

Annexe 1 : Résultats des tests de validité

1. Test de spécification de Hausman

Le test de spécification de Hausman (1978) permet de savoir si les effets spécifiques sont aléatoires ou fixes afin de choisir le modèle qui convient. L'hypothèse cruciale du modèle à effets aléatoires est l'absence de corrélation entre les effets spécifiques et les variables explicatives. Si cette hypothèse est violée, l'estimateur est non convergent.

En cas de rejet de l'hypothèse nulle d'absence de corrélation, il convient de retenir l'estimateur « within » du modèle à effets fixes, qui élimine la corrélation. Dans le cas contraire, on retient le modèle à effets aléatoires. Ainsi, dans l'hypothèse nulle on privilégie le modèle à effets aléatoires et dans l'hypothèse alternative le modèle à effets fixes.

L'idée du test est de réaliser les deux estimations et de comparer les coefficients obtenus. Si elles ne sont pas significativement différentes, alors il n'y a pas de corrélation et le modèle à effets aléatoires est retenu. Les hypothèses de ce test se posent comme suit :

$$\begin{array}{ll} \text{Ho} & : \text{Présence d'effets aléatoires} \\ \text{H1} & : \text{Présence d'effets fixes} \end{array}$$

La statistique du test de spécification de Hausman est donnée par la formule ci-après :

$$Q_H = (\hat{\beta}_{MCG} - \hat{\beta}_W)' \left[\text{Var}(\hat{\beta}_{MCG} - \hat{\beta}_W) \right]^{-1} (\hat{\beta}_{MCG} - \hat{\beta}_W) \quad (32)$$

Où $\hat{\beta}_{MCG}$ et $\hat{\beta}_W$ sont les estimateurs du modèle à effets aléatoires et du modèle à effets fixes respectivement (calculés plus haut, voir les encadrés 1 et 2.).

Hausman (1978) a montré que, sous l'hypothèse Ho, la statistique Q_H suit asymptotiquement, lorsque $N \rightarrow \infty$, une loi de Khi-Deux à k degrés de liberté (k désigne le nombre minimal de paramètres présents dans les deux modèles).

Ainsi, on rejette l'hypothèse nulle et l'on privilégie l'adoption d'effets individuels fixes si Q_H est supérieure au fractile de la loi de Khi-Deux ou si la probabilité associée à Q_H est inférieure à $\alpha\%$.

Les résultats du test de spécification de Hausman sont donnés dans le tableau ci-dessous. La probabilité de la statistique de Hausman supérieure à 15% indique clairement que la spécification du modèle à effets aléatoires est préférable à celui du modèle à effets fixes.

	Coefficients		(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
	(b) fixe	(B) alea		
strate_1	.5319367	.4742583	.0576784	.0882958
taille	.1917272	.2524151	-.0606879	.0592346
taille2	-.0057224	-.0080996	.0023772	.0024674
piece	.0283046	.0190413	.0092633	.0064165
ldeptet	.6808879	.7034917	-.0226038	.0511096
equipm	.5320415	.4399731	.0920684	.0540914
prixelec	-.3500317	-.3504553	.0004235	.0097678
prixgaz	.0173342	.0176908	-.0003566	.0009616

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg
 B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

chi2(8) = (b-B)'[(V_b-V_B)^(-1)](b-B)
 = 10.68
 Prob>chi2 = 0.2202

2. Test de significativité des effets aléatoires

Breusch and Pagan Lagrangian multiplier test for random effects

$$ldepelec[cohorts,t] = Xb + u[cohorts] + e[cohorts,t]$$

Estimated results:

	Var	sd = sqrt(Var)
ldepelec	.1129724	.3361136
e	.0165311	.1285735
u	.0020346	.0451067

Test: Var(u) = 0

$$\begin{aligned}\frac{\text{chibar2}(01)}{\text{Prob} > \text{chibar2}} &= 1.52 \\ &= 0.1088\end{aligned}$$

3. Test normalité des erreurs

Skewness/Kurtosis tests for Normality

Variable	Obs	Pr(Skewness)	Pr(Kurtosis)	joint	
				adj chi2(2)	Prob>chi2
residu	80	0.0202	0.0002	15.39	0.0005

4. Test RESET de Ramsey

$$\begin{aligned}F(2, 69) &= 0.27 \\ \text{Prob} > F &= 0.7666\end{aligned}$$

5. Test d'autocorrélation des erreurs

Tests for the error component model:

$$\begin{aligned} \text{ldepelec}[\text{cohorts},t] &= Xb + u[\text{cohorts}] + v[\text{cohorts},t] \\ v[\text{cohorts},t] &= \lambda v[\text{cohorts},(t-1)] + e[\text{cohorts},t] \end{aligned}$$

Estimated results:

	Var	sd = sqrt(Var)
ldepelec	.1129724	.3361136
e	.0165311	.12857347
u	.0020346	.04510674

Tests:

Random Effects, Two Sided:

$$\text{ALM}(\text{Var}(u)=0) = 2.31 \text{ Pr}>\chi^2(1) = 0.1284$$

Random Effects, One Sided:

$$\text{ALM}(\text{Var}(u)=0) = 1.52 \text{ Pr}>N(0,1) = 0.0642$$

Serial Correlation:

$$\text{ALM}(\lambda=0) = 0.84 \text{ Pr}>\chi^2(1) = 0.3591$$

Joint Test:

$$\text{LM}(\text{Var}(u)=0, \lambda=0) = 2.36 \text{ Pr}>\chi^2(2) = 0.3070$$

6. Test d'hétéroscédasticité des erreurs

Source	SS	df	MS	Number of obs =	80
Model	.021345233	8	.002668154	F(8, 71) =	1.62
Residual	.117026036	71	.001648254	Prob > F =	0.1348
				R-squared =	0.1543
				Adj R-squared =	0.0590
Total	.138371269	79	.001751535	Root MSE =	.0406

residu2	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
strate_1	-.1062805	.0653989	-1.63	0.109	-.2366823	.0241213
taille	.0218789	.0140749	1.55	0.125	-.0061856	.0499434
taille2	-.0008567	.0006409	-1.34	0.186	-.0021347	.0004212
piece	.0058566	.0041026	1.43	0.158	-.0023237	.0140368
ldeptet	.0670668	.0392993	1.71	0.092	-.0112938	.1454275
equipm	-.0524454	.0362838	-1.45	0.153	-.1247932	.0199024
prixelec	.0033447	.0117214	0.29	0.776	-.0200272	.0267166
prixgaz	-.000273	.0008799	-0.31	0.757	-.0020275	.0014816
_cons	-1.110641	1.380821	-0.80	0.424	-3.86392	1.642637

Annexe 2 : décision n°2010-03 relative aux conditions tarifaires, en fixant ses tarifs de vente au détail sur la période 2010-2014

Selon la décision n°2010-03 relative aux conditions tarifaires, en fixant ses tarifs de vente au détail sur la période 2010-2014, SENELEC doit veiller à ce que ses revenus perçus à partir de la vente au détail d'énergie électrique au cours d'une année t , n'excèdent pas les revenus maximums autorisés pour cette année, déterminés selon la formule suivante¹⁰⁰ :

$$MR_t = (1 - \theta) * A_t + \theta * B_t + RTS_t + RR_t + K_t - P_{t-1} + RI_t$$

t : année de détermination des revenus

MR_t : Revenus maximums autorisés de l'année t ;

θ : facteur d'économie d'échelle, fixé à 0,59 pour la période 2010-2014

A_t : base de calcul de la part des revenus, déterminée par la formule suivante :

où

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

A₀ est le montant des revenus requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence, fixé à 272 108 422 895 FCFA

Π_t est l'index d'inflation, déterminé par la formule suivante :

$$\Pi_t = CI_t - X_t$$

dans laquelle **CI_t** est déterminé selon la formule ci-après :

$$CI_t = \alpha * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + \gamma * \left(a * \frac{IFO_t}{IFO_0} + b * \frac{IDO_t}{IDO_0} + c * \frac{IGN_t}{IGN_0} + d * \frac{ICH_t}{ICH_0} \right)$$

¹⁰⁰ CRSE : Décision n°2010-03 relative aux conditions tarifaires de SENELEC pour la période 2010-2014

avec

IHPC_t : Moyennes arithmétiques, au dix millième près , de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publiés par le Ministère chargé de l'Économie durant les (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IHPC₀ : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, fixée à 127,1250 base 100 en 1996 ;

IPC_t : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France publié par l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques (INSEE), durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IPC₀ : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France, fixée à 118,0425 base 100 en 1998 ;

TC_t : Moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO publiée par la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

TC₀ : Valeur de référence de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO, fixée à 655,957 ;

IFO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du fuel-oil 380, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Énergie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IFO₀ : Valeur de référence du prix du fuel-oil 380, fixée à 215 806 FCFA la tonne ;

IDO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du diesel oil, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Énergie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t ;

IDO₀ : Valeur de référence du prix du diesel-oil, fixée à 325 718 FCFA la tonne ;

IGN_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du gaz naturel, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Énergie durant les douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t , étant entendu que pour tous les mois de l'année 2009, ce prix est fixé à 120 000 FCFA les 1000 mètre-cubes aux conditions normales ;

IGN₀ : Valeur de référence du prix du gaz naturel, fixée à 120.000 FCFA les 1000 mètre- cubes aux conditions normales ;

ICH_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du charbon, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Énergie durant les trois douze (12) mois précédant la date d'indexation i de l'année t , étant entendu que pour tous les mois de l'année 2009, ce prix est fixé à 47 765 FCFA la tonne ;

ICH₀ : Valeur de référence du prix du charbon, fixée à 47 765 FCFA la tonne ;

α : Facteur de pondération de l'inflation locale, fixé à 0,35 durant la période 2010-2014 ;

β : Facteur de pondération de l'inflation étrangère, fixé à 0,27 durant la période 2010-2014 ;

γ : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible, fixé à 0,38 durant la période 2010-2014 ;

a : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel-oil 380, fixé à 0,63 durant la période 2010-2014 ;

b : Facteur de pondération de l'inflation sur le diesel-oil, fixé à 0,08 durant la période 2010- 2014 ;

c : Facteur de pondération de l'inflation sur le gaz naturel, fixé à 0,13 durant la période 2010-2014 ;

d : Facteur de pondération de l'inflation sur le charbon, fixé à 0,16 durant la période 2010- 2014 ;

X_t : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) durant la période 2010-2014.

B_t : Base de calcul de la part variable des revenus, déterminée par la formule suivante:

$$B_t = B_t^O * \Pi_t$$

où

Π_t est l'index d'inflation, tel que déterminé ci-dessus

B_t^O est le montant des revenus requis l'année t, aux conditions économiques de 2009, compte tenu de l'évolution des ventes, déterminé comme suit :

$$B_t^O = B_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + B_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + B_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)}$$

Avec

B₀(BT) : Revenus requis aux conditions **B_t^O** est le montant économique de 2009 pour les ventes de référence en Basse Tension, fixés à 179 630 012 706 FCFA ;

B₀(MT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence en Moyenne Tension, fixés à 75 788 543 525 FCFA ;

B₀(HT) : Revenus requis aux conditions économiques de 2009 pour les ventes de référence en Haute Tension, fixés à 16 689 866 664 FCFA ;

D_t(BT) : Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Basse Tension (c'est-à-dire. comptée et facturée) par SENELEC pendant l'année t ;

D₀(BT) : Ventes de référence en Basse Tension, fixée à 1.639,81 GWh ; **D_t(MT)** : Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Moyenne Tension (c'est-à-dire. comptée et facturée) par SENELEC pendant l'année t ;

D₀(MT) : Ventes de référence en Moyenne Tension, fixée à 733,03 GWh ;

D_t(HT) : Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Haute Tension (c.-à-d. comptée et facturée) par SENELEC pendant l'année t ;

D₀(HT) : Ventes de référence en Haute Tension, fixée à 222,95 GWh.

RTS_t : Redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise.

RR_t : Redevance annuelle due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité.

K_t : Facteur de correction de la différence entre les revenus perçus par SENELEC au titre de la vente au détail d'énergie électrique des usagers et/ou du Gouvernement pour une compensation de revenus (**R_{t-1}**) et le revenu maximum autorisé (**MR_{t-1}**), durant l'année t-1. Il est défini selon la formule suivante :

$$K_t = (MR_{t-1} - R_{t-1}) * (1 + I_{t-1})$$

dans laquelle

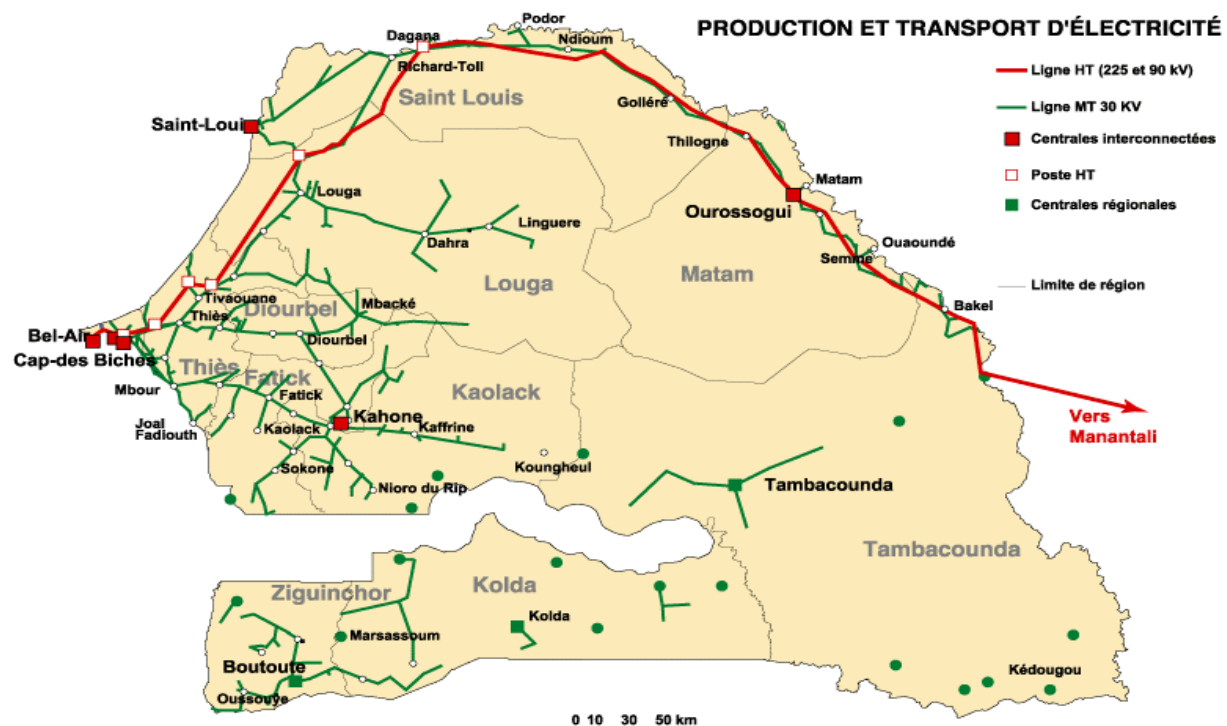
I_{t-1} est un taux d'intérêt en pourcentage (%) , égal au taux d'escompte de la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest à l'année t-1 majoré de la marge bancaire et d'une marge de deux pour cent (2%).

P_{t-1} : Incitation contractuelle exigible à SENELEC pour manquement durant l'année précédente t-1, aux normes de qualité et de disponibilité (énergie non fournie);

RI_t : Facteur de correction, égal à zéro (0) la première année et dont le montant peut varier à l'issue d'une révision de la Formule de contrôle de revenus.

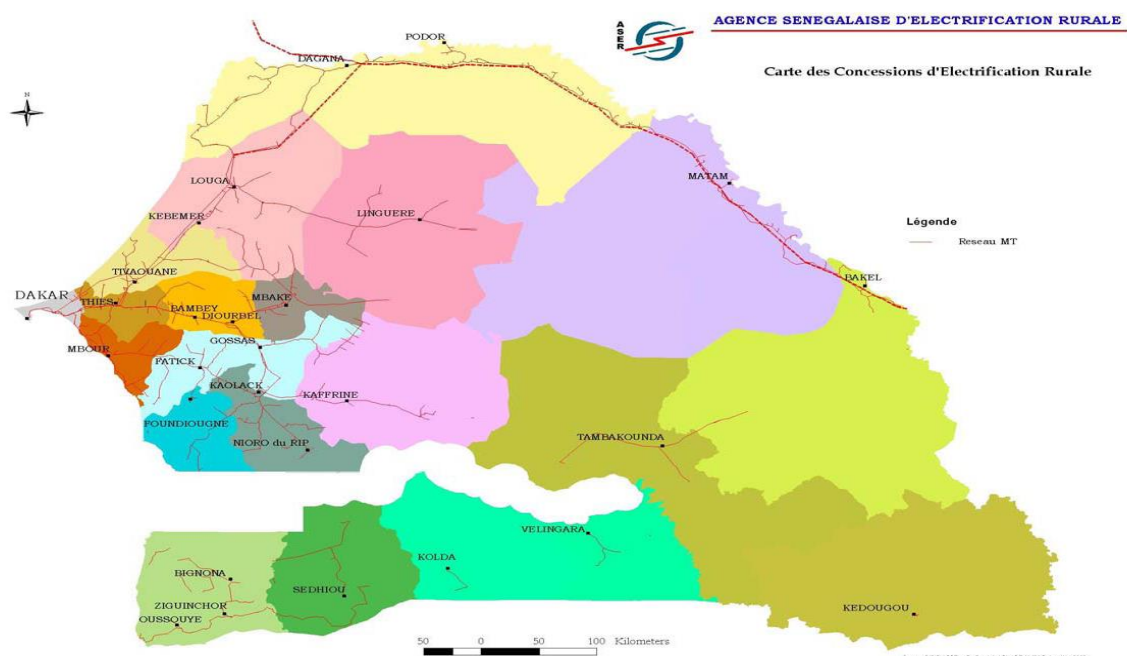
Annexe 3 : Cartes

Graphique A.2.1.: Carte réseau de production et de transport d'électricité



Source : crse.sn

Graphique A.2.2.: Carte des concessions d'électrification rurale



Source: www.crse.sn

Annexe 4 : Tarifs d'électricité hors taxes applicables à partir le 1er août 2009 suite décision n°2009-04 de la CRSE.

Ce tableau répertorie les tarifs d'électricité hors taxes applicables à partir du 1er août 2009 suite à la décision n°2009-04 de la Commission de régulation du secteur de l'Électricité.

Tableau A.3.1. : Tranches de consommation pour les usagers basse tension

Option tarifaire	1ère tranche	2ème tranche	3ème tranche
DPP	De 0 à 150 kWh	De 151 à 250 kWh	Plus de 250 kWh
DMP	De 0 à 50 kWh	De 51 à 300 kWh	Plus de 300 kWh
PPP	De 0 à 50 kWh	De 51 à 500 kWh	Plus de 500 kWh
PMP	De 0 à 100 kWh	De 101 à 500 kWh	Plus de 500 kWh

Source : SENELEC 2011

La grille tarifaire hors taxe aujourd'hui applicable aux différentes catégories de client est la suivante:

Tableau A.3.2.: Tranches et tarifs pour clients DPP, DMP, PPP et PMP

Tableau A.3.2.1. : Fourniture d'électricité en Basse Tension

Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	1ère Tranche	2ème Tranche	3ème Tranche	
Usage Domestique (UD)				
Domestique Petite Puissance DPP	106,44	114,20	119.49	
Domestique Moyenne Puissance DMP	112,96	115,10	122.78	
Usage Professionnel (UP)				
Professionnelle petite Puissance PPP	151.59	152,45	161. 86	
Professionnelle Moyenne Puissance PMP	152.72	153.40	163.57	
Usage Grande Puissance	Heures Hors	Heures de		

	Pointe	Pointe		
Domestique Grande Puissance DGP	95,47	133,65		961,56
Professionnelle Grande Puissance PGP	114,34	182,95		2884,68
*Prépaiement (Woyofal)	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			
Domestique Petite Puissance (DPP)	114 ,2			
Domestique Moyenne Puissance (DMP)	115,10			
Professionnelle Petite Puissance (PPP)	152,45			
Professionnelle Moyenne Puissance (PMP)	153,40			
Éclairage Public	131,29			3341,34

Source : SENELEC 2011

Tableau A.3.2.2. : Fourniture d'électricité en Moyenne ou Haute Tension

Catégorie tarifaire	Prix de l'énergie en FCFA/kWh		Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	Heures Pointe	Hors Heures de Pointe	
Livraison en Moyenne Tension			
Tarif Courte Utilisation (TCU)	123,45	191,82	945,13
Tarif Général (TG)	88,84	142,15	4022,80
Tarif Longue Utilisation (TLU)	72,99	116,79	9709,65
	Prix moyen en FCFA/kWh		
Tarif des concessionnaires d'électrification rurale	101,5		
Livraison en Haute Tension			
Tarif général	58,01	83,54	9855,45
Tarif Secours	77,25	111,23	4 381,50

*Structure Woyofal inchangée suite à l'impossibilité de modifier de logiciel de facturation

Source : SENELEC 2011

NB: Heures de Pointe : de 1çh à 23 heures ; Heures Hors pointe : de 0h à 19 heures et de 23 h à 24 heures ; Tarif Prime Fixe : En Francs CFA par KW de puissance souscrite.

Tableau A.3.2.3. Inflation énergie 2001- 2012

Indices base 100 en 1996

Libellé	Moy 01	Moy 02	Moy 03	Moy 04	Moy 05	Moy 06	Moy 07	Moy 08	Moy 09
Électricité	94,6	103,1	106,4	106,6	102,8	105,7	114,8	120,6	113,0
Gaz	160,6	160,3	160,3	163,2	164,9	182,1	248,3	249,9	260,4
Combustibles liquides	103,2	106,6	116,8	114,3	139,9	166,5	195,8	223,1	174,4
Combustibles solides	105,4	105,9	117,2	128,4	131,5	137,6	179,0	185,7	220,1
Indice global	107,5	110,0	109,9	110,5	112,4	114,7	121,5	128,5	127,1

Indices base 100 en 2008

Libellé	MOY 10	Moy 11	Moy 12
Électricité	101,7	101,7	101,7
Gaz	111,7	132,9	131,7
Combustibles liquides	91,1	103,1	108,1
Combustibles solides	112,2	111,6	111,9
Indice global	99,0	102,3	103,8

Globaux rétropolé en 1996

127,1 131,4 133,3

Coefficient de raccordement pour les indices globaux : 1,2847

Source : ANSD 2013

Table des matières

<u>Titres</u>	<u>Pages</u>
Remerciements.....	iii
Sommaire.....	vi
Unité de mesure	ix
Liste des encadrés	x
Liste des figures	x
Liste des graphiques.....	x
Liste des tableaux	xiii
Résumé.....	xiv
Abstract	xiv
Introduction Générale	1
Chapitre I : Contexte de la situation énergétique et profil du marché d'énergie électrique.....	10
Introduction.....	10
Section I. La situation énergétique du Sénégal	11
<i>I.1. États des lieux.....</i>	<i>11</i>
<i>I.1.1. Quelques Faits stylisés.....</i>	<i>11</i>
I.1.1.1. De l'importance des mesures réglementaires en termes de réformes.....	12
I.1.1.2. Pour une énergie accessible à tous.....	13
<i>I.1.2. Impact de l'énergie sur la croissance.....</i>	<i>14</i>
I.1.2.1. Nécessité d'une prise en compte de l'importance du potentiel énergétique.....	16
I.1.2.2. Passant inévitablement par une tarification juste et équitable.....	16
<i>I.2. Place de l'énergie dans l'économie.....</i>	<i>18</i>
I.2.1. Quelques indicateurs économiques, sociaux et énergétiques.....	18
I.2.1.1. Notion de PIB par unité d'énergie utilisée.....	18
I.2.1.2. Les importations d'énergie.....	19
I.2.1.3. L'utilisation de l'énergie.....	20
I.2.1.4. Les politiques énergétiques : Orientations des objectifs et principaux acteurs du secteur énergétique.....	22
<i>I.2.2. Ressources, Consommations et Accès aux services énergétiques.....</i>	<i>23</i>
I.2.2.1. Nature des ressources : l'approvisionnement.....	24
I.2.2.2. Caractéristiques et évolutions des consommations : Indicateur de demande	33
I.2.2.3. Accès à l'énergie	35
I.2.2.4. Accès au marché et prix de l'électricité.....	36
I.2.2.5. l'électrification.....	38
Section II. Profil du marché sénégalais d'énergie électrique	41
<i>II.1. Aperçu de l'historique du marché sénégalais d'énergie électrique.....</i>	<i>42</i>

II.1.1. Organisation du secteur de l'électricité : institutions et politiques.....	42
II.1.2. La régulation du Secteur : la CRSE entre le marteau des droits du consommateur et l'enclume des obligations du concessionnaire	44
II.1.3. Nomenclature et état des entreprises du secteur.....	46
II.1.4. L'électricité : définition et caractéristiques du bien.....	53
II.1.5. Rappel des principes élémentaires.....	53
II.2. Caractéristiques historiques et évolutions récentes du marché de l'électricité.....	55
II.2.1 Caractéristiques historiques.....	56
II.2.2. Évolutions récentes.....	57
II.2.2.1. Le transport et la distribution.....	58
II.2.2.2 Analyses sectorielles des prix, de la tarification et de la facturation	61
II.2.2.2.1. Les prix de l'électricité.....	61
II.2.2.2.2. La tarification : la régulation des tarifs.....	62
II.2.2.2.3. La Facturation : Percer le secret de votre facture.....	63
Section III. Enjeux et perspectives dans le secteur : l'électricité à la croisée des chemins	68
III.1. Les besoins d'investissements en énergie électrique.....	69
III.1.1. En termes de capacité productive.....	69
III.1.2. En termes de projets.....	69
III.2 Investissements et financements: nécessité d'une intensification du développement des infrastructures	72
Conclusion	74
Chapitre II : Revue de la littérature théorique et empirique sur la tarification et la demande d'électricité.....	76
Introduction.....	76
Section I. Les déterminants de la tarification de l'électricité.....	77
I.1. Enjeu et rôle de la tarification de l'électricité.....	77
I.1.1. Enjeu de politique de vérité de prix de la tarification.....	77
I.1.1.1. Tarification à la valeur d'usage.....	78
I.1.1.2. La tarification au coût marginal.....	79
I.1.1.3. La tarification au coût moyen.....	82
I.1.2. Le rôle de la tarification de l'électricité.....	84
I.2. Quelques fondements théoriques.....	86
I.2.1. Historique de la tarification.....	86
I.2.2. Analyse théorique de la tarification de l'électricité dans le processus productif.....	86
I.2.3. Théorie sur la relation entre demande (consommation) et revenu	89
I.3. L'électricité constitue-t-elle un bien public ?.....	91
I.4. « Progressivité » versus « dégressivité » de la tarification de l'électricité.....	92
Section II. Revue théorique et analyse descriptive de l'évolution de différentes méthodes de tarification de l'électricité	93
II.1. Controverse sur différents modes de tarifications : Exposé de quelques méthodes de tarification	94

II.1.1. Différents modes de tarifications.....	94
II.1.1.1. La tarification par tranche.....	94
II.1.1.2. La tarification en temps réel (RTP ou Real Time Pricing).....	96
II.1.1.3. La méthode de tarification "Increasing-Block Pricing".....	98
II.1.1.4. Méthode des Contraintes plafond Profit.....	99
II.1.1.5. Modèle de tarification dynamique.....	100
II.1.1.6. Tarification par le taux de rendement.....	103
II.1.2. Cas d'école de compagnies en matière de tarification d'électricité : les tarifs polynômes.....	105
II.1.2.1. Compagnie Commonwealth Edison.....	105
II.1.2.2. Électricité de France (EDF).....	105
II.1.2.3. Compagnie China Light and Power de Hong Kong.....	107
II.1.2.4. Hydro-Québec.....	107
II.2. Problèmes économétriques dans l'analyse de la tarification de l'électricité.....	108
II.2.1. Problème d'endogénéité du prix.....	108
II.2.2. La pratique de la tarification linéaire et non linéaire.....	110
II.2.3. Remise en cause des prix subventionnés : l'exemple au Pakistan.....	111
II.2.4. La tarification à la Ramsey-Boiteux.....	113
Section III. Leçons d'expérience étrangère en matière de tarification d'électricité.....	117
III.1. Effets de la tarification de l'électricité : quelques analyses empiriques.	117
III.2. Exemple illustratif de la décomposition de la structure d'un tarif.....	119
Conclusion.....	123
Chapitre III : Déterminants de la tarification sur la demande d'électricité au Sénégal.....	124
Introduction.....	124
Section I. Cadre théorique.....	125
I.1. Origine du modèle : optimisation du programme du consommateur.....	125
I.2. Mode de calcul et caractéristique du modèle de dépenses de Stone.....	130
I.2.1. Cadre méthodologique d'analyse : le modèle à estimer.....	130
I.2.2. Choix des variables.....	131
I.2.3. Sources de données.....	133
I.2.3.1. La première enquête sénégalaise auprès des ménages (ESAM I).....	134
I.2.3.2. La deuxième enquête sénégalaise auprès des ménages (ESAM II).....	134
I.2.3.3. L'enquête de suivi de la pauvreté au Sénégal (ESPS I).....	135
I.2.3.4. L'enquête de suivi de la pauvreté au Sénégal (ESPS II).....	135
I.2.4. Hypothèses et signes attendus des coefficients.....	136
I.3. Présentations des statistiques descriptives.....	137
I.3.1. Accès à l'électricité selon le milieu de résidence.....	137
I.3.2 Dépenses d'électricité et nombre de pièces habitées.....	138
I.3.3 Dépenses d'électricité selon le groupe socioéconomique.....	139

I.3.4 Dépenses d'électricité selon le sexe du chef de ménage	140
I.3.5 Dépenses d'électricité selon la taille du ménage	141
I.3.6 Dépenses d'électricité (Demande) et indice de prix d'électricité (tarification).....	142
Section II. Spécification du modèle économétrique	143
II.1. Fondements théoriques du modèle	144
II.1.1. Justification du modèle de demande empirique	144
II.1.2. Avantages et inconvénients de l'utilisation de pseudo-panels.....	147
II.2. construction d'un pseudo panel: Utilisation de profils et	
méthodes d'estimation du modèle.....	151
II.2.1 Utilisation de profils	151
II.2.2 Méthodes d'estimation du modèle.....	153
II.2.2.1 Le modèle à effets fixes	154
II.2.2.2 Le modèle à effets aléatoires	158
II.2.3 Résultats du modèle à effets fixes et du modèle à effets aléatoire.....	162
II.2.3.1 Résultats du modèle à effets fixes	162
II.2.3.2 Résultats du modèle à effets aléatoires	163
II.3. Les tests économétriques : tests de validité	164
II.3.1 Test RESET de Ramsey	164
II.3.2 Test de normalité des erreurs.....	165
II.3.3 Test d'autocorrélation des erreurs	166
II.3.4 Test d'hétéroscédasticité des erreurs	167
II.3.5 Estimations des élasticités prix de l'électricité à long terme.....	168
Section III. Analyse des résultats et implications en termes de politiques	
économiques	170
III.1. Analyse des résultats	170
III.1.1 Effets de richesses.....	170
III.1.2 Effet de taille.....	172
III.1.3 Effet de zone	173
III.1.4 Effet du niveau d'équipement.....	174
III.1.5 effets des prix d'électricité : Impact d'une hausse des prix d'électricité sur le	
niveau de vie des ménages.....	175
III.2. Implication en termes de politiques économiques.....	176
Conclusion	178
Conclusion Générale.....	179
Bibliographie	182
Annexes	190
Table des matières	203

Nom et prénoms du Candidat : THIOUNE Thierno

Titre de la thèse: Tarification et Demande Résidentielle d'Electricité au Sénégal

Date et lieu de soutenance : Jeudi 29 Octobre 2015 à l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar

Jury :

Président : Pr. Moustapha KASSE
Professeur Titulaire, Membre de l'Académie des Sciences de Hassan II,
Membre de l'Académie des Sciences et Techniques du Sénégal,
Officiers des palmes académiques du CAMES, Doyen honoraire de la FASEG.

Membres : Pr. Pam ZAHONOGO
Maître de Conférences Agrégé, Vice-président chargé de la recherche et de la,
coopération internationale de l'Université Ouaga2.

Pr. Mouhamadou FALL
Maître de Conférences Agrégé, Université Gaston Berger de Saint Louis.

Pr. Chérif Sidy KANE
Maître de Conférences Agrégé, Directeur du CREFDES, Université Cheikh Anta Diop de Dakar

Directeur de Thèse : Pr. Moustapha KASSE
Professeur Titulaire, Membre de l'Académie des Sciences de Hassan II,
Membre de l'Académie des Sciences et Techniques du Sénégal,
Officiers des palmes académiques du CAMES, Doyen honoraire de la FASEG.

Résumé:

La politique énergétique a toujours été au cœur des préoccupations des décideurs publics au Sénégal. D'importants moyens sont mobilisés pour sa mise en œuvre, ce qui constitue un lourd fardeau pour les finances publiques. Son application, en termes de politiques sectorielles appropriées notamment une bonne politique tarifaire relativement au contexte difficile actuel, impacte sur la demande d'énergie électrique des ménages. Dans cette thèse, nous étudions les facteurs explicatifs de la demande d'électricité du secteur résidentiel au Sénégal et les effets de la tarification sur cette demande. Nous l'appréhendons par le calcul des élasticités. La méthodologie utilisée est basée sur un modèle de dépense de Stone (1954) sur données de pseudo-panel. Nos résultats montrent qu'à l'exception de la variable « nombre de pièces » toutes les variables sont significatives et ont un effet sur la dépense d'électricité des ménages. Mieux l'analyse de la dépense d'électricité selon le niveau de vie montre que la tarification de l'électricité n'impacte pas de la même ampleur la dépense d'électricité des ménages aisés, moyens et modestes.

Mots clés : Électricité, Tarification, Demande, Élasticité, pseudo-panel.