

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

École Nationale Supérieure De Management

ENSM-ALGER

Master recherche en économie industrielle des réseaux et infrastructures

Mémoire en vue d'obtention d'un master recherche en Économie Industrielle
des Réseaux et Infrastructures

**RÉGULATION TARIFAIRE DES SOCIÉTÉS DE
DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET IMPACT D'UNE
HAUSSE DES TARIFS DE DÉTAIL SUR LA DEMANDE
EN ALGÉRIE**

Élaboré par : **Asma REMKI**

Jury :

Dr Farid GASMI: *Toulouse School of Economics*

Dr Yacine BELARBI: École Nationale Supérieure de Management

Dr Wassim BENHASSINE : École Nationale Supérieure de Management

JUIN 2013

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier avec une profonde reconnaissance mes professeurs de l'École Nationale Supérieure de Management, Monsieur FARID GASMI, et Monsieur WASSIM BENHASSINE, pour tous leurs précieux conseils, leurs regards critiques, et le temps qu'ils m'ont consacré, me permettant de réaliser au mieux ce mémoire.

Je remercie tout particulièrement Monsieur YACINE BELARBI, professeur à l'École Nationale Supérieure de Management et Directeur de recherche au CREAD (Centre de Recherche d'Économie Appliquée au Développement) de m'avoir suivi et conseillé tout au long de la réalisation de la partie empirique de ce mémoire.

J'exprime également mes sincères remerciements à Mademoiselle NAWEL GUENDOUR et Madame RATIBA BENSALÉM et tout le staff administratif de la Direction de Régulation-SONELGAZ pour l'aide qu'ils m'ont fournie afin d'obtenir les données dont j'avais besoin.

Je n'oublie pas de remercier profondément mes chers parents et mes frères pour leur contribution, leur patience ainsi que pour leur soutien sans faille tout au long de mes longues années d'étude.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous mes amis et proches qui m'ont toujours soutenue et encouragée durant la réalisation de ce mémoire.

Merci à tous.

LISTE DES TABLEAUX :

NUMÉRO DE TABLEAU	TITRE	PAGE
Tableau N°1	Les variations du tarif domestique (TTC) en Europe (2011)	31
Tableau N°2	La structure tarifaire depuis 2005	51
Tableau N°3	Estimation de l'élasticité prix demande résidentielle au niveau international	64
Tableau N°4	Estimation de l'élasticité prix demande industrielle et commerciale au niveau international	65
Tableau N°5	L'écriture ARDL (3, 0, 0) à court terme	76
Tableau N°6	l'écriture ARDL(3, 0, 0) à long terme	76
Tableau N°7	L'ÉCRITURE ARDL (3,0,2,0) À COURT TERME	78
Tableau N°8	L'écriture ARDL (3, 0, 2, 0) à long terme	79

LISTE DES FIGURES :

NUMÉRO DE LA FIGURE	TITRE DE LA FIGURE	NOMBRE DE PAGE
Figure N°1	La chaîne de valeur du réseau électrique	7
Figure N°2	Le monopole verticalement intégré	10
Figure N°3	L'acheteur unique	13
Figure N° 4	Les réformes prévues par la loi de 2002	19
Figure N° 5	La situation actuelle (2011) de l'industrie	19
Figure N°6	La concurrence sur le marché de gros	21
Figure N°7	La concurrence sur le marché de gros et de détail	23
Figure N°8	Résultat net du groupe SONELGAZ	42
Figure N°9	Les limites de la tarification d'un monopole	44
Figure N°10	La perte d'une tarification au cout marginal	45
Figure N°11	Évolution de la demande électrique par niveau de tension entre 1970-2009	47
Figure N°12	Évolution du prix moyen nominal hors taxes (en cDA/Kwh) de l'électricité, toute tension confondue entre 1967-2009	49
Figure N°13	Résultats net des sociétés de distribution entre 2006-2010 en MDA	54
Figure N°14	L'évolution du prix d'achat (Da/Kwh) des sociétés de distribution sur le segment de	54

	production	
Figure N°15	Prix au revenu requis par type de clientèle	56
Figure N°16	Évolution du prix d'électricité réel et la consommation BT entre 1989-2005	72
Figure N°17	Évolution du revenu réel par ménage et la consommation BT entre 1989-2005	73
Figure N°18	Évolution de la consommation industrielle/ commerciale et la production industrielle réelle entre 1989-2005	74
Figure N°19	Évolution du prix d'électricité industriel et commercial et la consommation d'électricité dans ces secteurs	75
Figure N°20	Tests de stabilité des coefficients	77
Figure N°21	Test de stabilité des coefficients	79
Figure N° 22	Diminution de la pointe annuelle d'électricité entre 2008-2010	82

RÉSUMÉ EN FRANÇAIS

Notre étude analyse la manière dont la théorie de régulation économique a permis de répondre aux questions liées à l'industrie électrique : dérégulation du marché électrique et la tarification de monopole naturel. Nous insistons particulièrement sur le cas de l'Algérie, en mettant l'accent sur la régulation tarifaire du segment de distribution, ainsi qu'à l'impact du gel des tarifs de détail sur la situation du Groupe SONELGAZ et la croissance brutale de la demande. C'est dans ce contexte que nous définissons une révision des prix de détail pour mesurer par la suite la sensibilité des consommateurs algériens vis-à-vis d'un réajustement tarifaire.

Mots clés: Structure de marché, Régulation tarifaire de monopole naturel, Élasticité prix demande.

ABSTRACT

Our study examines how the theory of economic regulation has to answer questions related to the electric industry: deregulation of the electricity market and the pricing of natural monopoly. We particularly insist on the case of Algeria, by focusing on tariff regulation of the distribution segment, and the impact of the freeze on detail prices on the SONELGAZ Group's position and brutal increase in demand. It is in this context that we define a revision of detail prices to measure subsequently sensitivity Algerian consumers to tariff readjustment.

Keywords: Market structure; tariff Regulation of natural monopoly, price elasticity demand.

RÉSUMÉ EN ARABE:

إن الهدف من هذه الدراسة يتمثل في معرفة مدى استجابة نظرية التنظيم الاقتصادي للإشكاليات المطروحة في مجال تنظيم السلسلة الكهربائية: ادخال المنافسة في هذا المجال، دراسة تقنيات تطبيق الاسعار. وقد خصت الجزائر بالدراسة في هذا المجال، بحيث تم معرفة كيفية تنظيم السعر في مجال توزيع الكهرباء و وتأثير تجميد السعر الموجه الى الزبون النهائي على الوضعية المالية لسونلغاز من جهة و دراسة تزايد الطلب من جهة أخرى. في هذا المضمون قمنا بحساب سعر جديد للطاقة الكهربائية وقياس مدى تأثيره على المستهلكين

SOMMAIRE :

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	2
----------------------------	---

CHAPITRE I : APERÇU SUR L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE A L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

1- Présentation de l'industrie électrique.....	7
2- L'impact de la libéralisation sur la fixation du tarif final	30

CHAPITRE II : LA RÉGULATION TARIFAIRE DU SEGMENT DE DISTRIBUTION

1- La régulation : une nouvelle forme d'intervention de l'Etat.....	35
2- Les différents modes de régulation tarifaire du monopole naturel.....	37
2.1- La régulation traditionnelle.....	37
2.2- La régulation incitative.....	56

CHAPITRE III ESTIMATION DE L'ÉLASTICITÉ PRIX DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN ALGÉRIE

1- Revue de la littérature	63
2- Les modèles ARDL.....	68
3- Étude descriptive des données.....	71
4- Modélisation de la consommation basse tension (résidentielle).....	75
5- Modélisation de la consommation industrielle (commerciale)	77
6- Discussion des résultats.....	80

CONCLUSION GÉNÉRALE.....	84
--------------------------	----

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

INTRODUCTION GENERALE

L'industrie électrique est « une industrie de réseaux » car la fourniture de l'énergie électrique, son transport et sa distribution nécessitent une « infrastructure réseaux ». Historiquement, dans toute industrie de réseaux, la propriété du secteur de l'électricité est dévolue soit à l'État, soit aux entreprises publiques. Cependant, dans certains pays, cette industrie peut être confiée au secteur privé.

La structure monopolistique traditionnelle est justifiée par le fait que le monopole permet d'internaliser certaines externalités représentant des défaillances de marché. La subvention de certaines activités peu rentables peut satisfaire le bien-être de la société.

En revanche, les libéraux (Milton Friedman, Friedrich August et Von Hayek) remettent en cause cette structure qu'ils jugent inefficace, du fait que le monopole est caractérisé par des surinvestissements, des prix trop élevés et une certaine bureaucratie. Ils ont par conséquent réclamé la mise en place d'un processus de libéralisation qui se traduit, dans les années 80 aux États-Unis et en Grande-Bretagne, puis vers la fin des années 90 en Europe, par le mouvement de dérégulation et de privatisation. Par la suite, le recours exclusif au marché pour assurer l'efficacité économique a eu tendance à se généraliser partout dans le monde. Il existe de nombreuses preuves, théoriques et empiriques, démontrant les effets positifs du processus de libéralisation en termes d'amélioration de la qualité de service.

Les objectifs de la libéralisation des industries de réseaux électriques ont été divers à travers le monde. Aux USA et en Grande-Bretagne, en plus de la vision idéologique de désengagement de l'Etat, les principales raisons sont liées à l'efficacité des marchés et au développement d'une dynamique concurrentielle. En Europe, le but est de créer un marché commun afin de favoriser une concurrence réelle et équitable. Cependant, en Asie, la libéralisation est intervenue pour faire face à l'explosion de la demande électrique que l'opérateur historique n'arrivait plus à assurer. Tandis qu'en Amérique Latine, c'est plutôt le lourd endettement des Etats. Et enfin, dans certains pays d'Afrique, l'objectif est de remettre à niveau une industrie très déficiente.

Cependant la réorganisation de l'industrie électrique et sa régulation constituent un processus complexe dans lequel le marché a montré ses limites, notamment à déclencher seul les investissements de production nécessaires pour garantir la fiabilité de l'approvisionnement électrique. Le rôle de l'État demeure donc important, non pas en tant qu'État centralisateur de la décision économique mais en tant qu'État régulateur,

distributeur de richesse et défenseur du service public. La mise en place des autorités de régulation indépendantes et efficaces est une condition essentielle pour la réussite de ce processus de libéralisation.

✓ **Justification du choix du thème :**

L'électricité joue un rôle fondamental dans le développement économique d'un pays. Il est reconnu que l'investissement dans l'électricité et les efforts pour rendre ce secteur plus efficient peuvent favoriser le développement et la croissance économiques. En effet, l'insuffisance de cette forme d'énergie ou l'impossibilité de satisfaire les consommateurs constituent une contrainte majeure à l'impulsion du développement économique.

En Algérie, la forte croissance de la consommation électrique d'une année à l'autre et l'insuffisance de production qui en découle étaient les principales causes qui ont poussé le gouvernement à promulguer la loi n°02-01 du 5 février 2002. Cette loi visait à ouvrir les segments de production et de fourniture d'électricité à la concurrence et a permis la création d'une autorité de régulation : la CREG - Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. Cependant, le gel des prix destiné aux consommateurs finals et l'augmentation de la demande électrique qui en découle, a mis à rude épreuve les sociétés de distribution, filiales à 100% de SONELGAZ, qui ont accumulé, d'année en année, des déficits importants.

Notre intérêt s'est donc porté vers la description de la régulation tarifaire des sociétés de distribution et l'identification d'une nouvelle tarification de détail garantissant l'équilibre budgétaire. Nous nous intéressons également à la mesure de la sensibilité des consommateurs vis-à-vis d'une augmentation du prix de détail, une manière de contrôler la dynamique de la croissance de la demande d'électricité.

✓ **Objectif de la recherche :**

Dans les pays en développement, comme dans les pays industrialisés, les diverses industries de réseaux, qu'ils s'agissent de l'eau, de l'électricité, du gaz, des

télécommunications ou des services postaux, se sont développées selon des formes variées et selon leurs spécificités historiques, géopolitiques et culturelles.

Les principales caractéristiques de chaque secteur sont la notion de service public lorsque le fonctionnement est de nature à affecter l'intérêt général, et la notion de monopole naturel qui justifie la gestion par un opérateur unique au motif qu'il sera plus efficient que plusieurs opérateurs en concurrence.

Comme le mentionne (Chevalier., J.M, 2000) ¹« Dans de nombreux pays en voie de développement, le secteur de l'électricité était traditionnellement organisé sous forme de monopole public verticalement intégré. Ce type d'organisation, qui pourrait être justifié au départ, a peu à peu révélé un grand nombre d'inefficacités cumulatives: sureffectifs, faible productivité, mauvais entretien des équipements, pannes. Par ailleurs, la situation financière des entreprises publiques était souvent préoccupante: tarifs maintenus artificiellement bas pour des raisons sociales, arriérés de paiement des administrations et participation au financement des investissements. Le cumul de ces phénomènes entraîne des retards d'investissement et des dysfonctionnements ».

En Algérie, le gel des prix de l'électricité, décidé par les pouvoirs publics depuis 2005, a entraîné un gaspillage au niveau de la consommation, à l'instar de certains produits subventionnés comme le gasoil et l'essence. Le niveau d'investissement annuel dont a besoin le Groupe SONELGAZ se trouve, cependant, au-dessus de ses revenus.

Selon la théorie de la régulation économique, cette situation correspond au modèle de tarification « *First Best* », qui défend l'idée selon laquelle l'électricité est avant tout un bien public ; elle doit être tarifiée au coût marginal. Or, ce type de tarification ne permet pas à la firme de récupérer ses coûts fixes entraînant de ce fait des pertes pour l'entreprise. Le passage à une tarification de « *Second Best* » connue sous le nom Ramsey Boiteux constitue une alternative plus viable car elle ne nécessite pas de subventions tout en permettant au monopole d'avoir un profit nul. En effet, la tarification de second rang maximise le surplus collectif sous contrainte d'équilibre budgétaire des sociétés de distribution (une tarification au coût moyen).

¹ Chevalier, J M., (2000), *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises,- la contestabilité du marché de la production électrique*, 2eme édition Montchrestien, N° 1526, Paris, page 171.

A cet égard, l'objectif de notre recherche est d'estimer l'élasticité-prix de la demande d'électricité dans un contexte d'augmentation des tarifs de détail.

Ceci afin d'aligner les prix destinés aux consommateurs finaux sur celui des coûts totaux des sociétés de distribution avec une marge de profit raisonnable. L'idée est de récupérer les coûts fixes sur les clients les moins élastiques en estimant l'élasticité-prix de la demande à court et à long terme. A cette fin, nous développons les points suivants :

- Quelle place occupe l'organisation de l'industrie électrique algérienne par rapport aux autres configurations dans le monde ?
- Quel est le mode de régulation des segments de monopole naturel en Algérie ?
- Quelle serait la réaction des consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels face à un changement du tarif de détail ?

✓ **Méthodologie de la recherche :**

Notre travail, qui est basé sur l'inventaire des travaux de recherche, articles et livres relatifs à notre thème, s'articule autour de trois parties : synthétiser d'abord les principales organisations de l'industrie électrique et focaliser sur les cas les plus connus à l'échelle internationale. Examiner ensuite les aspects théoriques et pratiques de la régulation de monopole naturel en mettant l'accent sur le cas algérien et les défaillances de régulation de l'activité de distribution. Et vérifier enfin, empiriquement, par une étude économétrique, la sensibilité des consommateurs algériens vis-à-vis d'un réajustement tarifaire. Le but est de définir les futures tendances de l'énergie électrique et obtenir des gains d'économie d'énergie sur la production de l'électricité

CHAPITRE I

APERÇU SUR L'INDUSTRIE
ÉLECTRIQUE A L'ÉCHELLE
INTERNATIONALE

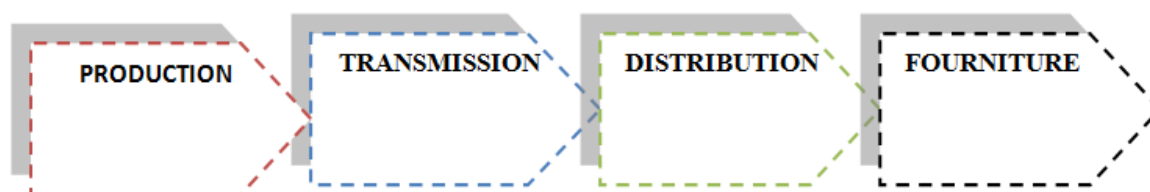
Les principaux paramètres d'une industrie électrique seront passés en revue dans ce chapitre. Le but est d'identifier les caractéristiques de cette industrie, son organisation et les limites de chaque configuration.

La présentation des particularités de l'industrie électrique avec un accent mis sur les réformes et les modèles adoptés en Algérie et à l'échelle internationale fera l'objet de la première partie. La deuxième partie du chapitre est réservée à l'impact des réformes adoptées sur la performance de l'industrie et notamment sur la fixation des tarifs de détail.

1- PRÉSENTATION DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE

L'énergie électrique est omniprésente dans nos activités quotidiennes. C'est un bien système dont la fourniture fait appel à toute une chaîne de production, de transport et de distribution fonctionnant en continu. La particularité de cette énergie est qu'elle est non stockable. Le niveau de l'offre doit être exactement égal à la demande, qui est elle-même une demande saisonnière. Elle suit des cycles journaliers, hebdomadaires et annuels. L'électricité ne peut être transportée qu'à travers un réseau de lignes électriques adaptées, ce qui justifie le niveau de dépendance entre les différents segments de l'industrie. La figure N°1 ci-dessous montre la chaîne de valeur de toute l'industrie électrique :

LA FIGURE N°1 : LA CHAÎNE DE VALEUR DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE



Source: ÉTABLI À PARTIR: BELYAEV.L, (2011), "Electricity Market Reforms: Economics and policy challenges"

1.1-Les spécificités du marché de l'électricité

La première caractéristique concerne les coûts énormes liés aux infrastructures, l'industrie électrique est *capital-intensive*. Ses coûts sont classés dans la catégorie des *coûts échoués* (irré récupérables), qui ne peuvent plus être revendus ou utilisés dans un autre investissement hors que dans celui de l'industrie électrique. Cette caractéristique pousse les firmes à s'intégrer verticalement et prendre *le monopole* sur toute la chaîne de valeur afin de mieux maîtriser les aléas du marché. Le monopole naturel produit toujours à un coût inférieur à

celui de l'entreprise concurrentielle (CHAPELLE, K , 2008, P111). Il peut donc fixer un prix plus faible qui empêche d'autres entreprises d'entrer sur le marché. Aussi, une firme est en situation de monopole naturel si, pour tout niveau de production, les coûts sont minimisés lorsqu'il existe une seule entreprise (la fonction de coût est sous-additive) :

$$C(q1, q2) < C(q1) + C(q2) \text{ pour tout } q1, q2$$

Pour une industrie mono produit, les rendements sont croissants:

$$C(q) = K + Cq$$

L'industrie de réseau électrique est généralement génératrice des effets externes positifs aussi bien d'offre que de demande. Les externalités désignent généralement les effets d'interdépendance positifs ou négatifs entre usagers d'un service réseau. L'externalité de réseau² (ou bien, externalité de demande, ou encore effet de club) indique que l'utilité d'un consommateur dépend du nombre des usagers de ce service. Elle est positive (ou bien, externalité de l'offre) si la masse critique influence le choix du consommateur potentiel (J.J, PERCEBOIS, 1997, P4-5)². Ces caractéristiques se distinguent dans l'industrie électrique par l'élargissement des interconnexions, la sécurité du service et enfin le développement des services annexes.

En outre, l'énergie électrique est considérée comme un bien public qui, une fois créé, est accessible à tous sans condition et possède la double propriété de non exclusion et de non rivalité. La consommation d'un bien ne peut pas empêcher la consommation de ce bien par un autre (PINDYCK, R et al, 2009, P727). De manière similaire, l'industrie électrique possède le caractère de *service public* ; l'énergie électrique est considérée comme un bien collectif pur dont l'accès est libre et indivisible. Comme l'illustre l'exemple de l'éclairage public qui est un service public assuré par le monopoleur et accessible à tous les individus, de sorte que personne ne soit écarté de sa consommation.

²L'utilité du consommateur augmente avec l'augmentation des nombres d'usagers (effet d'entraînement).

Et enfin, les dernières caractéristiques listées sont le fait que l'électricité est un *bien final* pour la clientèle résidentielle et un *bien intermédiaire* pour la clientèle industrielle. Elle est aussi destinée à la satisfaction des usagers captifs³ et non captifs⁴.

Par ailleurs, l'existence des services publics impose l'intervention des pouvoirs publics par le biais de la régulation. Cette dernière se définit comme étant « *la recherche d'un équilibre précaire entre forces de marché et intervention publique..*» (GENOUD., C, 2004, P189). La régulation s'exerce principalement à travers deux canaux : l'introduction de la concurrence et la régulation socio-économique. La première se préoccupe du respect des droits de la concurrence, d'une part en préservant la politique *Anti-trust*, (pas d'abus de position dominante, contrôle les fusions/acquisition). Et d'autre part, une régulation sectorielle qui a pour mission de réguler les aspects de monopole naturel, et notamment la tarification d'ATR « Accès des Tiers au Réseau »⁵ qui résulte de la mise en concurrence du monopoleur avec d'autres firmes rivales sur le segment de production électrique.

La seconde forme de régulation vise à protéger les consommateurs des imperfections présentes dans le marché dues à la position de *Price maker* du monopoleur. Ses principales missions se résument à garantir la fourniture du service public, la sécurisation du service, l'obligation de fourniture, la sauvegarde de l'intérêt collectif ainsi que l'égalité de traitement des usagers (GENOUD., C, 2004, P189-P191).

1.2- Les différentes configurations du réseau électrique

La production d'électricité est le processus de transformation d'une énergie calorique en une énergie électrique, à partir des différentes sources telles que : le pétrole, le gaz naturel, le combustible nucléaire, le charbon, l'énergie hydraulique (chute d'eau), le renouvelable, les éoliennes et les technologies photovoltaïques.

Cette diversification des techniques de production est à l'origine de la possibilité d'introduction de la concurrence sur ce segment. Par ailleurs, les activités de transport et de distribution d'électricité restent en monopoles naturels régulés. Elles ne devraient pas être libéralisées afin d'éviter de reproduire le même réseau de lignes et minimiser les coûts énormes liés à ces investissements.

³ L'électricité n'a pas de substitut (éclairage public).

⁴ L'électricité a un substitut (chauffage à gaz).

⁵ L'accès au réseau de transport dans des conditions non discriminatoires.

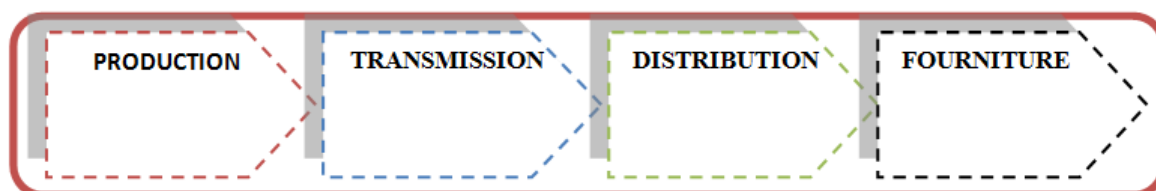
Du point de vue structurel, l'industrie électrique est avant tout *une industrie de réseau*, l'ouverture à la concurrence en amont et en aval (production & commercialisation) ne peut exister indépendamment des segments en situation de monopole naturel (transport et distribution). Un producteur d'électricité a besoin du réseau de distribution pour vendre son produit (STEINER, F., 2001, P162-165).

Il existe quatre modèles de configuration d'une industrie de réseau électrique : le monopole verticalement intégré, l'acheteur unique (*SINGLE BUYER*), la concurrence sur le marché de gros (*WHOLESALE COMPETITION*) et la concurrence sur le marché de gros et de détail (*RETAIL COMPETITION*) (BELYAEV.L., 2011, P3-221).

1.2.1- Le monopole verticalement intégré

La principale caractéristique de cette organisation est la présence de l'entreprise en situation de monopole naturel sur tous les segments de l'industrie électrique. Sa mission primordiale est l'approvisionnement en électricité. La figure 2 illustre cette structure :

FIGURE N°2 : LE MONOPOLE VERTICALEMENT INTÉGRÉ



Source: ÉTABLI À PARTIR: BELYAEV.L, (2011), "Electricity Market Reforms: Economics and policy challenges"

Dans ce sens, le prix de détail fourni par le monopole naturel est fixé de façon à ce qu'il égalise le coût moyen de la firme monopolistique. Ce mode de formation de tarif garantit les dépenses liées à la construction de nouvelles centrales. Alternativement, le financement des nouveaux projets peut être établi par des crédits à court ou à long terme. L'obligation de les rembourser constitue un coût supplémentaire pour le monopoleur qui va être répercuté sur le tarif des consommateurs.

Le principal inconvénient de ce modèle résulte du mécanisme de formation des tarifs, à savoir, l'inclusion de toutes les dépenses du monopoleur dans la facture du consommateur. De ce fait, la firme monopolistique n'a aucune incitation spéciale pour renforcer

l'efficacité de production et réduire ses coûts (effet AVERCH-JOHNSON⁶). Au contraire, l'optimum sera de multiplier ses coûts fixes en pratiquant des surinvestissements et en créant des capacités de production excédentaires.

De plus, la régulation étatique dans cette organisation joue un rôle crucial dans le maintien du fonctionnement et l'expansion des centrales électriques appartenant au monopole naturel. Sa mission se résume à fournir des lignes directrices qui déterminent les droits, responsabilités et règles de la réglementation. Elle garantit l'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux, une condition qui pousse le régulateur à veiller à ce que des capacités excédentaires existent, au lieu d'une pénurie d'offre. Une autre raison qui incite au surinvestissement.

Pour toutes ces considérations, des réformes liées à la restructuration du secteur ont eu lieu. Elles visent essentiellement à introduire la concurrence en amont et en aval, une manière de remplacer l'intervention de l'État sur le marché, par un marché concurrentiel. Le but est d'améliorer l'efficacité de la production et garantir une baisse des prix. Le cas de l'industrie électrique française avant la libéralisation est le meilleur exemple d'une intégration verticale.

1.2.1.1- Le cas de la France avant la libéralisation

Après la création d'Électricité de France (EDF), l'Etat était le principal régulateur du marché (monopole public) ; cette structure du marché est justifiée par la propriété publique du parc de production. L'État exerce le contrôle sur les entreprises publiques de sorte que le monopole n'abuse pas de sa position dominante et fonctionne de manière à maximiser le bien-être social. Il détermine le prix d'achat, de vente, les salaires des employés et le montant des investissements. En 1967, cette structure était dépassée après la signature des contrats de programme entre EDF et l'Etat français. L'entreprise publique devient une firme autonome dotée de sa propre stratégie de gestion et ayant pour objectif d'assurer la continuité du service et établir la même tarification sur tout le territoire national.

L'intégration verticale de la production, le transport et la distribution par EDF (modèle 1) constituaient la réforme adéquate aux spécificités de l'industrie électrique française. Elle

⁶ Détaillé au chapitre II.

donnait l'exemple d'un monopole public efficace. Cependant, la politique reposait sur les prescriptions de l'économie du Bien-être. La tarification tenue était de type tarif binôme composé d'une prime fixe (abonnement) en fonction de la puissance souscrite et d'un montant proportionnel à la quantité consommée en KWh. Cette partie variable est liée aux fluctuations de la demande des consommateurs tarifiée au coût marginal. L'utilisateur de ce service paye exactement la quantité qu'il consomme, ce qui l'incite à minimiser sa consommation afin de payer moins cher.

Par ailleurs, la vague du changement des marchés de l'énergie en Europe à la fin des années 1990 a eu un impact sur le secteur de l'énergie en France. La volonté d'EDF de s'engager dans des projets internationaux et le changement du caractère public de cette firme sont les principales causes de l'ouverture du marché à la concurrence en amont et en aval et de la privatisation. (Modèle4).

Les consommateurs français peuvent faire appel aux fournisseurs de leur choix et pas seulement à l'opérateur historique EDF (industriels en 2000, professionnel en 2004 et les particuliers en 2007). Les deux segments de distribution et de transport restent gérés par les filiales de l'opérateur historique mais accessibles à tous les fournisseurs et régulés par l'agence de régulation (CRE - Commission de Régulation de l'Énergie).

En effet, pour le consommateur final, la concurrence est synonyme de baisse des prix. L'accroissement du nombre de fournisseurs⁷ a permis de mettre en place deux types de tarifs : un tarif réglementé où les prix sont fixés par les pouvoirs publics (souscrits auprès d'EDF) et un tarif de marché où le prix est fixé par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.

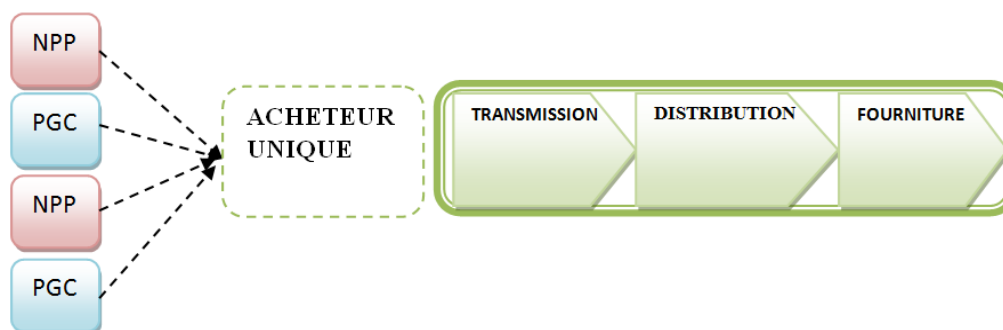
Effectivement, le schéma adopté par l'État français était à l'origine de la performance de son industrie électrique. EDF est devenue l'un des premiers électriciens au monde, son chiffre d'affaires en 2003 était de 45 milliards d'euros avec une production de 492 TWh et un rythme de croissance de l'offre de 7% durant trente ans (ANGELIER, JP, 2005, P9-18).

⁷ Ils peuvent être des producteurs étrangers installés sur le marché européen, des producteurs indépendants français ou encore des *traders* (ceux qui achètent du courant électrique pour le revendre).

1.2.2- L'acheteur unique (le monopsonne)

Ce modèle se distingue du modèle précédent sur le segment de production. Il existe deux types de producteurs : les *Power Generating Companies (PGC)* et les *New Power Producers (NPP)*. Ils sont souvent en concurrence pour la fourniture de l'électricité à l'acheteur unique régulé. Le reste de la chaîne reste intégré par le monopoleur. (Voir la figure n°3)

FIGURE N°3 : L'ACHETEUR UNIQUE



Source: ÉTABLI À PARTIR: BELYAEV.L, (2011), "Electricity Market Reforms: Economics and policy challenges"

Cette structure est jugée inefficace du fait qu'elle combine entre les trois modèles de concurrence imparfaite : oligopole entre les producteurs, le monopsonne de l'acheteur unique et le monopole sur les autres segments. En l'absence de régulation de l'acheteur unique, des imperfections du marché peuvent exister. Une collusion tacite entre les producteurs engendre une augmentation des prix, une réduction de l'achat du monopsonne auprès des producteurs afin de baisser les prix et enfin, le monopoleur peut diminuer son offre pour augmenter le tarif destiné aux clients finaux.

Pour toutes ces manipulations, la réglementation est indispensable pour ce mode d'organisation.

En outre, la régulation exclut l'abus de position dominante de l'oligopole, le monopsonne et le monopole, en proposant un tarif réglementé qui maximise le bien être social. Cependant, l'acheteur unique est le responsable de l'approvisionnement en électricité. D'une part, il guide la planification et le développement du réseau. D'autre part, il achète de l'électricité

des producteurs indépendants par des contrats à long terme avec des prix définis, des délais de livraison et une date d'échéance.

Le contrat avec les producteurs de l'opérateur historique est conclu pour des périodes allant de 1 à 5 ans. Les prix sont fixés selon la structure des coûts (CF, CV, et profit) de chaque firme productrice. Tandis que les contrats avec les nouveaux producteurs sont établis par une période⁸ de 10 à 15 ans. Par conséquent, les prix des nouveaux producteurs sont plus élevés.

Afin d'éviter les abus au détriment des consommateurs, les contrats entre l'acheteur unique et les producteurs indépendants (IPP) doivent être contrôlés par le régulateur. En effet, la nature des contrats caractérise une situation de concurrence favorable, dans la mesure où la surcapacité de production signifie une baisse des prix. De plus, l'acheteur unique prévoit l'expansion des centrales électriques ainsi que la demande des consommateurs ; pour cela, des contrats supplémentaires existeraient si le besoin se fait sentir.

Le modèle de l'acheteur unique présente quelques avantages ; il permet de réaliser une partie de la concurrence. D'un côté, il génère une baisse des coûts sur le segment de production, ainsi qu'un tarif de détail modéré par rapport au modèle 1. D'un autre côté, le monopsonne domine le marché de gros ; il ne laisse aucune incitation aux IPP d'exercer un pouvoir de marché.

Les insuffisances du modèle 2 découlent de la régulation elle-même. Les modes de régulation du marché de gros ont un besoin d'amélioration continue dans le but de les adapter au bien être des consommateurs. Ce modèle est appliqué dans plusieurs pays, parmi lesquels l'on peut citer la Chine, l'Algérie et le Chili.

1.2.2. 1- La Chine

En Chine, à la suite du déficit connu dans le secteur électrique, l'Etat s'est lancé dans un ambitieux programme de réformes visant à encourager les investissements non gouvernementaux et leur offrir des mesures incitatives, telles que la garantie d'un taux de retour annuel de plus de 15 %.

⁸ La période qui assure la récupération des investissements d'une nouvelle centrale électrique.

En effet, des contrats bilatéraux à long terme ont été conclus entre les IPP et les entreprises publiques. Ceci a engendré par la suite, deux avantages : la suppression du déficit en 1997 et l'apparition d'un grand nombre d'offres sur la branche de génération d'électricité. Durant la même année, une partie du ministère d'énergie s'est transformée en une entreprise publique « *State Power Company : SPC* ».

Par la suite, en 2002, le Conseil d'Etat de la République Populaire de Chine a introduit la réforme "*The Scheme of Power Industry Reform*". Elle vise essentiellement à désengager l'État du secteur énergétique, ainsi qu'à la séparation de l'activité économique des fonctions administratives. Le fruit de ses transformations est apparu en termes d'efficacité du secteur :

- La totalité du réseau électrique est alimenté par des entreprises publiques qui ne détenaient pas plus de 20% de propriété.
- La moitié des actifs sur le marché de production sont détenus par SPC.
- La création d'une autorité de régulation *the State Electricity Regulatory Commission (SERC)* avec pour but de garantir l'existence de la libre concurrence sur le marché, le contrôle des tarifs fixés pour chaque producteur à long terme, et enfin, une discrimination de troisième degré pour le tarif de détail.

La structure prédéterminée par l'État chinois correspond au modèle 2 de l'acheteur unique. La maintenance, le développement et le dispatching sont assurés par les deux entreprises étatiques *State Power Grid Corporation* et *the South China Grid Company*. Leur rôle est de planifier les investissements des nouvelles centrales électriques.

En outre, les tarifs sur le marché de production sont réglementés. Cette structure a permis à la Chine de se développer et de construire de nouvelles centrales à partir de toutes les sources de financement possibles : bénéfices des producteurs publics, investissements privés et budgets municipaux. Néanmoins, il reste encore un déficit de puissance dans certaines régions de la Chine (BELYAEV.L., 2011, P186-187).

1.2.2.2- Les pays de l'Amérique latine

La structure de prédominance de l'Etat a caractérisé l'ensemble des industries électriques de la région de l'Amérique latine. Dans le but de fournir un service public, l'Etat se dotait des prérogatives d'allocation de ressources, de la décision économique et du contrôle de

l'entrée des acteurs. Cependant, depuis les années 1980, une tendance à la dérégulation partielle a été observée. Des changements pas trop significatifs ont eu lieu ; le modèle de coordination adopté est celui de l'acheteur unique.

Le Chili, par exemple, a connu une importante crise électrique entre 1998 due principalement à des facteurs structureaux. La législation du secteur a supposé l'existence d'une concurrence réelle sur le marché de gros. Alors qu'en réalité, l'intégration verticale et horizontale dominait toujours l'ensemble de l'industrie électrique⁹. Par conséquent, aucune efficacité n'a été assurée (ALTOMONTE., H, 2001, P 3-26).

De plus, le manque de démocratie durant cette période, l'absence de régulation et d'un organe indépendant responsable de dispatching, s'ajoutent aux causes à l'origine de cette crise.

En 2000, d'autres réformes ont été introduites visant à créer une bourse électrique en amont, et un marché de fourniture compétitif en aval. Or, selon GLACHANT¹⁰ (2001), cette réforme n'est pas compatible avec les conditions structurelles de l'industrie chilienne. L'existence d'un marché de gros concurrentiel exige l'existence d'un nombre important d'offreurs, ce qui s'oppose avec l'organisation actuelle. Aussi, la loi prévoit d'établir un accès ouvert sans aucune restriction au réseau de transport, avec des prix uniformes pour chaque zone. De ce fait, le choix de localisation des entreprises se dénature ; celles qui sont lointaines payent le même tarif de transport que celles qui sont à proximité : une autre limite de régulation.

1.2.2.3- L'Algérie

Jusqu'à la promulgation de la loi 02/01 du 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, les activités dans le secteur électrique algérien étaient encadrées par la loi n° 85/07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport, à la distribution de l'énergie électrique et à la distribution publique du gaz.

Cette loi reflétait la volonté de l'Etat de faire de l'énergie électrique un bien public au service du développement économique et social, dans une optique de souveraineté et

⁹ Deux entreprises assuraient 80% de la production globale.

¹⁰ ALTOMONTE., H, « L es mutations de l'industrie électrique en Amérique latine : déficiences institutionnelles et de la régulation », *Organisation des Nations Unies, Commission économique pour l'Amérique latine et les Antilles*, Chili, 2001, P 9-10.

d'indépendance. C'est l'instrument juridique reflétant le choix et la domination du modèle de gestion centralisée et étatique du secteur électrique. A cet égard, le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique, ainsi que celui de la distribution publique du gaz, appartiennent à l'Etat. Il peut en confier l'exercice à une ou plusieurs entreprises ou organismes publics nationaux, dans les conditions, formes et modalités fixées conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

Les obligations assignées à l'entreprise SONELGAZ en tant qu'attributaire du monopole étaient, dans le cadre de la loi 85/07, de mettre en œuvre les moyens nécessaires à l'électrification totale du pays dans le cadre des plans nationaux de développement ; fournir l'électricité et le gaz dans les meilleures conditions de qualité ; et enfin, d'appliquer les tarifs aux clients, en matière de distribution d'électricité et du gaz, tel qu'ils sont fixés par décret présidentiel.

En 1990, les premières réformes introduites dans le secteur électrique algérien sont intervenues dans un contexte marqué, d'un côté par le contre-choc pétrolier, les recettes de l'Etat déjà fortement dépendantes des hydrocarbures ont été affectées. D'autre côté, la demande énergétique en générale, et celle de l'électricité en particulier connaissait-et continu en fait de connaître-une croissance considérable. Le processus des réformes électriques est encouragé par :

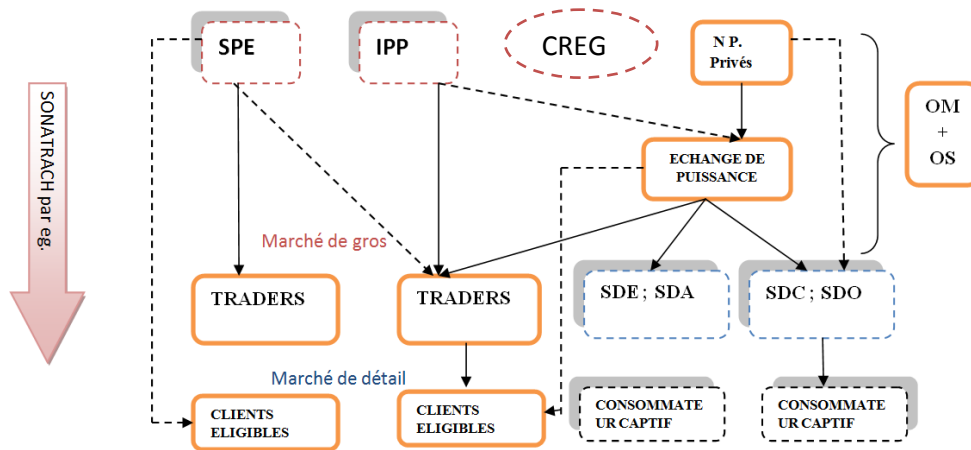
- La transition vers l'économie de marché ; le processus des réformes économiques est entamé, en particulier par la suppression des monopoles et l'adoption de conditions institutionnelles favorables à l'investissement privé, national et étranger ;
- Le financement du développement du secteur électrique par le recours à l'endettement extérieur est rendu difficile, vu la situation précaire causée par le poids de la dette étrangère.
- Sous la poussée des institutions financières internationales (BM, FMI,...), les pouvoirs publics sont allés vers l'ouverture des marchés dont celui de l'électricité.

En effet, la loi n° 02-01 du 5 février 2002, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, réorganise le secteur et pose les principes de base de la libéralisation du marché. Elle définit les conditions, modalités et échéanciers de mise en œuvre. Ses principaux objectifs se résument comme suit :

- ✓ La déréglementation : c'est la suppression des monopoles et l'ouverture complète à la concurrence des activités, mise à part celles concernant les caractéristiques de monopoles naturels (réseaux de transport et de distribution de l'électricité et du gaz) ;
- ✓ La désintégration partielle de l'opérateur historique SONELGAZ et notamment en séparant juridiquement ses différentes fonctions : production, transport et distribution.
- ✓ Le libre accès aux réseaux de transport et de distribution pour tous les opérateurs ;
- ✓ La restructuration de SONELAZ selon le principe de l'*Unbundling* : décomposition de la chaîne de valeur ;
- ✓ La tarification librement négociée pour les clients éligibles, et tarification réglementée selon le principe de péréquation nationale pour les clients captifs et pour les tarifs d'accès aux réseaux.
- ✓ La création d'un marché de gros.
- ✓ La création d'une Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) autonome et indépendante. Elle est investie des missions classiques d'un régulateur en vue de veiller à la transparence des marchés et au bon fonctionnement de la concurrence.

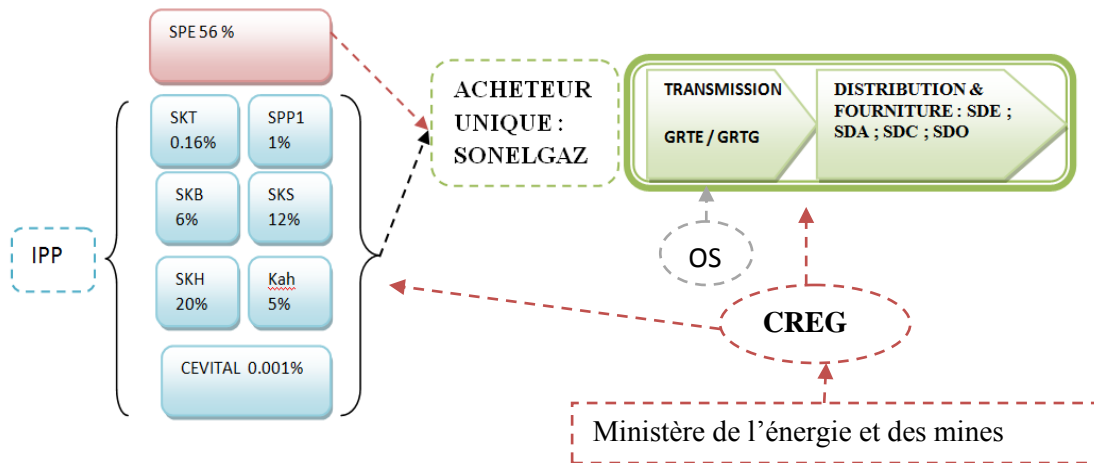
Plus de dix ans après la promulgation de la loi de 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, la situation de l'industrie électrique algérienne est toujours en décalage par rapport aux objectifs fixés par la réforme. Le passage d'une structure monopolistique sur toutes les activités de la chaîne vers une situation de concurrence en amont et en aval telle qu'elle est attendue par la loi n'existe toujours pas. Les graphes ci-dessous illustrent la situation :

FIGURE N° 4 LES RÉFORMES PRÉVUES PAR LA LOI DE 2002



Source : établi par nous même à partir du rapport d'activité SONELGAZ 2010

FIGURE N° 5 SITUATION ACTUELLE (2011) DE L'INDUSTRIE



Source : établi par nous même à partir des données disponibles dans le rapport d'activité SONELGAZ 2011

L'organisation de l'industrie électrique algérienne prévue par la loi de 2002 correspond au modèle 4, alors qu'en réalité, elle convient au modèle 2. Ceci signifie que le marché de gros est ouvert dans les formes et non pas dans les faits.

Comme le montrent la figure 5, le poids du groupe SONELGAZ est non négligeable sur l'ensemble de la chaîne. Ce dernier est présent sur tous les segments de l'industrie, et détient, avec le groupe SONATRACH, la majorité des capitaux des producteurs

indépendants (51%), excepté SKH dont les 51% sont détenus par SNC LAVALIN et L'ÉMIRAT.

Avant l'entrée en service de deux producteurs KAHRAMA ARZEW et SKS SKIKDA en 2005, l'activité de production était fortement concentrée. La Société de Production d'Électricité (SPE), filiale 100% de SONELGAZ, assurait la totalité de l'investissement sur ce segment. En 2009, la part de SPE dans la production totale recule à 63%, le reste était réservé aux tiers. La part de ces derniers augmentait d'une année à une autre, jusqu'à 2011 où SPE atteint 56% de la production ; le reste est réparti entre SKH, SPP1, CEVITAL, SKT, KAHRAMA, SKS, SKB.

Par ailleurs, *l'Unbundling* de SONELGAZ n'a pas été suffisant pour créer la concurrence sur le marché. Les sociétés régulées chargées du transport de l'électricité (GRTE), du transport du gaz (GRTG), de la conduite du système électrique (OS) et de la distribution de l'électricité et du gaz [sociétés de distribution d'Alger (SDA), du Centre (SDC), de l'Est (SDE) et de l'Ouest (SDO)], maintiennent un monopole sur le marché et sur l'ensemble des activités. (Rapport d'activité CREG 2010, P9-13).

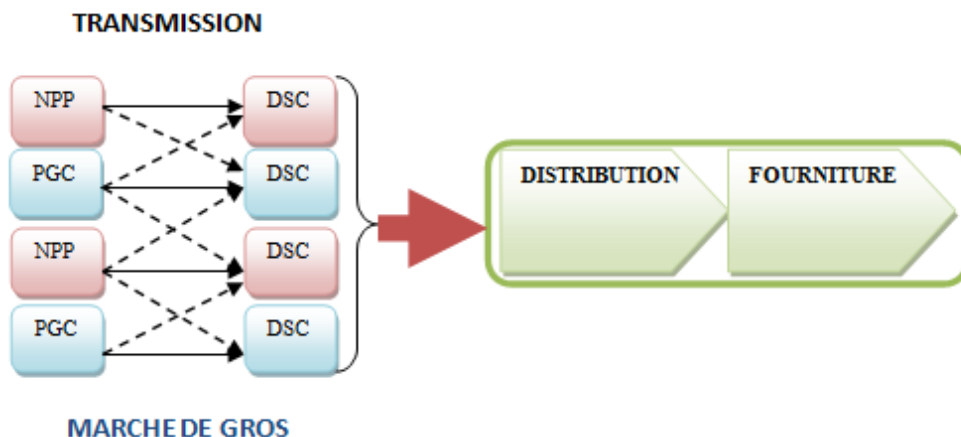
Cette situation est amenée à se renforcer avec la capacité de 2 400 MW que doit mettre en service la Société algérienne de Production de l'Électricité (SPE), filiale à 100% de SONELGAZ, sur la période 2013-2015.

Aussi, du point de vue de la régulation, le rôle de la Commission de régulation est quasiment absent par comparaison avec les objectifs fixés par la loi. La rémunération des activités, la fixation du tarif aux clients finaux, le lancement des appels d'offres aux producteurs, le prix d'achat des distributeurs et la péréquation des tarifs, sont les piliers de la régulation du secteur que la CREG n'exerce toujours pas.

1.2.3- La concurrence sur le marché de gros :

La principale caractéristique de ce modèle est l'ouverture totale du segment de production électrique à la concurrence. Les transactions entre les producteurs et les distributeurs sont libres sous contrôle du régulateur. (Voir la figure N°6).

FIGURE 6 : LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ DE GROS



Source: ÉTABLI À PARTIR: BELYAEV.L, (2011), “Electricity Market Reforms: Economics and policy challenges”

Le fonctionnement de ce réseau repose, d’une part, sur le monopole de transport (*Transport Network Company : TNC*) qui possède un réseau de haute tension responsable de son développement. Il transmet l’énergie électrique des producteurs aux distributeurs, et assure l’accès équitable de son réseau à tous les acteurs du marché de gros à des tarifs fixés par le régulateur. Le tarif de transport finance les investissements de la firme liés à la construction des nouvelles lignes de transport. De plus, un gestionnaire réseau (*System Operator : SO*) garantit le dispatching de l’électricité.

D’autre part, les échanges sur le marché de gros s’organisent selon le *Trading System Administration (TSA)*. Le prix se fixe soit, en fonction de l’équilibre entre l’offre et la demande pour chaque heure de la journée, soit encore par des contrats bilatéraux ; ces contrats contiennent des clauses d’engagement concernant les prix et intégrant également les coûts totaux des producteurs.

De ce fait, ce type d’accord est souvent confidentiel car les coûts sont connus uniquement par la firme ; ce qui fausse la concurrence, d’où l’obligation faite à la firme productrice d’envoyer des signaux sur la structure de ces coûts.

Le maillon fort de ce modèle apparaît dans l’existence d’un marché de gros concurrentiel. Mais, il présente certains inconvénients qui sont :

- Perte de la position privilégiée des consommateurs par rapport aux deux modèles déjà examinés
- Possibilité d'acquérir un pouvoir de marché
- Absence d'un organisme chargé de développer des capacités de production sur le marché de gros. Et en cas de pénurie d'offre électrique, certaines firmes de distribution ne seront pas en mesure d'acheter cette énergie même à des prix élevés.

Pour cela, le passage au modèle 3 exige des changements radicaux dans les conditions structurelles, les mesures incitatives et les mécanismes de financement et de construction de nouvelles centrales.

1.2.4- la concurrence sur le marché de gros et de détail

Le quatrième modèle a les mêmes spécificités que le modèle précédent, en ajoutant la concurrence sur le marché de détail (voir figure N°7). Celle-ci est assurée par des fournisseurs (*Sales Companies : SC*) qui achètent l'électricité pour la revendre, ou encore par les distributeurs de vente (*Distribution Sales Companies : DSC*).

Le segment de distribution est régulé en ce qui concerne l'accès des fournisseurs (SC) à leur réseau. En outre, la réalisation complète de ce modèle conduit à :

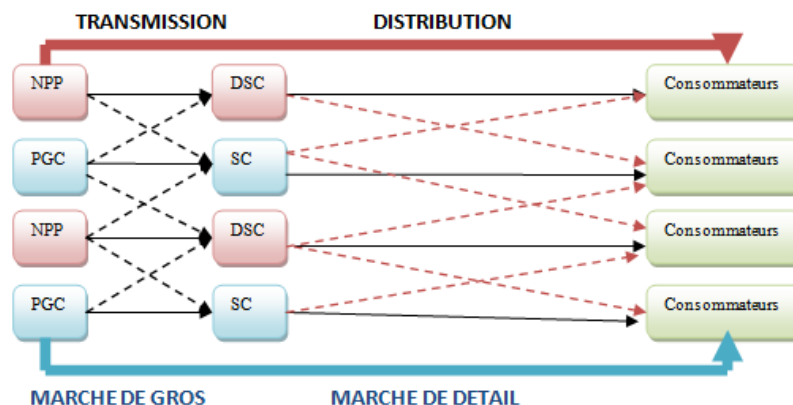
- La création de firme chargée de l'entretien et du développement de chaque segment du réseau
- La fourniture de l'accès des tiers au réseau (ATR) aux consommateurs, aux producteurs et aux fournisseurs.
- Une combinaison entre le marché de détail et de gros ; les consommateurs peuvent acheter directement sur le marché de gros, comme ils peuvent le faire par le biais des fournisseurs.

La valeur ajoutée de ce modèle apparaît sur le segment de distribution. Les distributeurs n'avaient, dans le modèle 3, aucune incitation à réduire leurs coûts, du moment qu'ils les récupèrent des tarifs finaux destinés aux consommateurs. Alors que dans le modèle 4, la rivalité entre les fournisseurs est synonyme d'incitation à la réduction des coûts, plus particulièrement dans les contrats bilatéraux.

Cependant, la concurrence sur le marché de gros et de détail n'est pas parfaite, ses principales limites se résument comme suit :

- Le problème de compatibilité des flux, qui nécessite des coûts énormes supportés par les fournisseurs (ce modèle est spécifique pour les pays économiquement développés).
- La tâche du transporteur, l'opérateur système et les échanges sur le marché de gros demeure plus compliquée en augmentant le nombre d'acheteurs.
- Le prix de l'électricité dans le cas où les consommateurs ont le droit de choisir leurs fournisseurs de base est plus cher que dans le cas d'un monopole verticalement intégré.
- Comme dans le troisième modèle, l'absence d'un organe chargé du développement des capacités de production fait que les questions relatives à la construction de nouvelles centrales électriques restent toujours posées.

FIGURE 7: LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ DE GROS ET DE DÉTAIL



Source: ÉTABLI À PARTIR: BELYAEV.L, (2011), "Electricity Market Reforms: Economics and policy challenges"

Les États Unis, le Royaume Uni et l'Allemagne sont les premiers pays qui ont adopté la libéralisation correspondant au modèle 4.

1.2.4.1- Les États Unis

Aux États-Unis, après la seconde guerre mondiale, l'essentiel de la production, le transport et la distribution de l'électricité étaient assurés par des petites firmes privées appelées «Utilities» (modèle 1). Elles avaient des exclusivités sur des zones définies et étaient

régulées par « *PUC : Public Utility Commission* ». Le but de ce mode de régulation est d'attirer les investisseurs au secteur électrique, en leur proposant une tarification selon le « *Rate Based Regulation* ».

Par la suite, les grands industriels qui se dotent de la capacité d'autoproduction d'électricité ont racheté les *Utilities*, afin de construire des groupes appelés « *Holding Companies* ». Ces groupes assuraient 50% de la production d'électricité aux États Unis.

Ce cadre organisationnel avait des conséquences néfastes sur le comportement du *Holding Companies*. Des pratiques illégales ont été repérées au niveau de la réduction de l'investissement en mesure de maximiser le *cash-flow*¹¹ de ces groupes. Les opérateurs préfèrent demeurer en sous capacité, situation de nature à faire monter les prix sur les marchés de gros, donc favorable aux investisseurs.

En effet, en 1935, l'intervention de la *Federal Trade Commission* a renforcé le contrôle des *Utilities* en matière d'extension géographique, politique d'expansion et contrôle des dettes (DEFEUILLEY, C., 2004, P112-115).

Afin d'agrandir le système électrique américain à partir des capitaux privés et suite à la crise de 1973, le gouvernement américain s'est engagé dans un ambitieux programme de dérégulation de l'industrie de réseau électrique à travers trois périodes :

L'année 1978 a connu la promulgation de la loi de PURPA (*Public Utility Regulation Act*). L'objectif était d'imposer aux *Utilities* d'acheter de l'électricité par des contrats à long terme des IPP à des prix régulés par les autorités de régulation des Etats.

En 1992, la promulgation de la loi *Energy Policy Act* a porté un grand intérêt à l'élargissement du parc de production. En plus des *Utilities*, d'autres intervenants opèrent sur le marché de gros (*Wholes Producers*) avec maintien des contrats (modèle3).

En 1995, le processus de libéralisation s'étale jusqu'au segment de la commercialisation de l'électricité et la fourniture aux clients finaux dans les régions suivantes : Californie, New England, New York, New Jersey, Illinois et Pennsylvanie (modèle 4).

La libéralisation de l'industrie électrique a significativement modifié les stratégies de développement des firmes. En effet, les avantages d'une telle réforme se traduisent par :

¹¹ L'argent liquide qui reste à la firme en déduisant ces charges (un indicateur de solvabilité des entreprises).

La croissance des investissements sur le marché de gros de l'électricité du à l'émergence d'une concurrence réelle entre les *Utilities* et les producteurs indépendants. Ces derniers se lancent également dans des activités de *Trading*¹² comme ce fut le cas des firmes (*WILLIAMS, DYNEGY, RELIANT, EL PASO, DUKE, TXU, CMS*) (DEFEUILLEY, C., 2004, P115-119).

Par la suite, afin d'améliorer leur compétitivité, les entreprises avaient tendance à opter pour des stratégies de différenciation sur le marché de détail : menus de contrats, fidélisation, services associés et nouveaux canaux de vente (Internet).

Et enfin, l'implantation des *utilities* sur le marché international, notamment en Europe, en Australie et dans certains pays en développement (Amérique du Sud, Inde).

En revanche, au fil des années 2000, l'ouverture du marché a présenté des inconvénients en terme de hausse des prix sur le marché des gros : la vague d'endettement des firmes (NRG, Mirant, AES, Reliant) et la faillite de certaines entreprises en raison du gonflement de leur chiffre d'affaire (firme ENRON).

1.2.4. 2- La Californie

La Californie a suivi le processus de libéralisation de l'industrie électrique en 1998 ; le marché de gros était ouvert à la concurrence (modèle3). A ce niveau, les entreprises concurrentielles avaient tendance à diversifier leurs technologies de production. La principale source était l'hydro-électricité qui a connu un épuisement au fil des années 2000. Cette insuffisance de capacité de production a eu un impact sur la croissance de la demande du gaz sur le marché de gros (STASIAKOWSKA, A, 2008, P35-36).

Les risques de défaillance pour insuffisance de capacité installée étaient sérieux ; les opérateurs craignent d'investir afin d'éviter la vente à perte¹³ imposée par le régulateur pour protéger le consommateur final.

De plus, durant l'hiver 2001, à la suite du grand froid qu'a connu la Californie, le système électrique a chuté ; l'Etat californien s'est retrouvé dans une crise du «*BLACK-OUT* », dont les causes répertoriées sont :

¹² Action d'achat et de vente des actions.

¹³ Fixation des prix Durant 5ans.

- Absence de compétitivité entre les producteurs indépendants qui ont formé un cartel illégal visant à restreindre l'offre et à maximiser leurs profits (la firme ENRON).
- Déséquilibre entre l'offre et la demande dû à la diminution des investissements dans les nouvelles capacités et la croissance brutale de la demande.
- La loi de l'offre et la demande ne devenait plus la règle. La hausse des prix et l'obligation d'achat aux firmes de distribution ont caractérisé une défaillance du marché électrique californien, d'où la nécessité d'une intervention fédérale.
- L'absence de régulation sévère après la libéralisation a permis aux producteurs indépendants d'abuser de leur position de dominance et d'exercer une pression sur les distributeurs.

La crise énergétique en Californie a ralenti le processus de réforme dans les autres États, Neuf États, qui avaient prévu une déréglementation de leur industrie, ont rejeté ou annulé cette réforme. Le seul État ayant adopté la réforme à nouveau, après la crise californienne, était le Texas. De surcroît, un deuxième Black-out a eu lieu au Nord des États-Unis et qui a entraîné le ralentissement du processus de réforme en août 2003.

Par ailleurs, l'objectif primordial de la dérégulation était la baisse des tarifs. En revanche les prix variaient d'un État dérégulé à un autre en réponse à d'autres facteurs : l'inflation et le changement des prix des carburants (BELYAEV.L., 2011, P180-183).

1.2.4. 3 - L'Angleterre

Au fil des années 1990, l'Angleterre est le premier pays qui a adopté le processus de dérégulation de l'industrie électrique¹⁴. Les activités de production et de commercialisation ont été désintégrées horizontalement et verticalement, alors que les segments de distribution et de transport ont été désintégrés verticalement, et sont restés intégrés horizontalement.

La libéralisation du marché électrique a permis la restructuration de l'opérateur historique *Central Electricity Generating Board (CEGB)* en quatre producteurs (*National Power, Power-Gen, Nuclear-electric*) et une compagnie de transport (*National Grid Company*)

¹⁴ Voir modèle 4, figure N°5.

NGC). Alors que d'autres producteurs indépendants ont été implantés sur le marché de production.

En décembre 1990, la privatisation a touché les deux compagnies de production *National Power* et *Power-Gen*, tandis que *Nuclear-electric* s'est privatisée après la fusion (1996) avec *Scottish nucléaire* en créant *British-Energy*.

Le marché de gros "*The Power Pool*" était régulé par l'autorité de régulation indépendante (OFER : *Office of Electricity Regulation*) qui avait pour objet de veiller à ce que la concurrence s'exerce d'une manière équitable ; d'assurer l'accès des tiers au réseau, et enfin d'imposer une tarification au coût marginal afin de garantir la pleine satisfaction de la demande des distributeurs.

A cet égard, cette restructuration a permis l'apparition d'une surcapacité sur le marché de gros, suite à la mise en place de nouvelles centrales électriques alimentées en gaz et en carburant. Le nombre total de producteurs est passé de 6 en 1990 à 30 en 2000 (UK, pays de galle et Écosse).

Cependant, d'après une étude menée par *Wolfrom* sur la différence entre les prix et les coûts marginaux, la structure du *pool* était caractérisée par l'abus de position dominante des opérateurs historiques. Ils pratiquaient des prix en dessus du coût marginal de 25%. Ce qui n'a pas pu être confirmé par des mesures traditionnelles (l'indice de HHI).

De ce fait, les mesures prises pour lutter contre le pouvoir du marché étaient de sorte à imposer un prix plafond afin de passer à une régulation incitative. Remplacer le marché de gros par le NETA (*New Electricity Trading Arrangements*), un marché bilatéral non obligatoire dont les prix sont déterminés selon les nouvelles règles d'enchères.

L'année 1999 a vu la création d'un marché des particuliers ; les consommateurs avaient la liberté de choisir leurs fournisseurs ainsi que le prix de vente. La réforme a impacté positivement les clients, car les prix des résidentiels ont chuté de 19 %, ceux des grands producteurs de 22.5 % et 34.5 % pour les petits producteurs. Cette baisse est due essentiellement à la réduction des impôts, diminution des taxes sur les carburants de 10% à 3.7% ainsi que la réduction des coûts des carburants et du gaz de 42% et 26% respectivement entre 1993-1999 (KAUFMAN, L, *et al*, 2001, P40-50).

1.2.4.4 - L'Allemagne

Le réseau d'interconnexion de l'Allemagne, représentant une consommation de 540 TWh, est réparti en trois niveaux : le réseau national, le réseau régional et le réseau local. Avant 1998, huit compagnies allemandes verticalement intégrées assuraient 80% de la

production, 37% de la commercialisation et opéraient une interconnexion en transport sur l'ensemble de l'Allemagne.

L'objectif était d'assurer la fourniture d'énergie électrique avec des tarifs différents, pour la clientèle domestique. Le prix est basé sur *Federal Tariff code for Electricit*. Tandis que les tarifs destinés à la clientèle industrielle étaient assurés par les contrats bilatéraux avec les grandes compagnies.

Contrairement à l'expérience anglaise, les réformes apportées à l'industrie électrique après 1998 n'engageaient aucune désintégration des activités de production, transport et distribution, ni la création d'un marché de gros avec une autorité de régulation. Elles ont seulement énoncé la suppression des contrats de démarcation entre les anciennes zones de monopole.

Les firmes monopolistiques régionales deviennent des fournisseurs universels avec des tarifs universels. Le rôle de l'autorité de concurrence¹⁵ est d'assurer que le consommateur final ait le libre choix entre les fournisseurs (l'attribution de l'éligibilité à tous les consommateurs). Ainsi que de s'assurer que les producteurs n'adoptent pas des pratiques anticoncurrentielles (collusion¹⁶, prédation¹⁷, la forclusion¹⁸). Et enfin la séparation comptable entre la production, le transport et la distribution (GLACHANT, J M., 2000, P30-37).

1.2.4.5- Pays scandinaves:

Comme dans le cas de l'Angleterre et de l'Allemagne, la libéralisation s'est étalée jusqu'au nord de l'Europe. L'exemple de la constitution d'un marché de gros commun appelé le *North Pool* entre la Norvège, la Suède, la Finlande et le Danemark, rend le groupe si

¹⁵ L'autorité de concurrence intervient en ex-post à la suite d'une plainte sur le marché de gros, tandis que l'autorité de régulation intervient en ex-ante (les actions des firmes sont contrôlées avant qu'elles annoncent leur prix).

¹⁶ La collusion, explicite ou tacite, détermine l'entente entre les firmes pour pratiquer des prix supérieur au cout marginal et partager la rente du monopole.

¹⁷ Pratiquer des prix de *Dumping* sur certains segments du marché afin d'empêcher l'entrée des concurrents ; les firmes vendent à perte sur les segments ouvert à la concurrence et pratiquent des prix du monopole sur les activités non ouvertes à la concurrence.

¹⁸ Une forme de barrière à l'entrée, qui vise à faire profiter la firme d'une certaine position privilégiée pour empêcher l'entrée des concurrents, comme la détention d'une infrastructure essentielle (transport de l'électricité).

particulier. Nous allons détailler dans ce paragraphe les deux pays à l'origine de la mise en place du marché du pool commun d'échange, qui sont la Norvège et la Suède.

Avant la libéralisation, la Norvège était un marché très peu concentré ; les entreprises publiques assuraient 40% de la production totale. Quand à la Suède, l'ensemble de la chaîne était verticalement intégrée. Cependant, la restructuration de l'industrie en 1996 et l'ouverture du marché de gros et de détail à la concurrence ont réorganisé le secteur dans les deux pays. Les accords de pool pour échanger l'électricité entre producteurs de chaque pays sont étalées jusqu'au mouvement des fusions-acquisitions des producteurs des deux pays. Ces alliances ont accéléré l'extension du pool nordique, dont la capacité d'interconnexion est de 10%. Notons que les réformes dans les deux pays étaient assez légères ; elles n'ont pas modifié radicalement la structure de l'industrie, excepté le patrimoine de l'État. (GLACHANT, J M., 2000, P67-92)

Pour les deux derniers modèles de libéralisation, la mise en place d'un marché du temps réel est indispensable. L'objectif est de mettre en œuvre un marché *FORWARD d'énergie, de transport et de réserves* qui remplace *l'unit Commitment*¹⁹ et *l'optimal dispatch*²⁰ dans l'intégration verticale. Ils assurent la rencontre entre la production et la distribution à court terme. Selon (GLACHANT, 2009)²¹ « La composante « énergie » est souvent considérée comme la principale, ou comme la « vraie » commodité. Or, la composante énergie n'est valorisée par les consommateurs que combinée au transport et aux réserves. Ajouter ces deux composantes permet de considérer les externalités et les caractéristiques d'infrastructure des réseaux électriques. La composante « transport » est liée à l'utilisation de la ressource rare nommée « capacité de transport » et sera utilisée lorsqu'on injecte de l'énergie dans un nœud et qu'on en soutire à un autre nœud du réseau. La composante « réserves » est nécessaire pour assurer le fonctionnement correct du réseau et doit être produite parallèlement aux autres composantes ». Ces trois formes de marché représentent la substitution directe aux anciens contrôle-commande du marché.

¹⁹C'est un outil utilisé la veille du jour considéré comme l'horizon de programmation. Son rôle est de déterminer les niveaux de production prévisionnels pour chaque sous-période de l'horizon de programmation

²⁰ Il est utilisé de manière très rapprochée du temps réel. Son rôle est de déterminer le niveau de production définitif des unités qui sont disponibles en temps réel.

²¹ GLACHANT., J, M, SAGUAN., M, PEREZ., Y, « L'architecture de marchés électriques : l'indispensable marché du temps réel d'électricité », *Revue d'économie industrielle*, Varia, 2009, P74.

Le passage d'une structure verticalement intégrée à une libéralisation partielle exige la construction de ces marchés.

2- L'IMPACT DE LA LIBÉRALISATION SUR LA FIXATION DU TARIF FINAL :

Après la seconde guerre mondiale (1945), la nationalisation a touché les secteurs clés de l'économie internationale, plus particulièrement l'industrie de réseau électrique. La volonté de déréguler les industries électriques et la création d'un marché unique interviennent essentiellement pour combattre les effets pervers d'une structure monopolistique. Cette dernière a favorisé l'existence d'une discrimination entre les entreprises européennes, en termes de prix d'électricité dans chaque pays. (FAY STEINER 2001, P167-171)

De plus, le choc pétrolier de 1973 a montré les limites d'une politique soutenant l'influence de l'État dans les secteurs économiques. C'est dans ce contexte que les libéraux réclament des réformes visant à :

- Séparer fonctionnellement les activités de production, de transport, de distribution et de commercialisation, ainsi que la régulation de l'accès au réseau ATR (mettre en place des règles de jeu et des outils de contrôle du monopoleur).
- Passer d'une tarification traditionnelle (*Rate Of Return Regulation*) à une tarification incitative (*Price Cap*).
- Libéraliser le choix des fournisseurs par les consommateurs.
- Construire un marché *Spot*²² fonctionnant selon la loi de l'offre et de la demande (sur le segment de production électrique).

Les réformes liées à l'industrie électrique en Europe conjuguées au mouvement de libéralisation des marchés électriques ont laissé à chaque pays membre l'opportunité de les interpréter selon leur vision politique. C'est ce qui a créé des divergences évidentes entre les États. Les principaux indicateurs des démarches adoptées sont la nature du capital (public, privé et mixte), le niveau de concentration de l'industrie (la présence des entreprises sur chaque segment) et le niveau d'intégration (séparation juridique et comptable).

²² Le marché concurrentiel de génération électrique (situé entre les producteurs indépendants et les distributeurs).

Pour de nombreux pays comme la France, la Grèce, l'Italie et la Belgique où l'industrie électrique était verticalement intégrée, les compagnies électriques prenaient le monopole sur chaque segment de la chaîne.

Par ailleurs, l'Allemagne, l'Espagne et l'Autriche sont des pays dont l'intégration est partielle, ce qui signifie la présence des entreprises nationales sur au moins un segment. Par opposition à cette structure, le Royaume Uni, le Portugal, la Finlande, la Suède, les Pays-Bas et le Danemark ont choisi le modèle de faible intégration ; aucune entreprise publique n'était présente sur les segments en question (BENHASSINE, W , 2009, P21-25). Le tableau ci-dessous montre le tarif destiné à la clientèle domestique dans chacun de ces pays :

TABLEAU N°1 : LES VARIATIONS DU TARIF DOMESTIQUE (TTC) EN EUROPE (2011)

La structure du réseau	Monopole verticalement intégré						
Pays	La France	La Grèce	L'Italie	La Belgique	La moyenne		
Prix €/kWh	13.43	13.21	23.95	19.51	17.525		
La structure du réseau	Monopole partiellement intégré						
Pays	Allemagne		Espagne	Autriche	La moyenne		
Prix €/kWh	24.66		19.05	18.48	20.73		
La structure du réseau	Libéralisation totale						
Pays	UK	Danemark	Portugal	Finlande	Suède	Pays bas	La moyenne
rix €/kWh	13.77	27.11	16.72	14.37	18.70	18.78	18.24

Source : établi à partir des données disponibles dans le papier : « Prix du gaz et de l'électricité dans l'Union européenne en 2011 » *COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE*, N°366, 2012,P 5.

Nous observons que le niveau des tarifs demeure très variable d'un pays européen à un autre. Le bloc qui a opté pour une intégration verticale de l'industrie électrique a la moyenne des prix la plus faible. Du point de vue productif, l'intégration verticale demeure plus efficace que la libéralisation. Elle écarte le problème de double marge entre les producteurs en amont et les distributeurs en aval (relation du principal agent) (PERCEBOIS., J, 2003, P81).

De plus, au niveau du consommateur final, le prix reste régulé et fixé par la Commission de régulation. La tarification pratiquée est de type RAMSEY-BOITEUX (optimum de second rang). Le tarif est décomposé généralement en blocs heures-creuses, heures-pleines, heures de pointe voire des tarifs incitatifs du type « effacement jours de pointe »).

Le deuxième rang est réservé aux pays totalement libéralisés. Enfin, le tarif le plus élevé est appliqué par les pays qui ont gardé une structure monopolistique partiellement intégrée. Par ailleurs, l'objectif du processus de libéralisation est lié directement à la baisse des tarifs, ce qui soulève la question de savoir dans quelle mesure cet objectif a été atteint. Cependant, la divergence des prix observée pour chaque pays n'est pas directement imputable à la libéralisation des marchés. Elle est d'abord due à la hausse des prix des combustibles. Selon (CRUCIANI, M, 2011)²³ « *Le prix normé du kWh en France entre 1991 et 2007 est resté sensiblement inférieur au prix moyen européen (UE-15), aussi bien pour la fraction Hors Taxes que pour le prix complet TTC. Les coûts précis ne sont pas rendus publics, mais il semble hautement probable que le parc de production français offre une excellente performance économique, grâce à une part dépassant 75 % depuis 2000 d'électricité d'origine nucléaire* ».

En outre, l'Allemagne possède le prix le plus élevé ; notons qu'après la libéralisation en 1998, le tarif a connu durant une brève période une baisse due à la diminution des charges entre 1996-1999. Ceci n'est pas imputé directement à la libéralisation, car ce tarif est reparti à la hausse dès 2000, sous l'influence d'une triple augmentation : de l'électricité livrée, des charges et de la TVA (CRUCIANI., M, 2011, P46).

²³CRUCIANI., M, « Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale », *Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie*, 2011, P64.

La justification de l'adoption par certains Etats d'une structure verticalement intégrée est que cette dernière permet d'économiser les coûts, grâce à une meilleure utilisation des économies d'échelles, comparée avec la situation de collusion de marché.

Toutefois, l'école libérale a critiqué le monopole dans la mesure où il est menacé par des pratiques bureaucratiques, le surinvestissement et le sureffectif. Elle réclame l'orientation vers des structures d'échanges plus concurrentielles sur le segment de production et de commercialisation.

Sur le segment de monopole naturel (transport et distribution), la régulation de l'accès des tiers aux réseaux et la tarification sur le marché de détail doivent être efficaces. C'est dans ce contexte qu'interviennent les différents modes de régulation de monopole naturel. L'objectif du chapitre suivant est d'expliquer comment le régulateur peut maintenir des incitations à l'efficacité sur des segments qui ne sont pas naturellement soumis à l'aiguillon de la concurrence.

CHAPITRE II
LA RÉGULATION
TARIFAIRE DU SEGMENT DE
DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Depuis la vague de libéralisation des industries de réseau électrique dans le monde, plusieurs modes de régulation du monopole naturel ont été adoptés. L'objectif de ce chapitre est de décrire les caractéristiques de ces différents mécanismes en théorie et en pratique.

Dans un premier temps, nous éclaircissons la notion de régulation. Seront abordées par la suite, les différentes méthodes de régulation traditionnelle des segments de monopole naturel dans le monde et notamment en Algérie. Enfin, la dernière partie sera consacrée à un survol sur la régulation incitative et ses applications dans l'industrie électrique.

1- LA RÉGULATION : UNE NOUVELLE FORME D'INTERVENTION DE L'ÉTAT

L'une des principales préoccupations des économistes ainsi que des politiques est l'explication de l'intervention de l'Etat dans les industries de réseaux. Plusieurs définitions de la réglementation ont été proposées par différents économistes ; à titre d'exemple, celle de STIGLITZ qui définit la réglementation comme « *le visage public de l'économie des organisations industrielles. Elle explore les différentes façons dont le gouvernement interfère avec les activités industrielles pour le bien ou pour le mal.* »²⁴. La nature de l'intervention ou encore de la régulation doit obéir à des normes. La principale tâche du régulateur est de combattre le pouvoir de marché du monopole et limiter son profit, de manière à ramener la firme face aux mêmes incitations que dans un cas d'une industrie parfaitement concurrentielle. Aussi, le régulateur joue un rôle crucial dans la protection des intérêts des consommateurs.

La réglementation des industries de réseau est souvent source de débat. La justification de la réglementation est en effet fondée sur l'existence du monopole naturel et la notion de service public. La puissance publique doit favoriser le développement des pressions concurrentielles là où c'est possible, en mettant en place des règles qui obligent les acteurs opérant sur des monopoles naturels à être efficaces, tout en respectant la notion de service public.

²⁴LAFFONT, J.J., "the new Economics of Regulation Ten years after", *ECONOMETRICA*, Vol.62, N°3, 1994, P507.

De plus, la forme la plus adéquate de la réglementation des industries de réseaux en général, et dans l'industrie électrique en particulier, est la création des organes indépendants. Une entité indépendante et impartiale dans ces décisions est sensée défendre l'intérêt des consommateurs et maximiser le surplus total

Certains auteurs défendent la création de régulateur indépendant, MAJONE (1996). Il considère que c'est une condition nécessaire pour la réalisation d'une libéralisation et une privatisation crédibles. D'autres affirment que leur indépendance rend les régulateurs trop puissants et compromet la responsabilité démocratique du processus réglementaire GRAHAM (1998). Se pose donc la question de savoir *Pourquoi et dans quelles circonstances peut-il être dans l'intérêt du législateur de déléguer ses pouvoirs aux autorités de régulation indépendantes?*

Dans l'industrie électrique la justification la plus appropriée est la libéralisation, et l'échec d'une structure monopolistique verticalement intégrée BREYER (1998). Cette nouvelle organisation de l'industrie exige la création d'un marché de détail et l'obligation de l'accès au réseau de transmission dans des conditions d'égalité entre les firmes. De plus, un autre argument en faveur de la mise en place des autorités de régulation, est la sécurité de l'approvisionnement.

En effet, les organes de régulation sont également censés stimuler le débat avec plus de facilité que d'autres institutions. C'est aussi la raison pour laquelle ils assurent la stabilité et la continuité MAJONE (1993), DEMARIGNY (1996). Ainsi, l'autorité de régulation indépendante devrait accroître la crédibilité de la réglementation, la crédibilité étant cruciale pour un processus de libéralisation réussi MAJONE (1996) (JOHANNSEN., K, S, 2003, P7-105).

L'objectif principal de la création d'une entité indépendante de régulation est de dépolitiser la fixation des tarifs et d'autres décisions réglementaires. Il s'agit d'une tentative visant à s'écarter d'une position fermée. Selon (ASHLEY et al, 2006), *«La principale caractéristique du modèle de régulateur indépendant est la prise de décisions indépendante. Cela signifie que les décisions du régulateur sont exécutées sans l'approbation préalable de toute autre entité publique, et aucune entité autre qu'un*

tribunal ou un groupe préétabli d'appel ne peut annuler les décisions du régulateur.»²⁵ .

Selon lui, il existe différents niveaux d'indépendance : l'indépendance organisationnelle (services distincts des ministères et départements existants), l'indépendance financière (source sûre et adéquate du financement), et l'indépendance de gestion (autonomie par rapport à l'administration interne et la protection contre le licenciement sans motif valable).

2- LES DIFFÉRENTS MODES DE RÉGULATION TARIFAIRE DU MONOPOLE NATUREL :

Il existe deux modes de régulation des tarifs de monopole naturel : la régulation traditionnelle et la régulation incitative. La régulation traditionnelle prend deux formes. La régulation que les Anglo-Saxons appellent le *COST OF SERVICE* ou *RATE OF RETURN REGULATION ROR*. Elle assure aux entreprises un certain taux de rendement jugé «équitable» sur leurs investissements. Concrètement, elle vise à rembourser leurs coûts en ajoutant une certaine marge. Le deuxième paradigme de la régulation traditionnelle est la régulation à la *RAMSEY BOITEUX*. Elle démontre la manière dont un planificateur, soucieux de l'intérêt social, intègre la couverture des coûts fixes à la tarification des biens produits par un monopole naturel, en respectant la règle d'équilibre budgétaire.

Par ailleurs, la nouvelle théorie de la réglementation met l'accent sur le rôle des incitations. Elle est généralement mise en place par le régulateur pour une durée finie et périodiquement révisée. Cette dernière permet à la firme de devenir plus efficace, et par conséquent, elle acquiert une rente abandonnée par le régulateur.

2.1- LA RÉGULATION TRADITIONNELLE :

2.1.1- La régulation par le taux de rendement (*Rate of return regulation*) :

Ses origines peuvent être retracées du modèle de la théorie qui a été développée durant les décennies 70 et 80 par l'école de Chicago (STIGLER, PELTZMAN, BECKER) et l'école

²⁵ ASHLEY C., B, STERN., J, B., TENENBAUM, "Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems", *The world Bank*, Washington, 2006, P 50.

de Virginie (TULLOCK, TOLLISON, BUCHANAN). La régulation par ROR est une méthode pour attirer les capitaux nécessaires au financement des infrastructures en garantissant un taux équitable de rendement des investissements (le régulateur promet un taux de rendement aux firmes) :

$$R < S \text{ ROR} < S m.$$

R : le taux d'intérêt moyen sur le marché des capitaux.

S ROR : le taux garanti par le régulateur.

Sm : le taux théorique que réalise un monopole non régulé.

Selon (LAFFONT., J.J, 1993)²⁶ ce type de régulation est appliquée depuis les années trente dans de nombreux secteurs économiques, particulièrement dans les industries de. Ses principales caractéristiques de ce mode de réglementation sont : «...*Le taux de rendement du capital offert par les régulateurs est sensiblement supérieur en général au taux du marché, par exemple aux taux des obligations d'État. La tarification est définie de manière à ce que le prix de chaque bien soit égal au coût moyen de chaque bien. Les prix des biens ainsi calculés sont rigides pendant le délai régulateur. La révision de ces prix se fait par un processus complexe à l'initiative des parties concernées, soit le régulateur, soit l'entreprise réglementée, soit les consommateurs...*». Le but de ce type de réglementation est, d'une part, de combattre les effets néfastes du pouvoir de marché en contrôlant la rente du monopole, et d'autre part, d'attirer les investissements dans le domaine des industries de réseaux à caractère de service public.

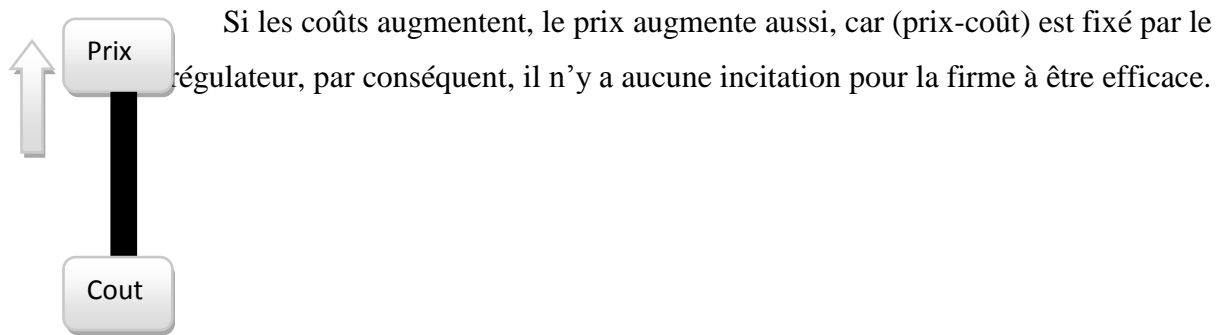
2.1.1.1- Les critiques de la régulation par le taux de rendement:

Ce type de régulation est purement descriptif ; il ne porte aucun jugement normatif du régulateur. La littérature abondante sur la réglementation par le taux de rendement est caractérisée par l'absence totale de fonction objectif explicite du régulateur.

Le modèle fait la comparaison entre seulement deux situations : sans et avec régulation. Le régulateur est également confronté à un sérieux problème d'asymétrie d'information, il ne peut avoir une connaissance sur la structure des coûts réels de la firme (LAFFONT, J J , 1993, P6).

²⁶ LAFFONT., J.J., « Nouvelles formes de réglementation », *L'Actualité économique*, vol. 69, N° 2, 1993, P6.

De surcroît, ce modèle de régulation a été critiqué par AVERCH & JOHNSON en 1962²⁷, qui ont montré que la régulation par ROR est à faible puissance incitative « *LOW-POWER INCENTIVE SHEM* » comme le montre l'encadré ci-dessous. Elle pousse les entreprises au surinvestissement (gaspillage des facteurs de productions).



²⁷ “AN AMERICAN ANALYSIS OF AVERCH-JOHNSON EFFECT IN ELECTRICITY GENERATION PLANTS”, 2004, *East west center : International Graduate Student Conference*, N° 7, Honolulu, Hawaii. P 2-12.

Le Modèle d'A-J:

Soit un monopole naturel qui a deux facteurs de production : le capital K avec un coût unitaire r ; et le travail L avec un cout unitaire w .

- Le taux de rendement fixé par le régulateur $\frac{PQ-wL}{K} < f$

$$f - r > \frac{PQ - wL - rK}{K}$$

$$Profit < (f - r)K \dots (1)$$

L'équation (1) indique le montant que le monopole est autorisé d'avoir.

- $P(Q)$ est la fonction de demande inverse de l'entreprise monopolistique.
- $q(K, L)$ est la fonction de production de la firme.

A) Cas d'un monopole non régulé :

La firme choisit K et L qui maximise son profit comme le montre la fonction ci-dessous :

$$Max\pi(K, L) = P(q(K, L))Q(K, L) - rK - wL / Cout = wL + rK$$

$$\frac{dMax\pi}{dK} \rightarrow Uqk = r \dots (2)$$

Avec $U = P'(q)Q + P(q)$; $qK = \frac{r}{U}$; $qL = \frac{w}{U}$

$$\frac{dMax\pi}{dL} \rightarrow UqL = w \dots (3)$$

$$(2)/(3) \rightarrow \frac{qK}{qL} = \frac{r}{w} \dots (4)$$

(4) signifie que le rapport marginal entre le capital et le travail est égal au rapport des prix.

B) cas d'un monopole régulé :

De (1), nous avons :

$$\pi < (f - r)K$$

$$PQ - rf - wL < 0$$

$$Max\pi(K, L) = P(q(K, L))Q(K, L)$$

S/C $PQ - rf - wL < 0$

$$l = \pi(K, L) - \mu(PQ - rf - wL)$$

$$\frac{dMaxl}{dK} \rightarrow Uq'K(1 - \mu) = r - \mu f \dots (5)$$

$$\frac{dMaxl}{dL} \rightarrow Uq'L(1 - \mu) = w - \mu f \dots (6)$$

$$(5)/(6) \rightarrow \frac{q'K}{q'L} = \frac{r - \mu f}{w - \mu f}$$

Si $f = r$, alors $\frac{q'K}{q'L} = \frac{r - \mu f}{w - \mu f} = \frac{r}{w}$

Si $f > r$ et $\mu > 0$, alors $-\frac{r - \mu f}{w - \mu f} < \frac{r}{w} \rightarrow \frac{r - \mu f}{w - \mu f} > -\frac{r}{w}$ Donc: $\left| \frac{r - \mu f}{w - \mu f} \right| > \left| \frac{r}{w} \right|$

A & J ont montré qu'une régulation par le ROR incite l'entreprise à une surcapitalisation au niveau des deux facteurs capital et travail.

2.1.1. 2 - La régulation traditionnelle en Algérie : un exemple de régulation *Cost of service/ Rate of return regulation* :

Ce mode de régulation est le modèle de référence jusqu'aux années 1980 dans les économies développées. Mais il est toujours appliqué dans les pays en développement et notamment l'Algérie. La rémunération du transport et de distribution de l'électricité est fixée par la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) sur la base des méthodologies et des coûts suivants (Décret n° 05-182):

- Les coûts d'investissement englobant la valeur nette des investissements du transport;
- Les coûts d'exploitation incluant les frais des matières et fournitures, les coûts administratifs, les frais du personnel, les coûts d'entretien et de maintenance et les taxes et impôts ;
- Les coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ;
- **Une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires et prenant en compte les coûts de développement.**

La CREG procède à la détermination du revenu requis du gestionnaire du réseau de l'électricité, en utilisant la formule suivante :

$$RR = CE + CA + r*B + TI$$

Où :

B = actifs en service – amortissements accumulés

$r = (r_{fp}^{28} * \% \text{ fonds propres} + r_d * \% \text{ dette})$ le cout moyen du capital.

Avec

RR : revenu requis.

CE : coûts d'exploitation et de maintenance reconnus.

CA : charges d'amortissement.

$r*B$: bénéfice requis.

TI : taxes et impôts payés dus.

B : actifs en service, amortissements annuels.

²⁸Le taux de rendement des fonds propres pour les sociétés de distribution et de transport est de 8%, pour les producteurs il est de 12%, fixé par la CREG.

r : coût de rémunération du capital tenant compte des coûts de développement ;

r_{fp} : rendement requis sur les fonds propres ;

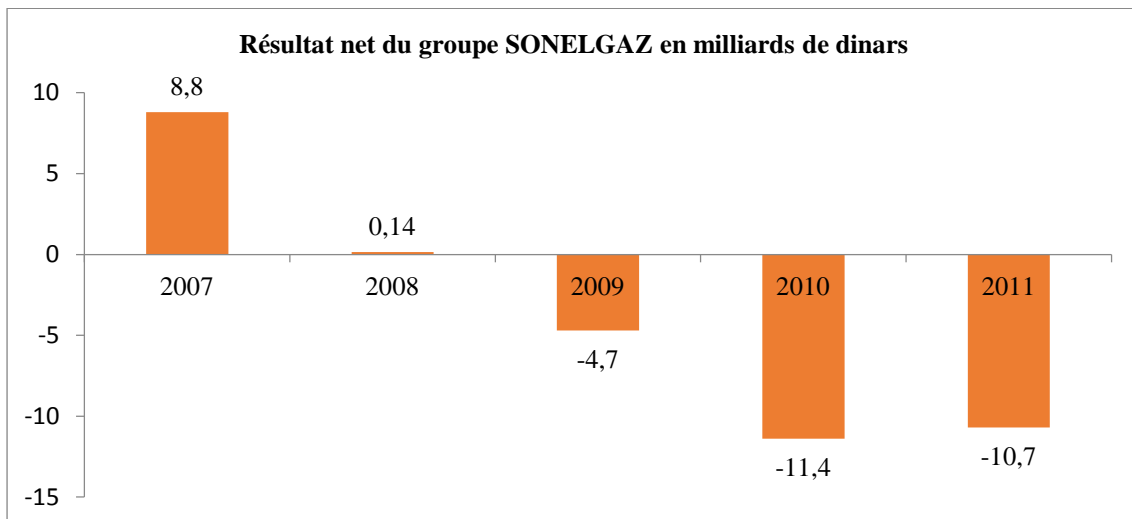
r_d : coût moyen de la dette.

Ce type de tarification des sociétés de distribution est sensé garantir une tarification au coût moyen. Or, malgré les alertes de régulateur (CREG), le gel des tarifs depuis 2005 a mis en péril l'équilibre budgétaire des distributeurs

Le régulateur algérien de l'industrie électrique est ainsi privé de ces deux missions de régulation qui sont la rémunération des activités et la fixation des tarifs aux clients finals. « *Le gel des tarifs, décidé par les pouvoirs publics, n'a pas permis l'aboutissement des hausses des tarifs reconnues par la CREG, sur la base des demandes des opérateurs et en application de la méthodologie fixée par le décret n° 05-182 du 18 mai 2005* ²⁹ » (rapport d'activité CREG 2010).

Comme le montre le tableau ci-dessous reprenant les résultats du Groupe SONELGAZ, à partir de 2008, le niveau d'investissement annuel dont a besoin le Groupe SONELGAZ se trouve, donc, au-dessus de ses revenus.

GRAPHE N° 8: RÉSULTAT NET DU GROUPE SONELGAZ



Source : établi par nous même à partir des rapports d'activités SONELGAZ (2007, 2008, 2009, 2010, 2011)

²⁹ Rapport d'activité CREG 2010, p11.

Les rapports consolidés du Groupe SONELGAZ dégagent des résultats nets déficitaires à partir de 2008. Plusieurs facteurs ont contribué à l'augmentation des coûts des distributeurs et de ce fait aggravé leur situation budgétaire, sont essentiellement: le recours à l'endettement pour financer l'important programme d'investissement du Groupe, les amortissements, les provisions et les services, l'augmentation des charges directes liée aux achats d'énergie gazière et électrique aux producteurs tiers et à SONATRACH, et les augmentations des frais de personnel en raison des révisions de salaires³⁰.

Le Groupe SONELGAZ le mentionne explicitement dans ses rapports d'activité ; il suggère une augmentation des tarifs de façon à aligner le prix de détail destiné aux consommateurs finaux sur celui des coûts totaux avec une marge de profit raisonnable. Or, le Gouvernement a décidé de geler les tarifs pour 2012 pour des raisons surtout sociales.

« Le Groupe SONELGAZ a maintenu en 2010 un programme de développement extrêmement ambitieux qui, en corrélation avec la stagnation de ses revenus, a généré une situation financière dégradée (déficit de la trésorerie), et ce malgré la mise en œuvre par les pouvoirs publics de mesures d'assainissement financier »³¹. Ces principales mesures se résument au rachat du découvert bancaire des sociétés du Groupe, le rééchelonnement de la dette pour des durées plus longues et à des conditions plus avantageuses, et le financement des programmes de développement.

Toutefois, l'impact de ces mesures d'assainissement a été limité. L'exercice 2009,2010, 2011 a été clôturé avec des découverts de trésorerie. En effet, la situation financière du Groupe ne peut s'améliorer de façon durable qu'en présence de mesures structurelles qui mettraient en adéquation les revenus du Groupe avec ses charges.

En effet, les tarifs de détail en vigueur sont fixés à des niveaux trop faibles, les coûts de SONELGAZ (dotation de l'Etat et créances bancaires)³² sont partiellement remboursés par l'Etat (*COST OF SERVICE*), alors qu'une subvention est accordée à SONELGAZ pour les investissements accroissant son offre (et notamment dans le Sud).

³⁰ Rapport d'activité SONELGAZ 2011. P75.

³¹ Rapport d'activité SONELGAZ 2010 .P67.

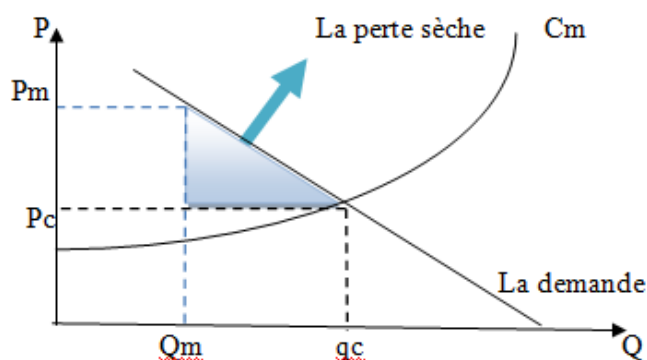
³² VOIR ANNEXE N° I

Cette situation correspond à une régulation traditionnelle *COST OF SERVICE* avec gel des prix. A cet égard, l'objectif de ce chapitre est de définir une révision des prix pour les sociétés de distribution, et notamment le passage à une tarification *RAMSEY BOITEUX* dans le sens d'appliquer une tarification au coût moyen permettant de couvrir les coûts des distributeurs.

2.1.2 - RAMSEY BOITEUX REGULATION:

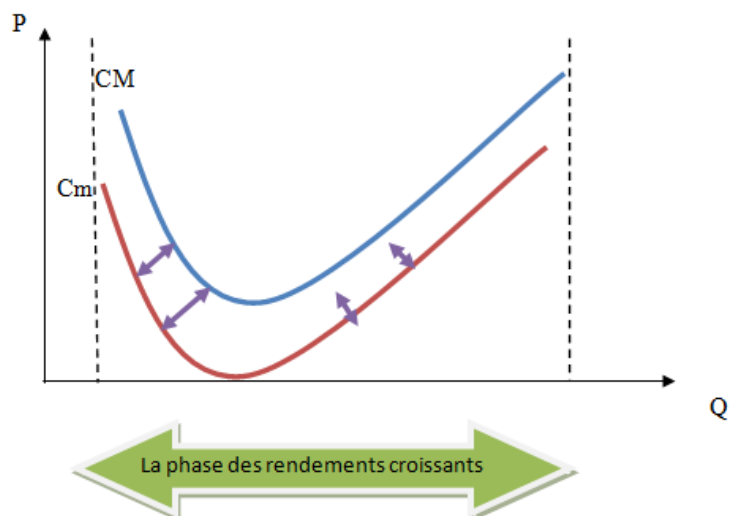
La réglementation à la *RAMSEY- BOITEUX* est le deuxième paradigme dans l'économie de la réglementation. Dans ce type de régulation, le rôle du régulateur est explicite, son but est de maximiser le bien-être social. Théoriquement, la tarification du monopole naturel ne permet pas d'atteindre la maximisation du surplus social. Comme le montre la figure ci-dessous, le prix du monopole naturel engendre une perte sèche (inefficience allocative) auprès des consommateurs (PAUYET, J., P12-19).

FIGURE N°9 : LES LIMITES DE LA TARIFICATION D'UN MONOPOLE



Dans le cas des industries de réseau électrique, il y'a des segments où il est impossible de s'ouvrir à la concurrence, tel que la distribution et la transmission. En effet, la régulation tarifaire de ces deux segments est indispensable. Selon la théorie de RAMSAY BOITEUX, la tarification au coût marginal *First Best* comme le montre le graphe ci-dessous est la structure tarifaire adéquate pour assurer la pleine satisfaction des consommateurs. En revanche, ce type de tarification n'assure pas au monopole naturel la récupération de ses coûts fixes. Une société de distribution ou de transmission qui applique une tarification au coût marginal, est par conséquent, une entreprise déficitaire. Le rétablissement de l'équilibre budgétaire nécessite donc des subventions.

FIGURE N°10 : LA PERTE D'UNE TARIFICATION AU COÛT MARGINAL



En effet, le problème de la tarification au coût marginal est l'existence des pertes pour l'entreprise ; l'idéal est de passer à une tarification au coût moyen, intitulé *Second Best*. Cette dernière maximise le bien-être social en choisissant les tarifs en vertu de la contrainte budgétaire. L'écart entre le prix et le coût marginal est inversement lié à l'élasticité de la demande et au multiplicateur de Lagrange, qui est un indicateur de fonds publics.

Soit :

$P_1(q_1)$ Est le prix destiné aux résidentiels avec la quantité $Q_1(P_1)$.

$P_2(q_2)$ Est le prix destiné aux industriels avec la quantité $Q_2(P_2)$.

$S_1(q_1)$ Est la disposition à payer des résidentiels.

$S_2(q_2)$ Est la disposition à payer des industriels.

$$SW = S_1(q_1) + S_2(q_2) - P_1(q_1)Q_1 - P_2(q_2)Q_2 + P_1(q_1)Q_1 + P_2(q_2)Q_2 - C(q_1, q_2).$$

$MaxSW$ sous la contrainte $P_1(q_1)Q_1 + P_2(q_2)Q_2 - C(q_1, q_2)$.

$$\frac{P_i - C_{mi}}{P_i} = \frac{\gamma}{1 + \gamma} \left(\frac{1}{\epsilon_i} \right) \text{ avec } \epsilon_i = - \frac{q'(p)}{q/p}$$

La discrimination se fait selon l'élasticité de la demande ; les consommateurs qui disposent d'une élasticité élevée (ils sont plus sensibles aux prix) bénéficieront d'un tarif faible. Tandis que ceux qui ont une élasticité faible (ils sont moins sensibles aux prix) payeront le tarif le plus cher.

Le γ représente le coût des fonds publics, c'est-à-dire le coût que la société (diminution du surplus des consommateurs) doit couvrir pour compenser le déficit de la firme :

Si $\gamma \longrightarrow 0$ alors, $P = Cm$

Si $\gamma \longrightarrow \infty$ alors, $\frac{1}{1+1/\gamma} = 1$ ce qui correspond à la tarification d'un monopole non

régulé
$$\frac{P-C}{P} = \frac{1}{\epsilon_i}$$

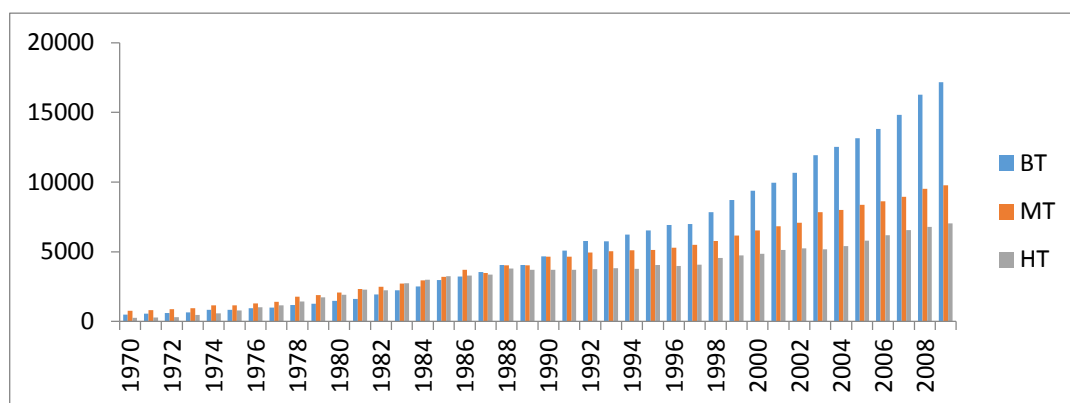
En pratique, ce sont les pouvoirs publics qui décident du financement du coût fixe du monopole naturel par les clients. Cette tâche est compliquée du fait des contraintes informationnelles auxquelles est confrontée l'autorité de régulation.

2.1.2.1 - La régulation Ramsay Boiteux en pratique : Définition du tarif de détail au coût moyen en Algérie

La croissance du chiffre d'affaires du Groupe SONELGAZ dépend fondamentalement de la distribution et de la pertinence de ses investissements et de son action commerciale. Dès lors, le développement de cette activité est continuellement au point de mire des intérêts de SONELGAZ.

Cependant, la dégradation de la situation financière du groupe est liée directement au déficit repéré sur le segment de distribution. Le gel des tarifs décidé par les pouvoirs publics fait que les sociétés de distribution subissent des coûts en amont (transport, production) alors qu'en aval, leur revenu est fixé. De plus, ce dernier entraîne un gaspillage au niveau de la consommation.

**FIGURE N°11 : ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE PAR NIVEAU DE TENSION
ENTRE 1970-2009**



Source : établi par nous même à partir des données SONELGAZ

La consommation électrique est majoritaire au niveau de la Basse Tension (BT) qui regroupe essentiellement les ménages ; elle représente 50% de la consommation globale en 2009.

Sur la figure N°11, nous remarquons que la consommation BT prend la plus grande part de la consommation globale ; elle est passée de 495.2 GWh en 1970 à 17165 GWh en 2009. Soit une consommation moyenne de 5754 GWh. Cette évolution s'explique par l'augmentation du nombre d'abonnés due à un effort en matière de construction de logements et d'électrification rurale.

La consommation Moyenne Tension (MT) vient juste après; elle est passée de 760 GWh en 1970 à 9775 GWh à 2009. Soit une consommation moyenne de 4417 GWh. La rapidité d'accroissement de la moyenne et basse tension s'explique par la création de nouvelles entreprises ainsi qu'à la croissance démographique.

La consommation Haute Tension (HT) prend la plus petite part de la consommation globale ; elle est passée de 251.7 GWh en 1970 à 7035 GWh en 2009. Soit une consommation moyenne de 3396 GWh. Cela s'explique par la faible augmentation des abonnés (un accroissement faible des grosses industries) par rapport à la forte augmentation des abonnés MT et BT.

2.1.2.1.a- La tarification de la clientèle³³ :

Historiquement, et avant 1980, le tarif de l'électricité était déterminé par la méthode de tarification au « cout marginal » suivante:

$$C = A * \frac{\partial Q}{\partial P}$$

A= coût d'anticipation

$$A = J + F$$

J : Annuité en capital d'ouvrage.

F : capital fixe.

$\frac{\partial Q}{\partial P}$: La quantité marginale.

$$\frac{\partial Q}{\partial P} = \frac{\text{La quantité moyenne d'ouvrage}}{\text{Le rendement d'echelle}}$$

Ce type de tarification est considéré comme un optimum de Pareto (optimum de premier rang), dans la mesure où il maximise le surplus total. En effet, pour l'activité de production où les rendements décroissants, le prix reste supérieur au cout moyen, donc pas de perte, les producteurs réalisent un profit positif mais pas maximal. Tandis que pour les activités où le rendement est croissant, tel que la distribution et la transmission, le prix est inférieur au cout moyen. Le déficit dans ce cas correspond au financement des couts fixes (infrastructures), c'est dans ce contexte qu'intervient le financement de l'Etat ou la collectivité locale ou encore le passage à un optimum de second rang (RAMSEY BOITEUX par exemple)

La codification actuelle des tarifs de l'électricité et du gaz est instituée depuis 1980 par le décret N°80-96 du 30 mars 1980 portant fixation des tarifs sur tout le territoire national.

³³Historique de l'évolution des tarifs et des prix moyens de l'électricité et du gaz entre 1967-2009- direction générale du développement et de la stratégie- direction des affaires de régulation, SONELGAZ.

Pour tenir compte de la différenciation des clients tant par la taille qu'au niveau du régime de leur consommation, le système tarifaire offre plusieurs tarifs en fonction des besoins exprimés par le client :

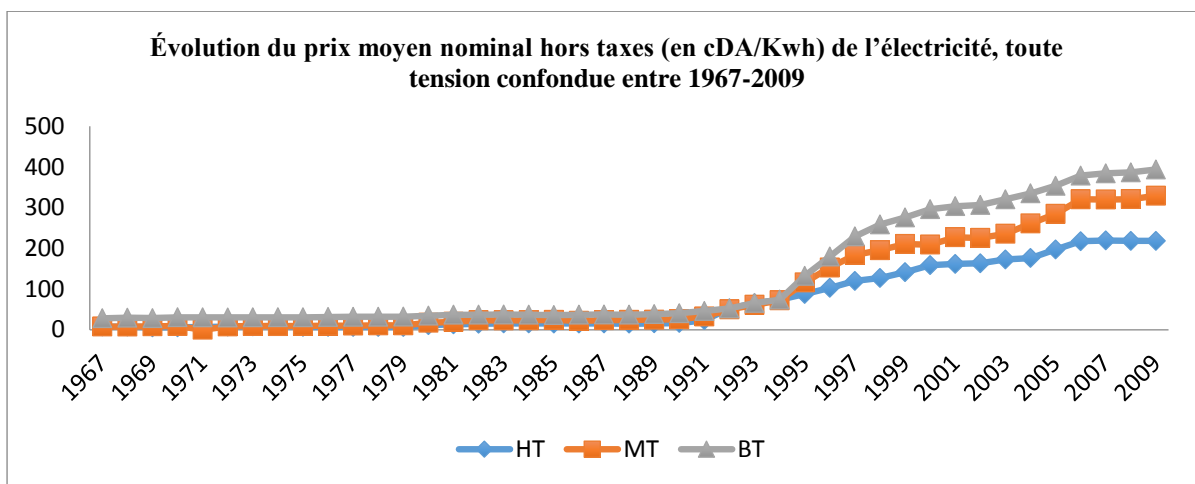
- Niveau de puissance nécessaire.
- Niveau de tension d'alimentation.
- Régime d'utilisation de l'énergie et possibilité de sa modulation.

La tarification du prix de l'énergie électrique est articulée selon les heures de la journée. Chacun des tarifs peut comporter au plus trois parmi cinq postes horaires suivants : pointe, heures pleines, heures creuses (nuit), hors pointe et jour.

Le graphe ci-dessous illustre l'évolution du prix moyen nominal entre 1967-2009 et par niveau de tension, il faut noter que le prix moyen se calcule comme suit :

$$PM = \frac{\text{Recettes totales}}{\text{les consommations}}$$

FIGURE N°12 : ÉVOLUTION DU PRIX MOYEN NOMINAL HORS TAXES (EN CDA/KWH) DE L'ÉLECTRICITÉ, TOUTE TENSION CONFONDUE ENTRE 1967-2009



Source : établi par nous même à partir des données SONELGAZ

L'analyse du graphe nous amène à décomposer l'historique en sous-périodes, et notamment :

- ✓ 1967-1979 : période caractérisée par une stabilité des prix due au gel des tarifs.
- ✓ 1980-1990 : période qui a connu deux augmentations tarifaires, en 1981-1982 et 1989-1990.

- ✓ 1991-2005 : période marquée par des augmentations à plusieurs reprises : 1994, 1996, 1997, 1998, 2003, 2004.
- ✓ De 2006-2009 : période caractérisée par une absence d'augmentation des tarifs.

2.1.2.1 .b- Segmentation de la clientèle :

Les tarifs de l'électricité sont établis selon les catégories de consommateurs (résidentiels, professionnels, industriels). Ces catégories correspondent en effet à un classement par niveau de tension de raccordement (BT, MT, HT), avec parfois des sous-catégories qui sont établies en fonction de la puissance, du niveau de consommation et aussi des plages horaires.

Clientèle Haute Tension:

La Haute Tension fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une tension supérieure ou égale à 60kv. Elle englobe les secteurs suivants : Eau et Energie, Hydrocarbures, Mines et carrières, mécanique et électrique (ISMME), Matériaux de construction, Chimie, Caoutchouc et Plastiques, Industrie textiles, Bois, Papier, Liège, Transport et PTT.

Il existe deux codes tarifaires au niveau de la clientèle HT : le tarif 31 avec 3 postes horaires (pleines, pointes et creuses) et le tarif 32 à poste horaire unique.

Clientèle Moyenne Tension:

Elle fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une tension comprise entre 5.5 et 36kv. Elle englobe notamment les secteurs suivants: Agriculture, Eau et Énergie, Hydrocarbures, Mines et carrières, mécanique et électrique (ISMME), Matériaux de construction, Bâtiments et Travaux Publics, Chimie/ Caoutchouc/Plastiques, Industrie agro-alimentaires, Industrie textiles, Industrie du cuir, Bois/Papier/Liège, Industrie diverses, Transport et PTT, Commerce, Hôtels/ restaurants/ cafés, Services fournis aux entreprises, Services fournis aux ménages, Établissements financiers, Agence immobilières. Il existe 4 codes tarifaires au niveau de la clientèle MT, le tarif 41, 42, 43 et 44.

Clientèle Basse Tension:

Elle fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une tension de 220V ou 380V ; il existe 4 codes tarifaires au niveau de la clientèle BT : le tarif 51, le tarif 52, le tarif 53 et le tarif 54.

2.1.2.1.c- La structure tarifaire en vigueur :

Le tableau ci-dessous montre la décomposition de la facture destinée aux clients finaux. Notons que cette dernière est la structure tarifaire appliquée jusqu'à aujourd'hui, suite à l'exécution du décret n° 05-182 correspond au 18 mai 2005 relatif à la régulation des tarifs et la rémunération des activités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz.

TABLEAU N°2 : LA STRUCTURE TARIFAIRE DEPUIS 2005

Tarif du 01 décembre 2005											
CLIENTS		REDEVANCE FIXE CDA/MOIS	PRIX DE LA PUISSANCE DA/KW/MOIS		PRIX DE L'ÉNERGIE ACTIVE DA/KWH						prix de l'énergie réactive da/kvart
			PMD	PMA	Pointe	Pleine	Nuit	Hors Pointe	Jour	Poste Unique	
HT	31	421177	31.61	157.88	550	113	49.19	-	-	-	25.84
	32	421177	84.12	421.15	-	-	-	-	-	114	25.84
MT	41	32227.79	21.54	96.79	726.6	161	85.33	-	-	-	37.94
	42	429.71	32.25	150.48	726.6	-	-	150	-	-	37.94
	43	429.71	32.25	128.80	-	-	85.33	-	356	-	37.94
	44	429.71	32.25	150.48	-	-	-	-	-	313	37.94
BT	51	286.44	29.85	-	716	191	106.3	-	-	-	-
	52	66.40	29.85	-	716	-	-	157	429	-	-
	53	66.40	14.81	-	-	-	106.3	-	-	-	-
	54-1	-	4.37	-	-	-	-	-	-	177.8	-
	54-2	-	4.37	-	-	-	-	-	-	417.8	-

Source : Décision D/06-05/CD du 30 mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz ; activité électricité.

En attendant la mise en place d'un marché de l'électricité et la définition d'un nouveau système de tarification aux clients non éligibles, les structures actuelles des tarifs de l'électricité sont reconduites. En effet, l'expression générale de la structure tarifaire est un polynôme comportant trois parties: un terme constant, un terme qui facture la puissance et un terme qui facture l'énergie

$$F = a + [c * Pmd + d * PMA] + [\sum eh * Eh + g * (W - r * E)]$$

F : montant de la facture (DA)

A : redevance fixe : elle couvre les frais de gestion technique et commerciale : entretien du raccordement au réseau, entretien courant, vérification du comptage, relevé et facturation.

PMA : La Puissance Maximale Absorbée (Kw) au cours de la période de facturation. Elle incite le client à étaler sa consommation et à éviter les appels de puissance à la pointe. La PMA ne doit pas dépasser la Pmd.

Pmd : la puissance mise à la disposition du client (kw), c'est la puissance réservée par le distributeur en vertu d'un accord passé avec le client et que ce dernier peut appeler selon ses besoins.

C ; d : prix de facturation (DA/ KW/mois) de la puissance mise à disposition et la puissance maximale absorbée.

E : énergie (KWh) consommée au cours de la période de facturation.

Eh : énergie consommée au cours de la période de facturation dans le poste horaire h ($E = \sum Eh$) et dont le prix est différencié par période de la journée (postes horaires) : heures de pointes (17h-21h), heures pleines (6h à 17h et 21h à 22h30) et heures creuses (22h30 à 6h). ces trois postes donnent lieu à six périodes tarifaires. Ces postes horaires pourraient être révisés par la Commission de régulation après avis des opérateurs.

eh : prix de l'énergie (c DA/KWh) par poste horaire h.

w : prix de l'énergie réactive (KVArh) consommé au cours de la période de facturation.

G : prix de l'énergie réactive (c DA/KVArh)

R : la valeur du rapport $\tan \phi = W/E$ la consommation de l'énergie réactive donne lieu à une bonification.

Pour la clientèle HT/MT et une partie de la BT (51, 52,53) la tarification de l'électricité est une tarification non linéaire (binôme). Elle comporte une partie fixe et une autre variable selon le niveau de consommation. Cette structure tarifaire est aussi appelée « tarification horaire » ce qui signifie que la facture de ces clients dépend exactement de leur niveau de consommation et selon l'heure de la journée.

Le recours à la tarification non linéaire permet de révéler à posteriori la disposition à payer des clients. La charge de discrimination est en quelque sorte sous-traitée aux consommateurs qui s'auto sélectionne en choisissant l'option tarifaire qui leur convient le mieux au sein du barème proposé par les pouvoirs publics

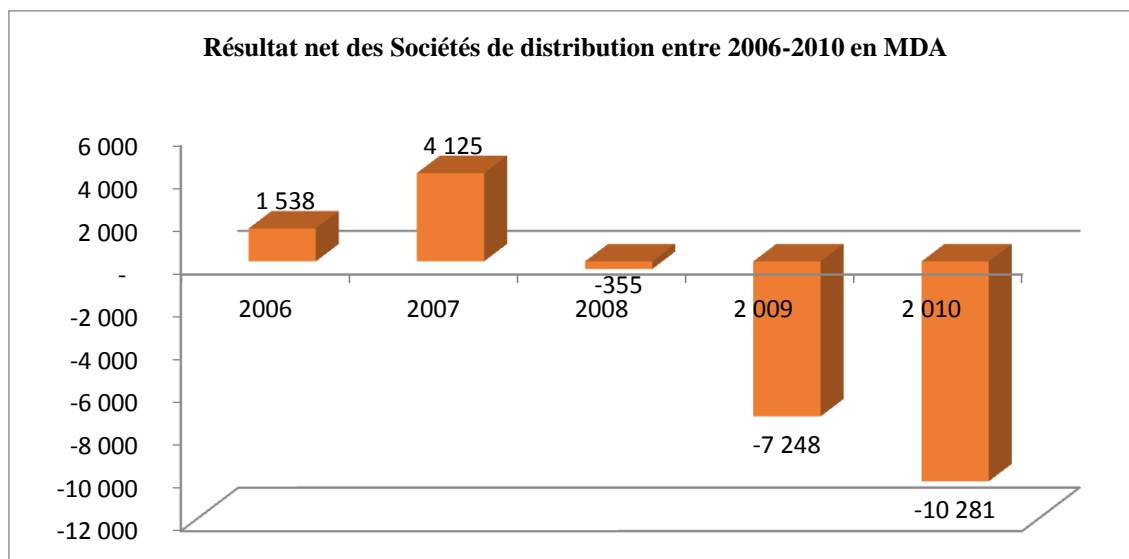
Par ailleurs, concernant les deux blocs de la BT (54-1,54-2) la tarification appliquée est de type progressif. Il existe deux tarifs, le premier est 1.17 DA/Kwh pour une quantité consommée de 41.6KWh/mois, soit 500 KWh/an.

Le second tarif est de 4.17 DA/KWh ; il est applicable aux quantités de KWh consommées par les ménages au-delà de 41.6KWh/mois. Ce qui signifie que le tarif augmente par palier. Du point de vue théorique, la tarification progressive dissuade l'utilisation non efficace de l'électricité tout en finançant l'accès à l'énergie des ménages les plus pauvres.

➤ **Le Calcul du tarif au revenu requis à partir de 2006:**

Comme nous l'avons précisé précédemment, la structure tarifaire appliquée depuis 2006 a eu des conséquences néfastes sur les sociétés de distribution. D'un côté, elles ont enregistré un déficit remarquable sur la période de 2006-2010 comme le montre la figure N° 13:

FIGURE N° 13: RÉSULTATS NET DES SOCIÉTÉS DE DISTRIBUTION ENTRE 2006-2010 EN MDA

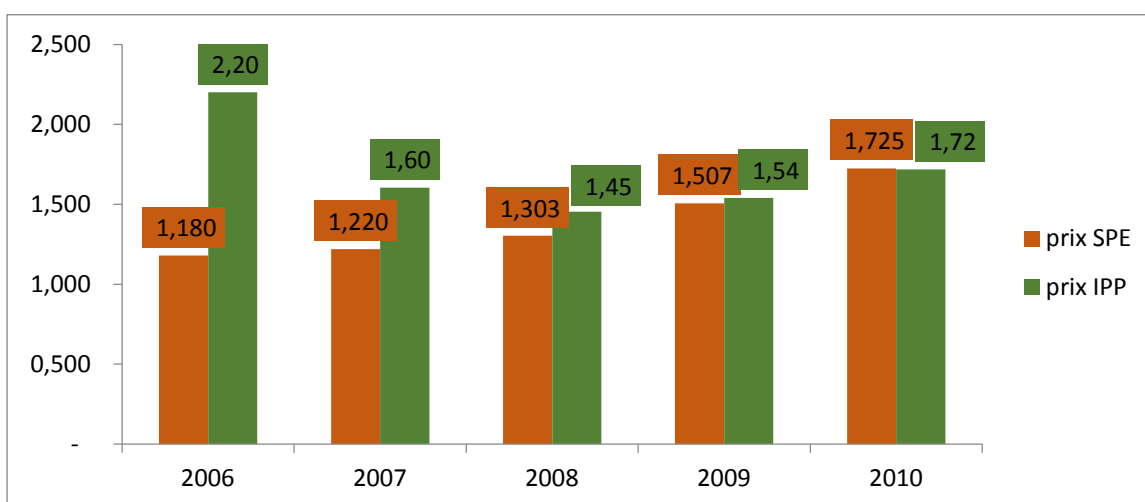


Source : établi par nous même à partir des données de SONEGAS

D'un autre côté, durant la même période, la demande résidentielle, industrielle et commerciale a progressé assez rapidement.

En outre, les sociétés de distribution subissent des coûts en amont de la chaîne de valeur, et notamment de la production et le transport³⁴.

FIGURE N°14 : L'ÉVOLUTION DU PRIX D'ACHAT (DA/KWH) DES SOCIÉTÉS DE DISTRIBUTION SUR LE SEGMENT DE PRODUCTION



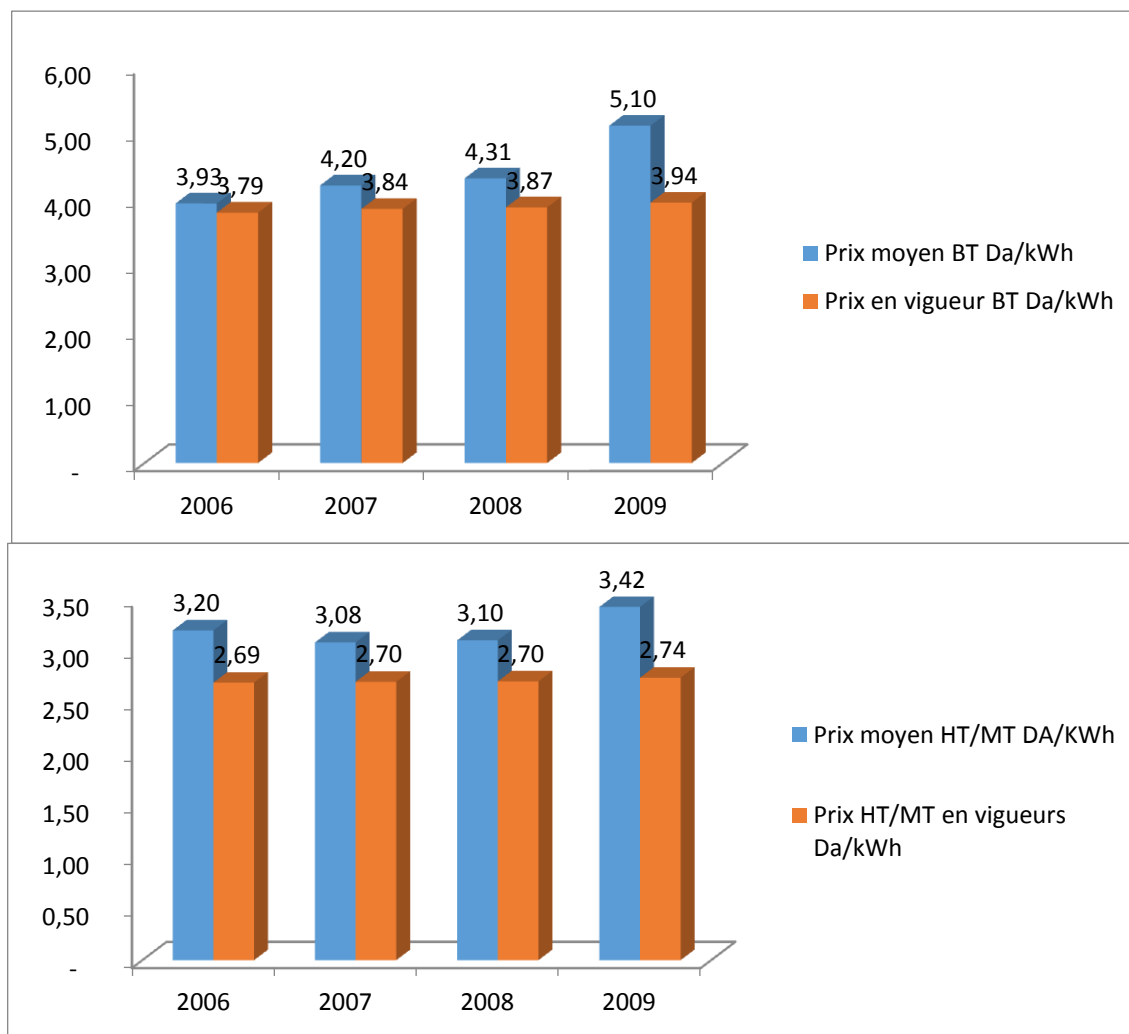
Source : établi par nous même à partir des données SONEGAS

³⁴ Le prix d'utilisation du réseau de transport est fixé par la CREG à 0.66 DA/Kwh.

La figure N°14 montre que le prix d'achat des producteurs indépendants est plus élevé que celui de la société de production d'électricité SPE (filiale 100% de SONELGAZ). De plus, les sociétés de distribution achètent en priorité des IPP, selon les contrats *Take or Pay* comme nous l'avons mentionné dans le modèle 2 d'organisation de l'industrie électrique vu en chapitre I. Par la suite, le reste de production sera assuré par la Société de Production d'Électricité (SPE) filiale 100% de SONELGAZ.

Nous avons calculé le prix au revenu requis, qui permettra aux sociétés de distribution d'égaliser leur contrainte budgétaire (voir ANNEXE N° II). Les résultats indiquent que le prix global, toute tension confondue, doit augmenter de 10%, 12%, 13%, 29% en 2006, 2007, 2008, 2009 respectivement. Nous observons qu'il est en augmentation continue d'une année à une autre, ce qui est logique, vu le résultat déficitaire des sociétés de distribution et du Groupe entier durant cette période. De plus, la décomposition de ce tarif sur les trois types de clientèle nécessite l'utilisation des clés de répartition pour chaque clientèle. Les résultats sont présentés dans le graphe ci-dessous.

FIGURE N° 15 : PRIX AU REVENU REQUIS PAR TYPE DE CLIENTÈLE:



source : établi par nous même à partir des données SONELGAZ

Nous remarquons que le prix de détail qui couvre les charges des sociétés de distribution en Algérie doit augmenter en moyenne de 10%. Cependant, nous nous ne pouvons pas considérer cette augmentation comme faible, forte ou acceptable, sans étudier les effets de ces révisions de prix sur la consommation. L'objectif du chapitre suivant est de calculer l'élasticité prix-demande résidentielle, industrielle et commerciale.

2.1- LA RÉGULATION INCITATIVE

L'une des principales influences de la libéralisation de l'industrie électrique est le passage d'une régulation traditionnelle à une régulation incitative. Cette dernière représente une forme de régulation où le régulateur abandonne une rente à la firme régulée. Les coûts ne sont pas remboursés, et la firme est le bénéficiaire résiduel d'une réduction de coût.

2.2.1- Price cap regulation

Cette théorie repose sur les limites de la réglementation traditionnelle, suite au mécontentement suscité par la faible performance économique des firmes régulées et publiques (en termes de coûts (A-J), tarification et qualité). Le choix du prix décentralisé est fait sous la contrainte que la moyenne pondérée des prix soit inférieure à une borne « *prix-plafond* ». Ce type de tarification a été proposé par LITTLECHILED (1983) en Angleterre pour la régulation de British Telecom. Par la suite, ce mécanisme s'est élargi à l'industrie électrique en Angleterre et dans d'autres pays. L'objectif était de rendre la firme plus efficace tout en lui laissant la responsabilité de réduire ses coûts. Cette forme particulière de réglementation incitative a été introduite pour les segments réglementés du gaz et de l'électricité, du téléphone et de l'eau, au Royaume-Uni, en Nouvelle-Zélande, en Australie et dans des parties de l'Amérique Latine ainsi que dans les secteurs réglementés de l'industrie des télécommunications aux États-Unis (VOGELSANG., I, 2002, P8) .

Selon (PERCEBOIS., J, 2001)³⁵ «... *Price-cap dépend du taux d'inflation et du taux anticipé de progrès technique et des progrès d'organisation réalisables sur la période. Le tarif est de la forme RPI-X où RPI (Retail Price Index) est l'indice du coût de la vie et X un facteur d'efficacité qui devrait permettre au régulé de faire des gains d'efficacité sur la période considérée. Si $X > RPI$ le plafond de prix doit baisser au cours du temps. L'opérateur est libre de fixer un tarif inférieur à RPI-X mais en aucun cas il ne doit dépasser le plafond : Si les gains de productivité observés sont supérieurs aux gains attendus par le régulateur l'opérateur conserve une rente de monopole, d'où une incitation forte à être efficace et à diminuer les coûts ...*»

En Royaume Uni, le principal mécanisme utilisé pour déterminer le total des revenus qu'une entreprise de distribution d'électricité réglementée est autorisée à se permettre, est un mécanisme de plafonnement des prix ($RPI - X$). Le plafond de prix initial est calculé de sorte que les valeurs actualisées des revenus sur les cinq années de la période sont égales à la valeur actualisée de l'exploitation totale, et des capitaux frais connexes qui ont été autorisés pour chaque société de distribution au cours de l'examen du prix. Le régulateur n'étudie les coûts de l'entreprise qu'au début de la période de contrôle qui dure 4 ou 5 ans en général. Ce mécanisme est incitatif puisque tout écart entre le plafond de prix

³⁵PERCEBOIS, J., « Énergie et théorie économique : un survol », *Revue d'économie politique Varia*, Vol. 111, 2001, France, P 843-844.

et les coûts réels supportés par la firme constitue un profit pour cette dernière (PAUL., L, et *al*, 2006, P23-24).

2.2.2- Performance- Based Rate Making Regulation

Performance- Based Rate Making Regulation est une autre forme de la régulation incitative. Elle a été appliquée dans plusieurs pays et notamment en Norvège (1997) et en Californie (1998). La restructuration du secteur électrique dans ces États, est à l'origine du passage d'une régulation traditionnelle basée sur le ROR ou le *COST OF SERVICE*³⁶ à une régulation fondée sur des incitations pour améliorer l'efficacité, connue sous le nom « tarification fondée sur le taux de rendement » (PBR: *PERFORMANCE-BASED RATEMAKING*).

La formule est établie pour chaque entreprise à part de façon à ce que le total des produits autorisés couvre le total des coûts de fonctionnement, d'entretien, les coûts en capital sous forme d'amortissement, le rendement du capital investi et les pertes du réseau. (GÓMEZ, T., 1999, P9-10)

³⁶ En Norvège [1991-1996] et la Californie [avant 1998]

LA FORMULE PERFORMANCE- BASED RATE MAKING REGULATION

$$ITe\ 98 = \left(ITew: losses\ 1997 * \left(\frac{KPI98}{KPI97} \right) \right) + (NTMwh * P98) \\ * \left(1 + \left(\frac{DLEA\ 98 - 97}{2} \right) \right) * (1 - EFK)$$

ITe 98 : Le chiffre d'affaire en 1998.

ITew: losses 1997 : Le revenu autorisé sans pertes sur le réseau de l'année 1997.

$\frac{KPI98}{KPI97}$: L'ajustement pour l'inflation d'une année à une autre.

$(NTMwh * P98)$: Le coût des pertes du réseau (prix spot*pertes physiques).

DLEA 98 – 97 : L'unité prévue pour l'augmentation de l'énergie d'une année à une autre.

EFK : Le facteur de productivité annuel (il est ajusté annuellement sur l'exercice 1998-2001).

Ce nouveau règlement maintient un contrôle strict sur les tarifs des services en établissant des plafonds de prix ou de revenus pendant une période de deux à cinq ans. Les sociétés de distribution ont la possibilité de gagner des profits plus élevés par des réductions de coûts et de gestion efficace. Cependant, il existe une méthode pour mesurer la rentabilité des sociétés de distribution, et notamment en faisant le point sur les variables d'entrée (le nombre d'heures de travail annuelles, les pertes des réseaux d'énergie, l'investissement en capital et de services), et ceux de sortie (nombre de clients, de l'énergie livrée, et la longueur de la moyenne tension et basse tension des lignes). Les entreprises ayant plus de production par rapport aux variables d'entrée sont mesurées comme efficaces à 100%.

En Espagne, la loi sur l'électricité en 1997 a introduit une nouvelle organisation de l'industrie de l'énergie. Les activités réglementées, telles que la transmission et la distribution ont été séparées de celles non-réglementées (la production et la vente au détail aux clients admissibles) (GÓMEZ, T., 1999, P11-13).

La concurrence au détail est introduite progressivement. Initialement, seuls les clients ayant une consommation annuelle supérieure à 15 GWh sont considérés comme des clients éligibles. Ce seuil diminuera graduellement jusqu'à l'année 2007, lorsque le choix de détail sera mis en œuvre pour tous les clients.

En vertu de la nouvelle organisation, une formule PBR plafond de revenus a été proposée pour rémunérer les sociétés de distribution. Les revenus annuels réglementés pour les entreprises de réseau de distribution et de vente au détail à des clients réglementés sont obtenus comme dans l'encadré:

$$DRit = DRit - 1 * \left(1 + \frac{IPCT - 1}{100}\right) * (1 + (\partial Dit * Fe))$$

DRit : Le revenu de la société de distribution dans l'année en cours.

IPCT : L'indice de la variation des prix sur l'année en cours (en %).

∂Dit : Accroissement de la demande délivrée par société de distribution, (si la demande diminue, alors ce terme est égal à 0).

Fe : Le facteur d'efficacité qui indique l'incrémentation unitaire du réseau de distribution associé à une incrémentation unitaire de la demande. Il y a lieu de noter que, dans cette formule, le facteur de productivité a été choisi égal à 1% pour toutes les entreprises de distribution et pour toute la période réglementaire 1998-2001).

Cependant, le système de rémunération précédent a été considéré comme étant injuste, car il était fondé sur les coefficients de coûts standards associés à l'énergie livrée, alors qu'il ne reconnaît pas adéquatement les coûts de distribution en fonction des zones de service. Par exemple, le coût unitaire (par KWh livré) de distribution dans les zones rurales est beaucoup plus élevé que le coût de la distribution avec les réseaux de câbles souterrains dans les zones urbaines.

Par conséquent, il a été convenu que le chiffre d'affaires des sociétés de distribution espagnoles devrait être basé sur l'évaluation des coûts de distribution efficaces. Le modèle de référence qui a été proposé pour aider le régulateur à fixer une rémunération efficace, transparente et non discriminatoire entre les différentes entreprises de distribution est le

« *Modèle de planification stratégique de distribution* ». L'objectif est de construire le réseau de distribution optimal à partir de zéro, afin de satisfaire la demande actuelle répartie dans chaque zone de service.

Ce nouveau réseau de distribution assure une rentabilité maximale en minimisant les investissements dans les réseaux et les pertes tout en tenant compte des contraintes de fonctionnement et de fiabilité. De ce fait, des installations de distribution sont obtenues en ajustant par des modèles de régression linéaire en fonction d'un ensemble de variables d'entrée significatives : nombre de clients, pouvoir contractuel et établissement démographique des clients dans les zones urbaines, semi-urbaines et établissements ruraux.

Ce modèle de régression représente une voie alternative et complémentaire pour la détermination de la taille des réseaux de référence. C'est-à-dire, les modèles de planification stratégique en général estiment une diminution du nombre d'installations car les anciennes formules de régulation sont basés sur des conditions idéales de planification, tandis que ce dernier se base sur les déclarations d'utilité du courant électrique.

Dans ce chapitre, nous avons décrit les différents mécanismes de régulation des activités de monopole naturel en théorie et en pratique, en mettant en évidence ceux appliqués aux sociétés de distribution en Algérie et certaines expériences dans le monde. Cependant, l'analyse du segment de distribution en Algérie nous a montré l'existence d'une défaillance de marché de la régulation des sociétés de distribution. Cette dernière se caractérise par une absence d'incitation au niveau de la régulation ainsi qu'au gel des tarifs de détail. Ceci a engendré une dégradation de la situation financière de ces firmes.

De plus, la détermination du tarif au coût moyen qui permet d'égaliser les charges et les produits des sociétés de distribution, nous pousse à mesurer l'impact de ce réajustement sur la demande. De ce fait, l'objectif du chapitre suivant est de calculer l'élasticité prix demande pour les trois types de clientèles Basse, Moyenne et Haute Tension.

CHAPITRE III

ESTIMATION DE L'ÉLASTICITÉ

PRIX DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN

ALGÉRIE

L'estimation de l'élasticité prix demande de l'électricité se justifie par l'importance socio-économique de la production et de la consommation de l'électricité. En outre, d'autres facteurs comme la déréglementation de l'énergie, la forte augmentation du prix de certains produits énergétiques primaires, les politiques visant à corriger les dommages environnementaux causés par l'énergie, en particulier, ceux liés au réchauffement climatique et la promotion croissante de l'efficacité énergétique, sont à l'origine du regain d'intérêt pour ce type d'études et de recherche.

En Algérie, l'analyse des effets des variations du prix sur la demande de l'électricité est, par ailleurs, essentielle pour la planification et l'organisation de l'approvisionnement en électricité de manière adéquate. Toutefois, l'augmentation du tarif de détail a toujours suscité un grand intérêt pour le Groupe SONELGAZ, et plus particulièrement pour les sociétés de distribution, qui enregistraient des résultats nets négatifs depuis 2006. Le calcul de l'élasticité prix-demande est plus important du point de vue de la politique économique ; l'élasticité est l'instrument primordial pour contrôler la dynamique de la croissance de la demande d'électricité.

Dans ce chapitre nous présenterons une étude empirique sur l'élasticité de la demande-prix de l'électricité pour le cas des consommateurs de Basse Tension (BT), et ceux de la Moyenne et Haute Tension (MT/HT) en Algérie. Une première section sera consacrée à une synthèse des travaux empiriques sur cette question. Dans la deuxième section, nous présenterons les données statistiques ainsi que l'approche économétrique adoptée pour l'étude du cas de l'Algérie. Et enfin dans la dernière section, nous discuterons les résultats obtenus.

1- REVUE DE LA LITTÉRATURE :

La littérature empirique sur l'estimation de la fonction de demande de l'électricité est devenue plus abondante à partir des années quatre-vingt-dix. Les méthodologies économétriques appliquées ont aussi connu une nette sophistication justifiée par les types de questions traitées. Cependant, les résultats obtenus sont parfois similaires, et souvent différents suivant les échantillons et les pays étudiés. De nombreuses études d'estimation de la demande d'électricité, résidentielle et (ou) industrielle, utilisent des spécifications basées sur des variables explicatives comme les prix unitaires, les revenus et les conditions climatiques. Les références citées dans les travaux de BATES (1993), FILIPPINI (1999),

PORTER (2004) et BERNSTEIN (2010) font sortir les groupes de cas d'études illustrés dans les deux tableaux ci-dessous.

TABLEAU N°3 : ESTIMATION DE L'ÉLASTICITÉ PRIX DEMANDE RÉSIDENTIELLE AU NIVEAU INTERNATIONAL

Élasticité prix-demande résidentielle			
CONTRIES	AUTORS	SR	LR
USA	TAYLOR (1970)	-0.13	-1.89
	NAN AND MURRY (1991)	-0.61	-1.77
	BEENSTICK <i>et al</i> (1999)	-0.7	-0.57
	MILLER (2001)	-	-0.37
INDIA	FILIPINI (2002)	-0.16	-0.39
AUSTRALIAN	THE VICTORIAN PED(1995)	-0.23 to -0.53	-0.55 to -0.86
NEW ZEALAND	FATAI, OXLEY ET AL (2003)	-0.18 to -0.24	-0.44 to -0.59
BRAZIL	BATES	-0.02	-0.22
MEXICO	BATES (1970-1978)	-0.04	-0.11
TAIWAN	HALTEDAHL (1955-1995)	-0.15	-0.16
KAZAKHSTAN	ATAKHANOVA (1994-2006)	-0.22	-1.1
ARGENTINA	BATES (1993)	-0.85	-0.07 to -0.19
INDIA	BATES (1993)	-0.05	-0.22
KUWAIT	ELTONY (1975-2005)	-0.22	-
PHILIPPINES	BATES (1993)	-0.15	-
TUKEY	HALICIOGLU	-	-0.52
QUEBEC	DUBREUIL(2005)	-0.148	-0.162
JAPAN	Akira YANAGISAWA (2011)	-0.058	-0.104

Source : élaboré par nous même à partir des données citées dans les papiers.

TABLEAU N° 4: ESTIMATION DE L'ÉLASTICITÉ PRIX DEMANDE INDUSTRIELLE ET COMMERCIALE AU NIVEAU INTERNATIONAL

ÉLASTICITÉ PRIX-DEMANDE INDUSTRIELLE/ COMMERCIALE				
CONTRIES	AUTORS	SECTOR	LR	SR
GROUP OF CONTRIES	PINDCYCK (1979)	INDUSTRIAL AND COMMERCIAL	-0.07 TO -0.16	-
CHINA	HE ET AL (2011)	INDUSTRIAL AND COMMERCIAL	-0.018	-
OMAN	PORTER (2004)	INDUSTRIAL	-0.34 TO -0.32	-
GERMAN	BERNSTEIN (2010)	MANUFACTURING INDUSTRY	-0.52 TO 0	-0.57 TO 0
PARAGUAY	WESTEY (1970-1977)	COMMERCIAL	-	-0.5
MEXICO	BATES (1993)	INDUSTRIAL COMMERCIAL AGRECUITURE	-0.38 -0.13 -0.15	-0.05 -0.02 -0.01
INDIA	BATES (1993)	INDUSTRIAL	-0.14	-0.18
ISRAEL	BEENSTOCK ET AL. (1999)	INDUSTRIAL	-0.123	-
ENGLAND AND WALES	PATRICK & WOLAK (1997)	INDUSTRIAL AND COMMERCIAL	-0.142 TO -0.27	-
USA	ANTHONY PAUL ET AL (2009)	COMMERCIAL	-0.29	-0.11
USA	ANTHONY PAUL ET AL (2009)	INDUSTRIAL	-0.4	-0.16
JAPAN	AKIRA YANAGISAWA (2011)	COMMERCIAL	-0.164	-0.03

Source : élaboré par nous même à partir des données citées dans les papiers.

(BERNSTEIN *et al*, 2004, P99) se basant sur un modèle de données de panel, estiment l'élasticité prix-demande résidentielle à court terme et à long terme pour les 48 Etats des États-Unis. La régression des variables comme la population, le revenu des ménages, le prix de l'électricité et du gaz et la température moyenne sur la consommation de l'électricité donne des élasticités prix-demande de -0.2 à court terme et -0.32 à long terme. En revanche, BEENSTICK *et al* (1999) trouvent l'élasticité à court terme égale à -0.7 et

celle à long terme égale à -0.57. Miller (2001)³⁷ estime l'élasticité prix-demande résidentielle à -0.37 à long terme, et variant entre -0,5 et -1.5 à court terme.

Cette différence dans les estimations de l'élasticité prix-demande de la consommation des ménages aux États Unis s'explique par la période d'étude considérée. En effet, la période des années 70, caractérisée par la crise des changements structurels, où les périodes de baisse et de hausse des prix ont certainement des effets sur les valeurs trouvées pour les élasticités prix-demande.

(SHI *et al*, 2012, P6) se basent sur un modèle de données de panel, pour l'estimation de l'élasticité prix-demande résidentielle sur un échantillon de trois régions en Chine: Beijing, Shanghai et Guangdong. Cette étude considère les déterminants de la demande de l'électricité à savoir : le prix de l'électricité résidentielle, le revenu réel du ménage, le prix réel du gaz naturel, supposé comme complément ou substitut à l'électricité dans la consommation, un ensemble de variables de contrôle y compris la zone d'habitation des ménages. Les résultats de ce travail fait ressortir une élasticité prix-demande à long terme de (-2.47). Cette valeur a été expliquée par la flexibilité du comportement de consommation du ménage en Chine et sa capacité d'abandonner un style de vie moderne, mais coûteux. En effet, ce dernier a pu diminuer sa consommation électrique en réduisant son recours aux appareils électroménagers (tels que les climatiseurs, les chauffe-eau, les machines à laver). Toutefois, l'étude montre que l'augmentation du prix de l'électricité en Chine a entraîné une diminution de l'utilisation des appareils électriques ; par exemple, ils peuvent choisir de laver les vêtements à la main, au lieu d'utiliser une machine à laver, ou allumer le climatiseur pour seulement quelques heures par jour.

Dans les pays en développement, l'élasticité prix-demande résidentielle est estimée à court terme entre -0.85 et -0.04, et elle est entre -1.02 et -0.11 à long terme. Cependant, l'étude du cas de l'Argentine montre une forte sensibilité à court terme par rapport au long terme, ou encore la même élasticité à court et à long terme comme ce fut le cas au Taiwan (KHANNA1., M, 2009, P 577).

(BABATUNDE *et al*, 2006, P1-16) se basent sur les modèles ARDL. Ils ont examiné pour le cas du Nigéria la demande résidentielle de l'électricité. Les variables utilisées sont: le

³⁷ LANGMORE., M, DUFTY., G, "Domestic electricity demand elasticities", *Issues for the Victorian Energy Market*, 2004, P13.

revenu des ménages, le prix de l'électricité, le prix du substitut à l'électricité et la population entre 1970 et 2006. Les estimations pour le long terme montrent que le revenu, le prix du substitut à l'électricité et la taille de la population sont les principaux déterminants de la demande d'électricité au Nigeria. Le prix de l'électricité semble non significatif.

Par ailleurs, (INGLESI-LOTZ, 2012, P1-15), se basant sur l'approche de filtre de *Kalman*, a estimé l'élasticité prix-demande industrielle en Afrique du Sud. Cette étude considère comme variables explicatives l'emploi, la production industrielle et le prix de l'électricité pour la période 1993-2006. Les résultats de ce travail aboutissent à une élasticité prix de -0.9, et une élasticité production industrielle de 0.6. Ces résultats impliquent que la consommation du secteur industriel est plus sensible au prix et au niveau de la production. L'examen de l'historique de la valeur de l'élasticité prix-demande dans le secteur industriel montre que celle-ci est passée de -1 en 1980 à -0.953 en 1990 pour se stabiliser autour de -0.9 durant les années 2000.

L'étude de (PAUL *et al*, 2009, P1-23) montre, pour le cas des États-Unis, que les élasticité-prix varient selon la catégorie du client, la région et la saison. En effet, pour le secteur industriel, ils trouvent une élasticité prix de -0.16 à court terme et de -0.4 à long terme, et pour le secteur commercial une élasticité prix de -0.11 à court terme et de -0.29 à long terme. Ce qui signifie que les consommateurs sont plus sensibles à long terme ; ils ont tendance à changer leur comportement et modifier leurs consommations à long terme.

La différence des résultats obtenus s'explique par la différence dans les techniques économétriques d'estimation, la divergence dans les niveaux de développement entre les pays étudiés et la diversité dans les périodes prises en compte. Aussi, cette dissemblance entre les valeurs est due au manque de consensus dans la littérature empirique sur l'adoption d'une méthodologie standard et appropriée. « .. *En général, ces différences dans les techniques conduisent à des critiques et contre-critiques sur les techniques utilisées, mais aucune technique n'a jamais été montrée pour être soit particulièrement bonne ou mauvaise, en particulier dans l'estimation de l'élasticité-prix. La sélection des modèles dépend principalement de la disponibilité des données et les objectifs de la recherche.* »³⁸.

³⁸FAN., S. HYNDMAN.,R., "The price elasticity of electricity demand in South Australia", *Business and Economic Forecasting Unit, Monash University Clayton Victoria, Australia*, 2010, P 1-29.

Dans la plupart des travaux empiriques, les variables retenues pour l'estimation de l'élasticité prix-demande résidentielle sont : **le revenu réel par ménage, le prix réel d'électricité, et le prix réel du gaz**. Alors que pour l'élasticité prix-demande industrielle et commerciale, les études incluent généralement **la production industrielle, l'emploi et le prix de l'électricité dans le secteur**.

Afin d'estimer l'élasticité prix demande résidentielle, commerciale et industrielle en Algérie, nous allons introduire des variables observées entre 1989 et 2005. Cette dernière période a connu des augmentations tarifaires significatives (Voir ANNEXE III).

2- LES MODÈLES ARDL:

2.1- Justification du choix du modèle ARDL :

Pour notre cas, l'estimation par le modèle de Panel dynamique s'avère impossible, dans la mesure où nous ne disposons pas de la consommation, du revenu par ménage, du prix de l'électricité par régions durant 1989-2005.

Par ailleurs, PESARAN (1998), dans son article *ENERGY DEMAND IN ASIAN ECONOMIES*, recommande l'utilisation des techniques de COINTÉGRATION. La procédure permet, d'une part, d'éviter les régressions fallacieuses entre les variables qui varient dans le temps, et d'autre part de contrôler l'endogénéité des variables explicatives. Par conséquent, nous allons passer à un autre modèle économétrique intitulé «*AN AUTO REGRESSIVE DISTRIBUTED LAG*» développé par PESARAN (KHANNA1., M, *et al*, 2009, P6).

L'analyse économétrique des relations de long terme a fait l'objet de beaucoup de recherches théoriques et empiriques en économie. Engle et Granger continuent dans le même sens en disant que si les variables sont COINTÉGRÉES, si et seulement si :

- Les deux variables sont intégrés du même ordre [I(0) ou I(1)];
- Il existe une combinaison linéaire entre les variables qui sont stationnaire à niveau ;

Nous pouvons estimer un modèle à correction d'erreur qui est une combinaison de la relation de long terme et de court terme. Dans le cas où les variables sont intégrées du même ordre, et qu'il n'y a pas co-intégration entre les variables, nous estimons un modèle VAR, sous réserve de l'existence de causalité entre les variables.

Si toutes ces conditions ne sont pas vérifiées, nous estimons le modèle ARDL. Ce dernier a été développé par (PESARAN *et al*, 1997, P1-24) ; le modèle est moins contraignant que les deux premières techniques, du fait qu'il ne tient pas compte de l'ordre d'intégration des séries ni de la STATIONNARISATION. Il est un cas particulier des modèles AUTOREGRESSIFS à retards échelonnés.

L'approche ARDL présente l'avantage supplémentaire de donner des estimations cohérentes des coefficients à long et à court terme dans ces deux cas :

- les variables explicatives sous-jacentes ne sont pas obligatoirement un I(1) ou I(0).
- La décision de la stationnarité porte un certain degré d'incertitude en ce qui concerne l'ordre d'intégration des variables sous-jacentes.

De ce fait, l'utilisation de la procédure d'intégration PSS proposée par PESARAN, SHIN et SMITH (1996; 2001) est recommandée, pour tester l'existence d'une relation d'équilibre à long terme entre les variables, quand les ordres d'intégration ne sont pas connus avec certitude.

2.2- Méthodologie de l'approche ARDL:

Nous nous intéressons au vecteur $Z_t(m)$ qui comporte le vecteur $Y_t(n)$ et le vecteur $X_t(k)$, où $K = m - n$ et $Z_t = (Y_t', X_t')$, aussi $\varepsilon_t = (\varepsilon_t' y, \varepsilon_t' x)$, $\varepsilon_t \rightarrow N(0, \Omega)$ avec

$$\Omega = \begin{pmatrix} \Omega_{yy} & \Omega_{yx} \\ \Omega_{xy} & \Omega_{xx} \end{pmatrix}$$

L'expression de $\varepsilon_t y$ est en fonction de $\varepsilon_t x$:

$$\varepsilon_t y = w_{yx} \Omega^{-1} \varepsilon_t x + \mu_t$$

Où $\mu_t \rightarrow N(0, \Omega_{uu})$, $\Omega_{uu} = \Omega_{yy} - (\Omega_{xx} - 1)(\Omega_{xy})$ et μ_t est indépendant de $\varepsilon_t y$.

Le modèle VAR peut se réécrire comme suit:

$$\Delta Z_t = a_0 + a_1 t + \pi Z_t - 1 + \sum_{i=1}^{p-1} \phi_i \Delta Z_{t-i} + \varepsilon_t \dots (1)$$

L'équation (1) permet d'estimer les coefficients à long et à court terme ; le paramètre π représente le coefficient à long terme. Alors que, le coefficient ϕ indique le paramètre à court terme, $\phi = 1 - L$ (avec L est le nombre retard) (PESARAN., M *et al*, 2000, 203-299).

Cependant, la décomposition de l'équation (2) permet la réécriture du modèle en deux équations (2) et (3) :

$$\Delta Y_t = a_0 + a_1 t + \pi_{yy} Y_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \phi_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_{ty} \dots \dots \dots (2)$$

$$\Delta X_t = a_0 + a_1 t + \pi_{yx} X_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \phi_i \Delta X_{t-i} + \varepsilon_{tx} \dots \dots \dots (3)$$

$$(3) \rightarrow \varepsilon_{tx} = \Delta X_t - a_0 - a_1 t - \pi_{yx} X_{t-1} - \sum_{i=1}^{p-1} \phi_i \Delta X_{t-i} \dots \dots (3.1)$$

$$a_0 = -\pi\gamma \quad \text{et} \quad a_1 = -\pi\mu + (\Gamma + \pi)\gamma$$

En remplaçant (3.1) dans (2), nous obtenons l'équation de ARDL :

$$\Delta Y_t = C_0 + C_1 t + \pi Z_{t-1} + \sum_{i=1}^p \phi_i \Delta Z_{t-i} + w' \Delta X_t + \mu t$$

$$\text{avec } C_0 = -(\pi_{yy}, \pi_{yx})\mu + (\gamma_{yx} + (\pi_{yy}, \pi_{yx}))\gamma$$

$$C_1 = -(\pi_{yy}, \pi_{yx})\gamma$$

$$W = w_{yx}(\Omega_{xx} - 1)\Delta X_t$$

Cependant le modèle prend différentes formes :

➤ Modèle sans constante, ni tendance :

$$\Delta Y_t = \pi Z_{t-1} + \sum_{i=1}^p \phi_i \Delta Z_{t-i} + w' \Delta X_t + \mu t$$

➤ Modèle avec constante et sans tendance :

$$\Delta Y_t = C_0 + \pi Z_{t-1} + \sum_{i=1}^p \phi \Delta Z_{t-i} + w' \Delta X_t + \mu_t$$

➤ Modèle avec constante et avec tendance :

$$\Delta Y_t = C_0 + C_1 t + \pi Z_{t-1} + \sum_{i=1}^p \phi \Delta Z_{t-i} + w' \Delta X_t + \mu_t$$

La stratégie du modèle ARDL comprend deux étapes. En premier lieu, nous allons déterminer le retard optimal qui minimise les deux critères d'information AIC et SC. Par la suite, afin de déterminer le modèle ARDL optimal, nous examinons toutes les combinaisons possibles pour les retards de chaque variable. Et enfin, nous testons la COINTEGRATION.

Le modèle de COINTEGRATION selon l'approche PESARAN repose sur l'hypothèse suivante :

$$\begin{cases} H_0: \pi_i = 0 \dots \dots \forall i = 1 \dots 4 \\ H_1: \pi_i \neq 0 \dots \dots \forall i = 1 \dots 4 \end{cases}$$

La statistique de test est la F-STATISTICS ou statistique de Wald ne suit pas une loi standard. Ils ont développé deux ensembles de valeurs critiques pour cette statistique, avec les cas cités précédemment. En effet, le premier ensemble correspond au cas où toutes les variables du modèle sont I(0) et représente la borne inférieure. Le second ensemble correspond au cas où toutes les variables sont I(1) et représente la borne supérieure (PESARAN *et al*, 2001, P296-306).

La décision est la suivante: si la valeur de la F-stat dépasse la borne supérieure, alors il y a COINTÉGRATION ; si elle est comprise entre les bornes, alors on ne peut pas conclure ; si elle est inférieure à la borne inférieure alors il n'y a pas COINTÉGRATION.

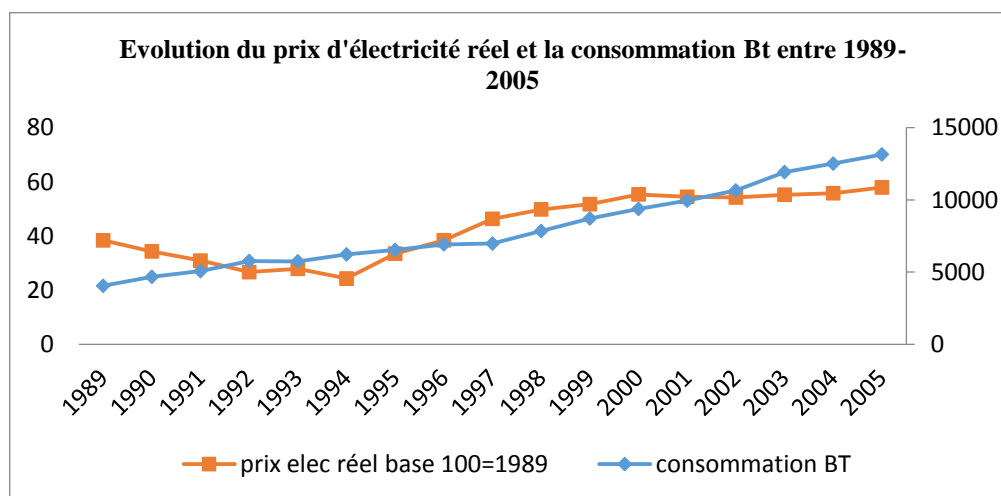
3- ÉTUDE DESCRIPTIVE DES DONNÉES :

Les données utilisées pour les deux modèles proviennent de SONELGAZ et de l'Office National des Statistiques (ONS). La période étudiée se situe entre 1989 et 2005, la seule période qui a connu des augmentations de tarifs.

La plupart des études sur la demande d'énergie utilisent l'indice des prix à la consommation (IPC) pour déflater les prix de l'énergie nominale. Pour une analyse au niveau national, il s'agit d'une approximation appropriée. Cependant, IPC mesure l'évolution du niveau moyen des prix des biens et services consommés par les ménages, et pondérés par leur part dans la consommation moyenne des ménages. Il permet de mesurer l'inflation ou la déflation en cas de baisse des prix sur une période. Au niveau sectoriel, cela est mieux approché par l'indice des prix à la production. Par conséquent, nous obtenons des prix réels de l'électricité grâce à IPC et IPP provenant de l'Office National des Statistiques.

Nous avons utilisé le prix moyen de l'électricité déflaté par l'Indice des prix à la consommation base 1989. Ce dernier est confronté à un barème, avec diminution ou augmentation des tarifs par blocs. La justification de son utilisation en tant que déterminant de la consommation est basée sur l'hypothèse que les consommateurs réagissent directement aux prix affichés sur leurs factures.

FIGURE N°16 : ÉVOLUTION DU PRIX D'ÉLECTRICITÉ RÉEL BT ET LA CONSOMMATION RÉSIDEN- TIELLE ENTRE 1989-2005



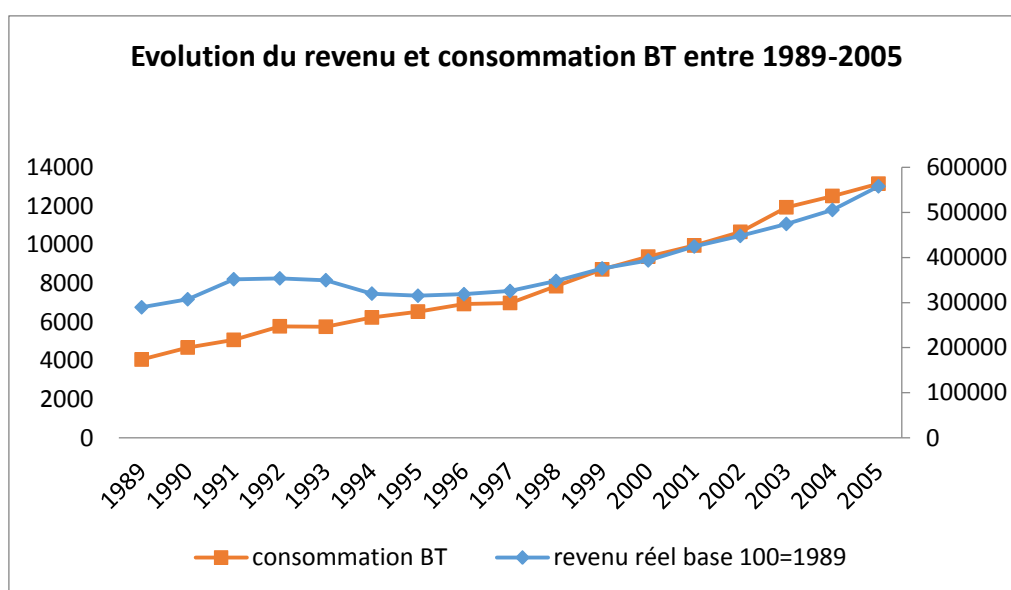
Source : établi par nous même à partir des données SONEGAS

D'après le graphe, nous remarquons que la consommation résidentielle et le prix moyen d'électricité sont fortement corrélés. Ce qui nous pousse à intégrer cette variable dans la modélisation de la consommation BT. Le but est de savoir comment les variations de prix ont un impact sur la consommation électrique du ménage algérien. Si cette dernière est inférieure,

la demande est inélastique au prix, et si le coefficient est proche de 1, cela signifie que les prix de l'électricité influencent significativement la demande électrique en Algérie.

Le revenu inclus dans notre modèle est déflaté par l'IPC base (1989). Le graphe ci-dessous indique qu'il est fortement corrélé avec la consommation Basse Tension, ce qui signifie que le niveau de vie du ménage algérien s'est amélioré durant cette période.

FIGURE N°17 : ÉVOLUTION DU REVENU RÉEL PAR MÉNAGE ET LA CONSOMMATION RÉSIDENTIELLE ENTRE 1989-2005



Source : établi par nous même à partir des données SONEGAS

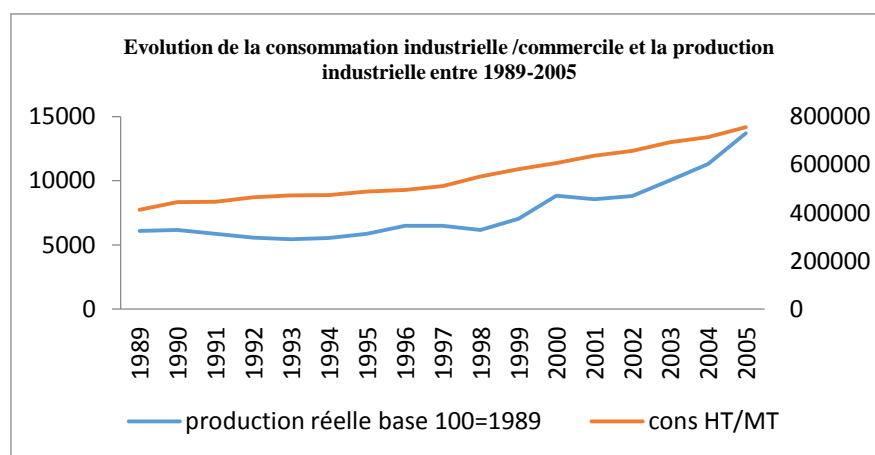
L'intégration de cette variable dans notre modèle permet d'étudier l'effet d'une hausse du revenu sur le niveau de la consommation d'électricité par ménage.

Par ailleurs, deux autres variables ont été retirées du modèle, la première est le prix du gaz et la deuxième est la population. Pour le prix du gaz, ce dernier a la même tendance que le prix de l'électricité ; nous l'avons enlevé afin d'éviter le problème de multi colinéarité entre les deux variables. Tandis que pour la population, son inclusion nous a fait perdre la significativité du modèle, ce qui signifie que l'effet de cette dernière ne peut pas se distinguer sur une courte période de 17ans.

Pour la consommation électrique industrielle et commerciale (HT/MT), les principaux déterminants de sa croissance sont: le prix, la production industrielle et l'emploi.

Le graphe N°18 montre que la consommation électrique et la production industrielle sont en évolution continue durant 1989-2005. Aucune rupture ou période de récession n'est observée. L'intégration de cette variable dans le modèle permet d'une part de déterminer la relation entre l'énergie électrique et la valeur ajoutée du secteur. D'autre part, la possibilité que le secteur industriel et commercial utilise l'énergie électrique comme un entrant efficient.

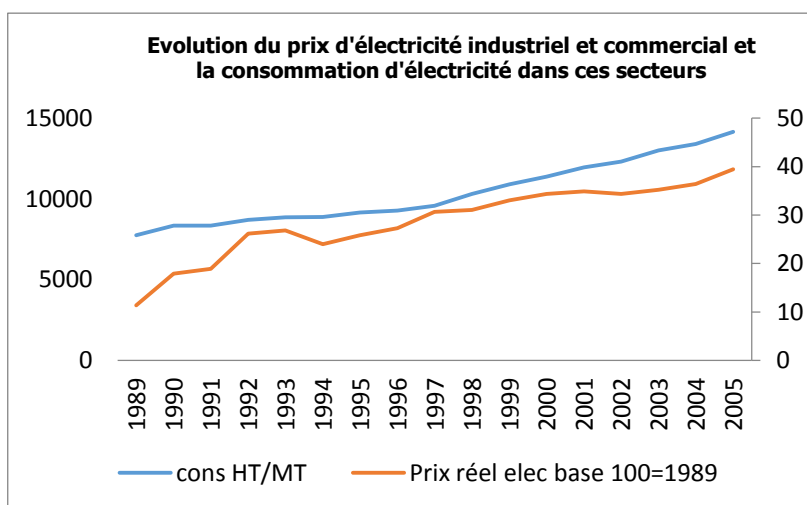
FIGURE N°18 : ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION INDUSTRIELLE/ COMMERCIALE ET LA PRODUCTION INDUSTRIELLE RÉELLE ENTRE 1989-2005



Source : établi par nous même à partir des données SONEGAS

Le graphe ci-dessous montre que la consommation industrielle et commerciale (HT/MT agrégée) et le prix moyen d'électricité sont fortement corrélés. Ce qui indique que le prix moyen peut s'intégrer comme variable explicative dans le modèle d'estimation de la consommation HT/ MT. Le but est de calculer l'élasticité prix demande industrielle afin de déterminer l'impact d'une augmentation tarifaire dans le secteur commercial et industriel.

FIGURE N° 19: ÉVOLUTION DU PRIX D'ÉLECTRICITÉ INDUSTRIEL ET COMMERCIAL ET LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DANS CES SECTEURS ENTRE 1989-2005



Source : établi par nous même à partir des données SONEGAS

4- MODÉLISATION DE LA CONSOMMATION BASSE TENSION (RÉSIDENTIELLE) :

Afin de déterminer le nombre de retard maximal à imposer pour chaque variable en testant la COINTÉGRATION, nous recherchons, à partir de n modèles ARDL (P1, P2, P3), celui qui minimise les critères de AIK/ SC. Nos investigations révèlent que le modèle optimal est ARDL(3,0,0) La statistique de Wald est de 17.65 et les bornes au seuil de 1% sur la table de Pesaran sont (3.60, 4.90). Nous concluons qu'il existe une relation à long terme entre les variables.

Les résultats de l'estimation du modèle à court et à long terme sont présentés dans les tableaux ci-après (Voir ANNEXE IV) :

TABLEAU N°5: L'ÉCRITURE ARDL (3, 0, 0) À COURT TERME :

A court terme : la variable dépendante est DLOGCONS, le nombre d'observation est de 13 après ajustement			
Variables	Coefficients	t-statistique	Probabilité
C	0.058	4.48	0.0042
TREND	-0.00042	-0.44	0.6699
DLOGCONS (-1)	0.1424	0.62	0.557
DLOGCONS (-2)	-0.87	-3.63	0.010
DLOGPRIXELEC	-0.22	-2.87	0.028
DLOGREVENU	0.18	0.98	0.36
$\mu T-1$	-0.77	-4.20	0.0057
AIK= -5.87		R ² = 75%	
SC=-5.56		Test ARCH: P(n*R ²)= 0.28	
P(Jacque Berra)= 0.87			

Source : Nos calculs

TABLEAU N° 6: L'ÉCRITURE ARDL(3, 0, 0) À LONG TERME

A long terme : la variable dépendante est LOGCONS, le nombre d'observation est de 17 après ajustement			
Variables	Coefficients	t-statistique	Probabilité
C	2.72	6.34	0.00
TREND	0.02	21.32	0.00
LOGPRIXELEC	-0.10	-2.61	0.021
LOGREVENU	0.19	2.39	0.03
AIK= -5.85		R ² = 99%	
SC=-5.65		Test ARCH: P(n*R ²)= 0.15	
P(Jacque Berra)= 0.74			

Source : Nos calculs

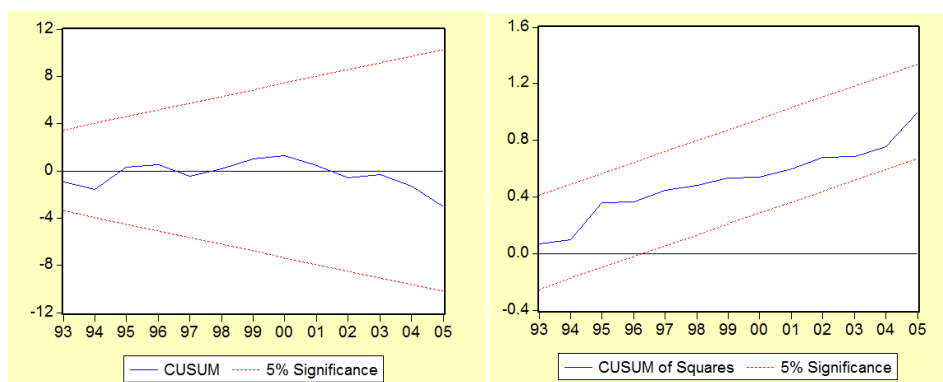
Le modèle est globalement significatif ; à court terme, le prix de l'électricité, le revenu et les variables retardées de la consommation expliquent 75% de la demande Basse Tension,

alors qu'à long terme, le taux de signification du prix de l'électricité et du revenu réel par ménage est de 99%.

Aussi, le modèle passe avec succès le test de normalité des résidus (JARQUE-BERA), le test d'absence d'AUTOCORRÉLATION ARCH. Ces résultats nous autorisent donc une bonne interprétation.

Et enfin, nous testons la stabilité des coefficients à l'aide des tests CUSUM et CUSUM carré :

FIGURE N° 20: TESTS DE STABILITÉ DES COEFFICIENTS



Source : nos calculs

Le test CUSUM permet de repérer les instabilités structurelles. La courbe ne coupe pas le corridor, donc le modèle est structurellement stable. Par ailleurs, le test CUSUM carré qui détecte les instabilités ponctuelles ne révèle aucun point d'instabilité.

5- MODÉLISATION DE L'ÉLASTICITÉ PRIX-DEMANDE INDUSTRIELLE (COMMERCIALE)

Nous recherchons, à partir de n modèles ARDL (P1, P2, P3, P4), celui qui minimise les critères de AIK/ SC, et notamment ARDL(3,0,2,0). La statistique de Wald est de 88.73 et les bornes au seuil de 1% sur la table de PESARAN sont (2.96, 4.26). Nous concluons qu'il existe une relation à long terme entre les variables. Les résultats de l'estimation du modèle à court et à long terme sont présentés dans les tableaux ci-après :

TBLEAU N°7: L'ÉCRITURE ARDL (3,0,2,0) À COURT TERME

A court terme : la variable dépendante est DLOGCONS, le nombre d'observation est de 13 après ajustement			
Variables	Coefficients	t-statistique	Probabilité
C	-0.02	-5.47	0.0054
TREND	0.002	6.93	0.0023
DLOGCONS (-1)	2.16	7.84	0.0014
DLOGCONS (-2)	-0.25	-1.89	0.1311
DLOGPRIXELEC	-0.70	-6.23	0.0034
DLOGPROD	-0.04	1.007	0.3707
DLOGPROD (-1)	-0.39	-6.007	0.0039
DEMPLOI	-0.32	-6.1800	0.0035
μT-1	-1.12	-9.42	0.0057
AIK= -7.76		R²= 91%	
SC=-7.37		Test ARCH: P(n*R²)= 0.29	
P (JACQUE BERRA) = 0.66			

Source : Nos calculs

TABLEAU N° 8: L'ÉCRITURE ARDL (3,0,2,0) À LONG TERME :

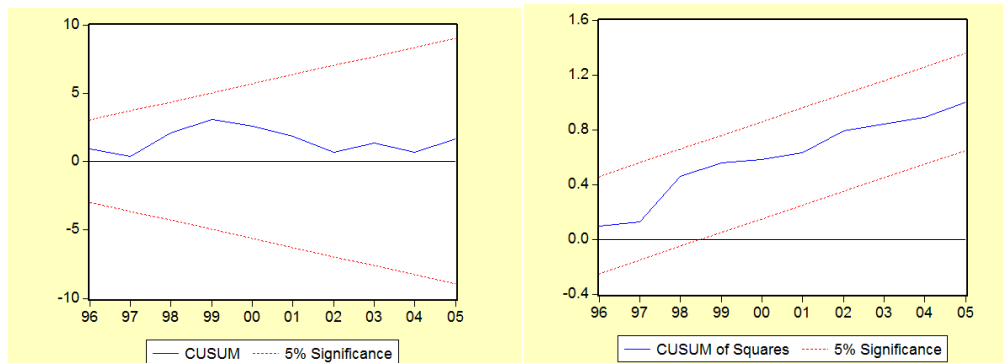
A long terme : la variable dépendante est LOGCONS, le nombre d'observation est de 15 après ajustement			
Variabes	Coefficients	t-statistique	Probabilité
LOGCONS (-1)	1.02	4.30	0.0015
LOGCONS (-2)	0.091	0.43	0.6707
LOGPRIXELEC	-0.124	-2.50	0.030
LOGPROD	-0.006	-0.11	0.91
LOGEMPLOI	-0.035	-0.66	0.52
AIK= -6.68		R ² = 99%	
SC= -6.44		TEST ARCH: P(N*R ²)= 0.127	
P (JARQUE BERA) = 0.64			

Source : Nos calculs

A court terme, nous déduisons que 91% de la variation de la demande est expliquée par ; le prix d'électricité, l'emploi et la production industrielle. Pour le long terme, la signification globale est de 99%.

Par ailleurs, nous avons passé une batterie de tests statistiques et notamment : test ARCH et Jarque Bera. Les résultats obtenus nous poussent à valider le modèle mentionné ci-dessus à court et à long terme. Afin de s'assurer de la stabilité des coefficients, nous avons passé deux autres test CUSUM et CUSUM carré :

FIGURE N°21 : TEST DE STABILITÉ DES COEFFICIENTS



Source : nos calculs

D'après le test CUSUM, la courbe ne coupe pas le corridor, ce qui signifie que le modèle est structurellement stable. Et pour le test CUSUM carré, aucune instabilité ponctuelle n'est détectée.

6- Discussion des résultats :

Pour la consommation Basse Tension, les résultats donnent une élasticité prix de - 0.22 et une élasticité revenu non significative à court terme. Ce qui signifie qu'une augmentation de 10% du tarif de détail va engendrer une baisse de 2.2% de la demande à court terme. Il est ainsi possible de déduire qu'une modification affectant le revenu moyen n'aura pas d'effet à court terme sur la consommation moyenne d'électricité des ménages étudiés.

Les élasticités de long terme expriment l'ajustement total qui sera réalisé. Cependant, les élasticités de long terme diffèrent faiblement des élasticités de court terme impliquant que le consommateur ajuste de façon importante sa consommation au cours de la première année et très faiblement dans les périodes suivantes. Nous pouvons en conclure qu'une hausse de 10 % du revenu moyen des ménages aura pour effet d'augmenter la consommation moyenne d'électricité à long terme de 1.9 %. Alors qu'une hausse de 10 % du prix aura pour effet de diminuer la consommation moyenne d'électricité à long terme de 1 %.

Ce constat s'explique par les habitudes de consommation qui changent très peu à court terme et à long terme, étant donné les coûts d'ajustement auxquels le consommateur fait face. De plus, la valeur de l'élasticité-prix pourrait s'expliquer en partie par le faible prix de l'électricité payée par les consommateurs Basse Tension algériens au cours de la période étudiée, ou encore par la structure tarifaire des deux blocs de tarifs (54-1 et 54-2) auxquels on n'applique pas le tarif horaire.

Pour la consommation industrielle et commerciale, l'élasticité prix est de -0.7 à court terme et de -0.10 à long terme. Une augmentation de prix de 10 % engendrera une diminution de la consommation de plus de 7 % à court terme et de 1% à long terme. Ce qui signifie que les consommateurs sont plus sensibles à court terme qu'à long terme. Contrairement à la clientèle résidentielle, un faible accroissement tarifaire constitue un coût important pour les secteurs en question. Il crée l'incitation nécessaire pour ses consommateurs afin d'ajuster

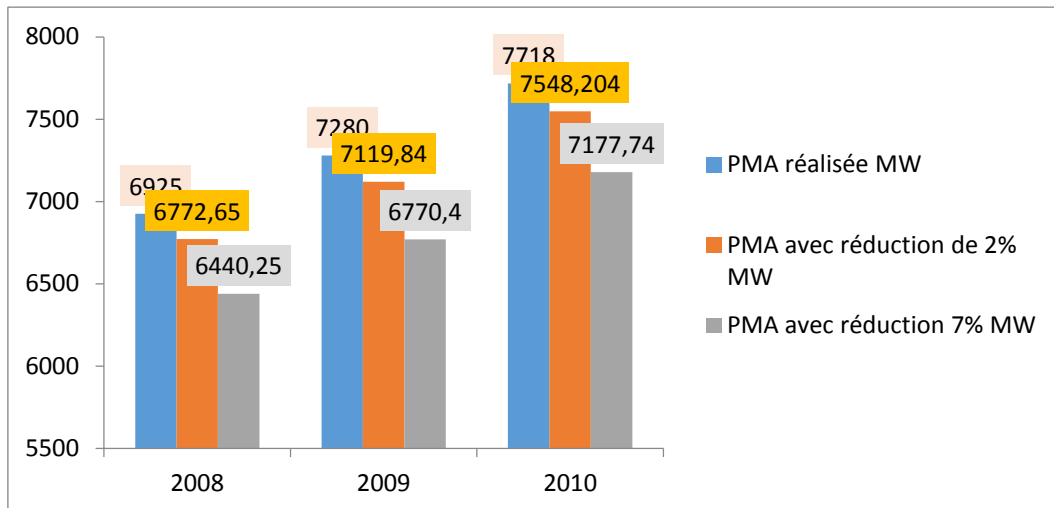
leur consommation significativement à court terme, et par conséquent une faible élasticité à long terme. Par ailleurs, l'emploi et la production industrielle paraît non significative.

L'élasticité prix demande à long terme représente un outil important pour les pouvoirs publics afin de définir les futures tendances de l'énergie électrique et obtenir des gains d'économie d'énergie sur la production de l'électricité. Selon les rapports de plan de développement SONELGAZ, les prévisions à long terme de la demande d'électricité envisagent une croissance de plus de 7 % par an. Dans le but de lutter contre l'utilisation inefficace de cette forme d'énergie par les consommateurs, ainsi qu'à la croissance d'investissement qui en découle, la mise en œuvre du tarif calculé au chapitre 2 demeure plus pertinente. De plus, notre examen sur les deux élasticités de la demande d'électricité révèle qu'à long terme la consommation électrique diminuera en moyenne de 1 %. Ce qui indique que sur la période de 2006-2009 qui a connu un gel du tarif de détail, l'application de ce tarif permettra d'économiser l'énergie gazière sur le segment de production.

Par ailleurs, le calcul de l'élasticité prix demande à court terme fournit des interprétations sur l'économie de capacité d'énergie et notamment sur la réduction de la pointe électrique sur le court terme. Il faut noter qu'il existe deux intervalles pour la pointe électrique en Algérie : Le premier entre 2000/2008 où les charges maximales étaient enregistrées en période hivernale. Et le deuxième entre 2009/2011 où les charges maximales étaient enregistrées en période estivale. Ceci est dû principalement aux changements des habitudes des consommateurs notamment à travers la vulgarisation de l'utilisation des climatiseurs.

Comme le montre la figure N°22, les deux élasticités prix demande résidentielle et industrielle permettront de réduire la pointe d'électricité annuelle de 2.2 % et 7 % respectivement sur les trois années qui ont connu les pointes les plus élevées (2008, 2009, 2010). Par conséquent, la réduction de pointe à court terme permettra de réduire l'investissement et conserver l'énergie électrique.

FIGURE N° 22: DIMINUTION DE LA POINTE ANNUELLE D'ÉLECTRICITÉ ENTRE 2008-2010



Source : établi par nous même à partir des données CREG

Notre travail présente deux inconvénients majeurs, d'une part la courte période étudiée pour l'estimation de l'élasticité prix-demande qui se restreint en 17 observations et qui se réduit jusqu'aux 14 observations avec les itérations du modèle ARDL. Le mieux serait d'intégrer des données trimestrielles pour le prix de l'électricité, la consommation BT, le prix du gaz, la population et le revenu par ménage.

D'autre part, afin d'obtenir des résultats plus fiables, l'étude doit porter plus de spécification concernant l'intégration de la variable prix dans le modèle. Il est préférable d'étudier les réactions des consommateurs industriels à la volatilité des prix de pointe et en tirer par la suite des conclusions sur la dissuasion de la tarification horaire pour ce type de clientèle.

Ces deux limites peuvent être attribuées directement à l'absence de données au niveau de SONELGAZ et de l'Office National des Statistiques. Une enquête sur ce sujet s'avère donc nécessaire.

CONCLUSION GENERALE

L'étude de la régulation tarifaire dans l'industrie électrique algérienne laisse clairement apparaître que celle-ci, sous son mode de fonctionnement actuel, connaît un fort déficit en termes d'incitation à l'efficacité. Les principales causes de ce problème relèvent des facteurs structureaux, dont nous citons l'ambiguïté des normes. Le fonctionnement du marché de production et de détail actuel est inapproprié avec ce qui a été prévu par la loi de 2002. La bourse électrique, permettant l'ajustement de l'offre des producteurs et la demande des consommateurs, n'existe toujours pas.

Aussi, la loi prévoit l'entrée en concurrence dans le domaine de la concession, actuellement assurée par quatre filiales de distribution de SONELGAZ. Les consommateurs pourraient donc choisir leur fournisseur dans de bonnes conditions économiques de fourniture. Les bénéfices majeurs proviendraient de la liberté de choix accordée aux consommateurs en matière de qualité/prix du service.

La structure actuelle de l'industrie électrique algérienne s'inscrit dans la même logique de réforme en Amérique Latine et en Chine. Le processus de transformation de l'industrie électrique dans ces pays a pris comme référence le modèle le plus libéralisé : celui du Royaume Uni et des États-Unis.

Cependant, le dysfonctionnement de la régulation est imputé directement au mécanisme de régulation de l'industrie toute entière et aux sociétés de distribution en particulier. En effet, la réglementation de l'industrie électrique algérienne correspond à la régulation *Cost Of Service* dont le principe se résume à la rémunération de l'entreprise régulée sous la base des coûts observés sans qu'aucune incitation ne soit donnée pour qu'elle améliore son efficacité.

La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) fixe le taux de rendement que les sociétés de distribution peuvent gagner sur leurs actifs. Ce tarif peut être ajusté à la hausse si l'entreprise de distribution fait un taux de retour faible ; il sera ajusté à la baisse dans le cas contraire. Cependant, le régulateur algérien est privé de deux principes minimaux de la régulation: la rémunération des activités et la fixation du tarif aux clients finals, auxquels nous pourrions ajouter le gel des tarifs de détail décidé par les pouvoirs publics qui affecte négativement la situation financière des entreprises de distribution. C'est dans ce sens que nous avons défini une révision des prix de détail, afin de déterminer

le prix au coût moyen qui permet aux sociétés de distribution d'égaliser leur contrainte budgétaire.

Afin de mesurer l'ampleur du signal de prix sur la demande électrique, toute tension confondue en Algérie, nous avons calculé l'élasticité prix demande par le modèle économétrique *AUTO REGRESSIVE DISTRIBUTED LAG*. Cette dernière indique dans quelle mesure le client est apte à modifier sa consommation face à un changement du prix. L'examen de l'élasticité que nous avons porté pour les deux types de clientèle en Algérie (BT et MT/HT) a montré en premier lieu que la clientèle résidentielle est peu sensible au prix à court et à long terme ; elle est de l'ordre de -0.22 et -0.10 respectivement.

Ce résultat nous pousse à conclure qu'il existe de nombreux obstacles aux changements de comportement, qui sont:

- L'Algérie représente une société de grande consommation ; le taux d'électrification est de 98% et où la consommation Basse Tension présente plus de 50% de la consommation globale. La pression à consommer est très importante notamment au vu de la nécessité d'acquérir plus de biens fonctionnant à l'électricité (produits électroménagers).
- Comme le montre l'élasticité prix-revenu à long terme, l'augmentation des revenus peut également être un frein au changement des habitudes et des pratiques liées à la consommation d'énergie électrique.
- Les facteurs socio-économiques qui se réfèrent à la diminution du taux d'occupation des logements, due à un effort considérable en matière de construction de logements et d'électrification rurale, et encore, à la croissance considérable d'une année à une autre de la population algérienne.

De plus, notre deuxième modèle économétrique vise à analyser la sensibilité des secteurs commerciaux et industriels. Le résultat montre que ces derniers sont plus sensibles à court terme qu'à long terme. L'élasticité est de -0.7 à court terme et -0.1 à long terme. Ceci signifie que la clientèle industrielle et commerciale considère l'énergie électrique comme étant un coût à court terme, et par conséquent, elle change son comportement suite à un réajustement tarifaire. La modification du comportement à court terme induit une faible sensibilité à long terme.

En conclusion, il existe un large éventail d'estimations de l'élasticité-prix de la demande électrique dans le monde. Cependant, au niveau de l'Algérie il n'existe pas d'études approfondies sur le sujet, malgré qu'elle constitue un élément très important pour les pouvoirs publics afin de lutter contre le gaspillage de l'énergie électrique.

L'étude des élasticité-prix de la demande a montré que les prix peuvent être un outil efficace de politique de maîtrise de la demande énergétique notamment en réduisant la demande annuelle de pointe qui détermine le niveau de l'investissement. Une politique orientée vers les industriels serait à cet égard plus efficace compte tenu de leur sensibilité à court terme. Par ailleurs, à long terme des économies d'énergie peuvent être réalisées.

BIBLIOGRAPHIE

Livres

- BELYAEV.L., (2011) “Electricity Market Reforms : “Economics and policy challenges”, *Springer science*, New York, P3-221.
- CHAPELLE, K., (2008) *Économie industrielle*, Edition Vuibert, Paris, France, P3-205.
- CHEVALIER, J M., (2000), *l'économie industrielle des stratégies d'entreprises,- la contestabilité du marché de la production électrique*, 2eme édition Montchrestien, N° 1526, Paris, P2-300.
- PINDYCK, R. D, RUBINFLED., (2009), *Microéconomie*, Pearson Education, Paris, 2009,P5-798.

Articles:

- ADETUNJI BABATUNDE, M. Isa SHUAIBU, “The demand for residential electricity in Nigeria: a bound testing approach”, *University of Ibadan, Nigeria*, 2006, Nigeria, P1-16.
- ALTOMONTE., H, « Les mutations de l'industrie électrique en Amérique latine : déficiences institutionnelles et de la régulation », *Organisation des Nations Unies, Commission économique pour l'Amérique latine et les Antilles*, 2001, Chili, P3-26.
- « An Americal analysis of Averch-Johnson effect in electricity generation plants”, *East west center: International Graduate Student Conference*, N° 7, 2004, Honolulu, Hawaii. P 1-36.
- ANGELIER, J P., « Électricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée », *Université Pierre MENDES-FRANCE*, 2005, France, P2-36.
- ASHLEY C., B, STERN., J, B., TENENBAUM, “Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems”, *The world Bank*, , 2006, Washington, P 1-167.
- BERNSTEIN., M, A, GRIFFIN.,J, “Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy”, *National Renewable Energy Laboratory*, 2006, California, P 1-99.

- BERNSTEIN.,R, MADLENER.,R, “Short- and long-run electricity demand elasticities at the subsectoral level: a cointegration analysis for german manufacturing industries”, *Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN) & Faculty of Business and Economics*, 2010, German, P1-23
- CRUCIANI., M., « Évolution des prix de l’électricité aux clients domestiques en Europe occidentale », *Gouvernance européenne et géopolitique de l’énergie IFRI*, France, 2011, P6-108.
- DEFEUILLEY, C., « Le secteur électrique aux États-Unis », *Flux*, n° 56-57, 2004, p. 112-126.
- Fan., S. HYNDMAN.,R., “The price elasticity of electricity demand in South Australia”, *Business and Economic Forecasting Unit Monash University*, Clayton, 2010, Victoria, Australia, P 1-29
- GENOUD., C, « Libéralisation et régulation des industries de réseau : diversité dans la convergence ? », *Revue internationale de politique comparée*, Vol. 11, 2004, Bruxelles, P187-204.
- GLACHANT, J M., « Les réformes de l’industrie électrique en Europe », *Centre ATOM Université Panthéon-Sorbonne*, Paris, 2000, P 15-177.
- GLACHANT., J, M, SAGUAN., M, PEREZ., Y, « L’architecture de marchés électriques : l’indispensable marché du temps réel d’électricité », *Revue d’économie industrielle, Varia*, France 2009, P 69-88.
- GÓMEZ, T., “Incentive regulation for distribution companies under electricity competition”, *Lawrence Berkeley National Laboratory*. 1999, California. P 1-16.
- INGLES-LOTZ., R, “The Sensitivity of the South African Industrial Sector’s Electricity Consumption to Electricity Price Fluctuations”, *University of Pretoria*, 2012, South Africa, P2-15.
- JOHANNSEN., K, S, “Regulatory Independence in Theory and Practice – a Survey of Independent Energy Regulators in Eight European Countries”, *AKF Forlaget*, 2003, P7-105.
- KAUFMANN, L. K, DRESHER. S, FENRICK., “Competition in Electricity Supply: Analysis and Experience from Selected Markets”, *PACIFIC ECONOMICS GROUP: LLC*, 2001, P1-95.
- KHANNA1., M, RAO., N, “Supply and Demand of Electricity in the Developing World”, *Annual Review of Resource Economics*, 2009, P1-665.

- LABANDEIRA.,X, LABEAGA., JM, LÓPEZ-OTERO, X, “Estimation of Elasticity Price of Electricity with Incomplete Information”, *Economics for energy*, 2010, Spain P 2-28.
- LAFFONT, J J., « Nouvelles formes de réglementation », *Revue L'Actualité économique*, vol. 69, n° 2, 1993, France, P 3-15.
- LAFFONT, J J., “The new Economics of Regulation Ten years after”, *ECONOMETRICA*, Vol.62, 1994, N°3, P507-537.
- LANGMORE., M, DUFTY., G, “Domestic electricity demand Elasticities”, *Issues for the Victorian Energy Market*, 2004, P4-57.
- PAUL., A, MYERS., E, K., PALMER (2009), “A Partial Adjustment Model of U.S. Electricity Demand by Region, Season, and Sector”, *Resource for the future*, Washington, P 1-23.
- PAUL., L, JOSKOW., P. L, “Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks”, 2006, P2-62.
(http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow_Incentive_2006.pdf)
- PAUYET, J., « Introduction à la théorie de la réglementation », *Centre d'enseignement et de la recherche en analyse économique, École Nationale des Ponts et Chaussées*. France, P 2- 45.
- PERCEBOIS, J., « Énergie et théorie économique : un survol », *Revue d'économie politique*, Vol. 111, 2001, P 815-860.
- PERCEBOIS, J., « La dérégulation de l'industrie électrique en Europe et aux États-Unis : un processus de décomposition-recomposition », *Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie, Cahier n°97.04.08*, 1997, France, P2-41.
- PERCEBOIS., J., « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité », *Revue de l'Institut d'Économie Publique Varia*, N°12, 2003, France, p 71-98.
- PESARAN, M, H., SHIN, Y., “An Autoregressive Distributed Lag Modelling Approach to Cointegration Analysis”, *Department of Applied Economics, University of Cambridge*, England, 1997, P 1-24.
- PESARAN., M. H,SHIN.,Y, SMITH., RJ, “Structural analysis of vector error correction models with exogenous $I(1)$ variables”, *Journal of Econometrics*, 2000, P294-343.
- PESARAN., M. H,SHIN.,Y, SMITH., RJ, “Bounds testing approaches to the analysis of level relationships”, *Journal of Applied Econometrics*, 2001, P290-326.

- « Prix du gaz et de l'électricité dans l'Union européenne en 2011 » (2012), *COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE*, N°366, Page 1-7.
- SHI., G, ZHENG., X, SONG., S, “Estimating Elasticity for Residential Electricity Demand in China”, *The Scientific World Journal*, 2012, P2-6.
- STEINER, F., « L'industrie de l'électricité : réglementation, structure du marché et performances », *Revue économique de l'OCDE*, 2001, N°32, P 160-195.
- VOGELSANG., I, “Incentive regulation and competition in public utility market: a 20 years perspective”, *journal of regulatory economics*, 2002, BOSTON, P 6-27.
- YANAGISAWA., AKIRA, “Estimation of price elasticity of energy demand in Japan considering socio-economic structure changes”, *Energy demand, supply and forecast analysis group: the energy data and modeling center.*, 2011, Japan, P1-16.

Mémoires :

- BENHASSINE, W., *Le processus de libéralisation des industries électriques et gazières européennes à travers les stratégies de fusion-acquisition et d'investissements des firmes- proposition pour une sécurité énergétique renforcée*, 2009, P 8-296, Thèse de doctorat en science économique, centre de l'économie de la Sorbonne, Paris, France, 2009.
- DUBREUIL.,A, *Analyse de la Consommation d'Électricité de la Clientèle Résidentielle du Québec*, 2005, P1-38, Rapport de recherche présenté en vue de l'obtention du grade de Maîtrise en Sciences Économiques, *Université de Montréal*, Montréal, 2005.
- STASIAKOWSKA, A., *Le Marché Intérieur d'Électricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité*, 2008, P4-86, Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme d'études approfondies en études européennes, Institut européen de l'université de Genève, Genève, 2008.

Les textes officiels :

- La loi n° 85/07 du 6 Aout 1985 relative à la production, au transport, à la distribution de l'énergie électrique et à la distribution publique du gaz.
- La loi 02/01 du 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, les activités dans le secteur électrique algérien.
- Décret exécutif N°89-106bis du 27 juin 1989 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°90- 419bis du 22 décembre 1990 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°91- 355 du 5 octobre 1991 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°92- 161 du 21 avril 1992 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°94- 245 du 10 aout 1994 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°95- 119 du 26 avril 1995 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°96- 138 du 15 avril 1996 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°98-264 du 29 aout 1998 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°02- 474 du 24 décembre 2002 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret n° 05-182 correspond au 18 mai 2005 relatif à la régulation des tarifs et la rémunération des activités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz
- Décision D/06-05/CD du 30 mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz ; activité électricité.

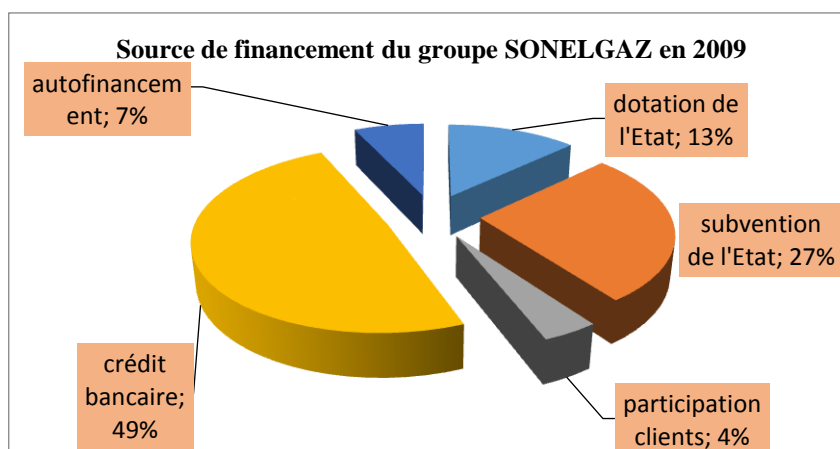
Documents internes à SONELGAZ :

- Budget consolidé SDA 2006-2009
- Budget consolidé SDC 2006-2009
- Budget consolidé SDE 2006-2009

- Budget consolidé SDO 2006-2009
- Bulletin statistique SONELGAZ 2006, 2007, 2008, 2009.
- Historique de l'évolution des tarifs et des prix moyens de l'électricité et du gaz entre 1967-2009- Direction générale du développement et de la stratégie- Direction des affaires de régulation SONELGAZ.
- Rapport d'activité SONELGAZ, 2007,2008, 2009,2010, 2011.
- Rapport de gestion SONELGAZ 2006, 2007, 2008, 2009, 2010
- Rapport d'activité CREG 2010.

ANNEXES

ANNEXE I: SOURCE DE FINANCEMENT DU GROUPE SONELGAZ EN 2009



Source : budget consolidé du groupe SONELGAZ 2009

ANNEXE II : Calcul du tarif au revenu requis pour les sociétés de distribution

LIBELLE	Unités	2006	2007	2008	2009
Fonds propres	MDA	65 700	73 600	76 854	78 017
Taux Rendement des fonds propres	%	8%	8%	8%	8%
Stock de la dette	MDA	19 562	91 601	108 730	36 856
Frais d'emprunts	MDA	856	1 041	1 215	1 975
Coût de la dette	%	4,38%	1,14%	1,12%	5,36%
Coût moyen pondéré du capital	%	7,17%	4,19%	3,97%	7,15%
Base d'actifs en service	MDA	155 920	176998	188351	191711
Bénéfice requis	MDA	11 177	7424	7 473	13 713
Coûts d'exploitation/maintenance	MDA	76 721	88 948	95 411	113 86
Charges d'amortissement/provisions	MDA	13 005	13 702	17 378	17 842
impôts et taxes	MDA	1 631	1 842	1 990	2 132
Revenu Requis Électricité	MDA	102 534	111916	122252	147673

Ventes d'électricité aux clients	GWh	28 613	30 318	32 587	33 817
Tarif de détermination des revenus requis	DA/kWh	3,58	3,69	3,75	4,37
Tarifs en vigueur	DA/kWh	3,26	3,30	3,33	3,39
Gap à couvrir	%	10%	12%	13%	29%
	MDA	9 141	11 927	13 900	33 171

Source : établi à partir des données SONEGAS

Annexe III: Récapitulatif des augmentations des tarifs pour la clientèle HT/MT/BT :

Client HT		Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance DA/kW/mois		Prix de l'énergie active DA/kwh						Prix de l'énergie réactive DA/kvart
			Pmd	PMA	Pointe	Pleine	Nuit	Hors pointe	Jour	Poste unique	
1989	31	30800.00	2.31	11.55	40.27	8.30	3.61	-	-	-	1.90
	32	30800.00	6.16	30.80	-	-	-	-	-	8.38	1.90
1990	31	32648.00	2.45	12.24	42.69	8.8	3.83	-	-	-	2.01
	32	32648.00	6.53	32.65	-	-	-	-	-	8.88	2.01
1991	31	38150.62	2.86	14.3	49.88	10.28	4.47	-	-	-	2.34
	32	38150.62	7.62	38.15	-	-	-	-	-	10.37	2.34
1992	31	120478.3	9.04	45.16	157.5	32.5	14.1	-	-	-	7.39
	32	120478.3	24.06	120	-	-	-	-	-	32.7	7.39
1994	31	155176.1	11.64	58.17	202.9	41.9	18.2	-	-	-	9.52
	32	155176.1	30.99	155	-	-	-	-	-	42.1	9.52
1995	31	171081.60	12.84	64.13	223	46.20	20	-	-	-	10.49
	32	171081.60	34.17	171	-	-	-	-	-	46.4	10.49
1996	31	215986.6	16.21	80.96	282.4	58.3	25.2	-	-	-	13.24

	32	215986.6	43.14	215	-	-	-	-	-	58.6	13.24
1997	31	236082.9	17.72	88.5	308.7	63.8	27.6	-	-	-	14.48
	32	236082.9	47.15	236	-	-	-	-	-	64	14.48
1998	31	250247.9	18.78	93.81	327.2	67.6	29.3	-	-	-	15.35
	32	250247.9	49.98	250	-	-	-	-	-	67.8	15.35
1999	31	281178.5	21.10	105.4	367.7	76	32.9	-	-	-	17.25
	32	281178.9	56.16	281	-	-	-	-	-	76.2	17.25
2000	31	315932.2	23.71	118	413.1	85.4	36.9	-	-	-	19.38
	32	315932.2	63.1	315	-	-	-	-	-	85.6	19.38
2003	31	335172.5	25.15	125	438.3	90.6	39.1	-	-	-	20.56
	32	335172.5	66.94	335	-	-	-	-	-	90.8	20.56
2004	31	345227.6	25.91	129	451.4	93.3	40.3	-	-	-	21.18
	32	345227.6	68.95	354	-	-	-	-	-	93.5	21.18

Clientèle BASSE TENSION

1989	51	26.40	2.75	-	66	17.6	9.79	-	-	-	-
	52	6.12	2.75	-	66	-	-	14.50	-	-	-
	53	6.12	1.37	-	-	-	9.79	-	39.62	-	-
	54	-	0.41	-	-	-	-	-	-	38.5	-
1990	51	27.72	2.89	-	69.30	18.48	10.2	-	-	-	-
	52	6.43	2.89	-	69.30	-	-	15.22	-	-	-
	53	6.43	1.44	-	-	-	10.2	-	41.60	-	-
	54	-	0.43	-	-	-	-	-	-	40.42	-
1991	51	31.48	3.28	-	78.7	20.98	11.6	-	-	-	-
	52	7.30	3.28	-	78.7	-	7	17.28	-	-	-
	53	7.30	1.63	-	-	-	-	-	47.24	-	-
	54	-	0.48	-	-	-	-	11.6	-	-	45.89

							-				
1992	51	46.63	4.86	-	116.6	31.1	17.3	-	-	-	-
	52	10.81	4.86	-	116.6	-	-	25.6	-	-	-
	53	10.81	2.41	-	-	-	17.3	-	70	-	-
	54	-	0.71	-	-	-	-	-	-	68	-
1994	51	77.22	8.05	-	193.1	51.5	28.6	-	-	-	-
	52	17.9	8.05	-	0	-	-	42.4	-	-	-
	53	17.9	3.99	-	193.1	-	28.6	-	115.9	-	-
	54-1	-	1.18	-	-	-	-	-	-	75	-
	54-2	-	1.18	-	-	-	-	-	-	112.6	-
1995	51	118.2	12.32	-	295.6	78.8	43.9	-	-	-	-
	52	27.4	12.32	-	295.6	-	-	64.9	-	-	-
	53	27.4	6.11	-	-	-	43.9	-	177.4	-	-
	54-1	-	1.18	-	-	-	-	-	-	91.1	-
	54-2	-	1.18	-	-	-	-	-	-	172.4	-
1996	51	152.06	15.85	-	380.3	101.4	56.5	-	-	-	-
	52	35.25	15.85	-	380.3	-	-	83.5	-	-	-
	53	35.25	7.86	-	-	-	56.5	-	228.2	-	-
	54-1	-	2.32	-	-	-	-	-	-	108.6	-
	54-2	-	2.32	-	-	-	-	-	-	221.8	-
1997	51	190.16	19.82	-	475.6	126.8	70.6	-	-	-	-
	52	44.08	19.82	-	475.6	-	-	104.4	-	-	-

	53	44.08	9.83	-	-	-	70.6	-	285.4	-	-
	54-1	-	2.9	-	-	-	-	-	-	127.7	-
	54-2	-	2.9	-	-	-	-	-	-	277.4	-
1998	51	197.77	20.61	-	494.6	131.9	73.4	-	-	-	-
	52	45.84	20.61	-	494.6	-	-	108.6	-	-	-
	53	45.84	10.22	-	-	-	73.4	-	296.8	-	-
	54-1	-	3.02	-	-	-	-	-	-	132.8	-
	54-2	-	3.02	-	-	-	-	-	-	288.5	-
1999	51	213.9	22.29	-	535	142.6	79.4	-	-	-	-
	52	49.58	22.29	-	535	-	-	117.4	-	-	-
	53	49.58	11.06	-	-	-	79.4	-	321	-	-
	54-1	-	3.26	-	-	-	-	-	-	143.6	-
	54-2	-	3.26	-	-	-	-	-	-	312	-
2000	51	213.36	24.11	-	578.6	154.6	85.9	-	-	-	-
	52	53.63	24.11	-	578.6	-	-	127	-	-	-
	53	53.63	11.96	-	-	-	85.9	-	347.2	-	-
	54-1	-	3.53	-	-	-	-	-	-	155.4	-
	54-2	-	3.53	-	-	-	-	-	-	337.5	-
2003	51	245.45	25.58	-	613.8	163.7	91.1	-	-	-	-
	52	56.9	25.58	-	613.8	-	-	134.7	-	-	-
	53	56.9	12.69	-	-	-	91.1	-	368.3	-	-
	54-1	-	3.74	-	-	-	-	-	-	158.5	-

	54-2	-	3.74		-	-	-	-	-	358.1	
2004	51	260.4	27.14	-	651.2	173.7	96.7	-	-	-	-
	52	60.36	27.14	-	651.2	-	-	142.9	-	-	-
	53	60.36	13.46	-	-	-	96.7	-	390.8	-	-
	54-1	-	3.97	-	-	-	-	-	-	161.7	-
	54-2	-	3.97	-	-	-	-	-	-	379.9	-
Clientèle MOYENNE TENSION											
1989	41	2310	1.54	6.93	52.08	11.59	6.11	-	-	-	2.73
	42	30.8	2.31	10.78	52.08	-	-	10.79	-	-	2.73
	43	30.8	2.31	9.24	-	-	6.11	-	25.59	-	2.73
	44	30.8	2.31	10.78	-	-	-	-	-	22.45	2.73
1990	41	2448.6	1.63	7.35	55.2	12.28	6.48	-	-	-	2.89
	42	32.64	2.45	11.43	55.2	-	-	11.44	-	-	2.89
	43	32.64	2.45	9.79	-	-	6.48	-	27.12	-	2.89
	44	32.64	2.45	11.43	-	-	-	-	-	23.8	2.89
1991	41	2861.29	1.91	8.59	64.5	14.35	7.57	-	-	-	3.37
	42	38.15	2.86	13.36	64.5	-	-	13.57	-	-	3.37
	43	38.15	2.86	11.44	-	-	7.57	-	31.68	-	3.37
	44	38.15	2.86	13.36	-	-	-	-	-	27.8	3.37
1992	41	5970.25	3.99	17.93	134.6	29.9	15.8	-	-	-	7.03
	42	79.60	5.97	27.88	134.6	-	-	27.9	-	-	7.03
	43	79.60	5.97	23.86	-	-	15.8	-	66.1	-	7.03
	44	79.60	5.97	27.88	-	-	-	-	-	58	7.03
1994	41	8685.2	5.8	26.08	195.8	43.5	23	-	-	-	10.23

	42	115.8	8.68	40.56	195.8	-	-	40.6	-	-	10.23
	43	115.8	8.68	34.71	-	-	23	-	96.2	-	10.23
	44	115.8	8.68	40.56	-	-	-	-	-	84.4	10.23
1995	41	12716	8.5	38.19	286.7	63.7	33.7	-	-	-	10.23
	42	169.5	12.72	59.38	286.7	-	-	40.6	59.4	-	10.23
	43	169.5	12.72	50.82	-	-	33.7	-	-	140.8	10.23
	44	169.5	12.72	59.38	-	-	-	-	-	-	10.23
1996		15752.9	10.53	47.31	355.2	67.2	78.9	41.7	-	-	18.55
		210	15.76	73.56	355.2	-	-	-	73.6	-	18.55
		210	15.76	62.96	-	-	-	41.7	-	-	18.55
		210	15.76	73.56	-	-	-	-	-	153	18.55
1997		18160.4	12.14	54.54	409.5	91	48.1	-	-	-	21.38
		242.1	18.17	84.80	409.5	-	-	84.8	-	-	21.38
		242.1	18.17	72.58	-	-	48.1	-	201.1	-	21.38
		242.1	18.17	84.8	-	-	-	-	-	176.4	21.38
1998		18886.8	12.63	56.72	425.9	94.6	50	-	-	-	22.24
		251.8	18.90	88.19	425.9	-	-	88.2	-	-	22.24
		251.8	18.90	75.48	-	-	50	-	209.1	-	22.24
		251.8	18.90	88.19	-	-	-	-	-	183.5	22.24
1999		20428.0	13.66	61.35	460.6	102.4	54.1	-	-	-	24.05
		272.3	20.44	95.39	460.6	-	-	95.4	-	-	24.05
		272.3	20.44	81.64	-	-	54.1	-	226.2	-	24.05
		272.3	20.44	95.39	-	-	-	-	-	198.4	24.05
2000		22094.9	14.77	66.36	498.2	110.7	58.5	-	-	-	26.01

		294.6	22.11	1301	498.2	-	-	103.2	-	-	26.01
		294.6	22.11	88.3	-	-	58.5	-	244.7	-	26.01
		294.6	22.11	103.1	-	-	-	-	-	214.6	26.01
2003		24359.6	16.28	73.16	549.3	122	64.5	-	-	-	28.68
		324.8	24.38	113.7	549.3	-	-	113.8	-	-	28.68
		324.8	24.38	97.35	-	-	64.5	-	269.8	-	28.68
		324.8	24.38	113.7	-	-	-	-	-	236.6	28.68
2004		26856.5	17.95	80.66	605.6	134.6	71.1	-	-	-	31.62
		358.1	26.87	125.4	605.6	-	-	125.4	-	-	31.62
		358.1	26.87	107.3	-	-	71.1	-	297.4	-	31.62
		358.1	26.87	125.4	-	-	-	-	-	260.8	31.62

Source : Journal officiel

ANNEXE IV : RÉSULTATS DE L'ESTIMATION

1- MODÉLISATION DE LA CONSOMMATION BASSE TENSION

Dependent Variable: DCONS
Method: Least Squares
Date: 05/08/13 Time: 15:37
Sample (adjusted): 1993 2005
Included observations: 13 after adjustments
Convergence achieved after 7 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.058518	0.013043	4.486418	0.0042
@TREND	-0.000422	0.000942	-0.448037	0.6699
DCONS(-1)	0.142438	0.229458	0.620758	0.5576
DCONS(-2)	-0.872082	0.239698	-3.638251	0.0109
DPRIXELEC	-0.220913	0.076765	-2.877762	0.0281
DREVENU	0.188087	0.191612	0.981605	0.3642
AR(1)	-0.773898	0.184048	-4.204883	0.0057
R-squared	0.755440	Mean dependent var	0.027497	
Adjusted R-squared	0.510881	S.D. dependent var	0.015783	
S.E. of regression	0.011038	Akaike info criterion	-5.871211	
Sum squared resid	0.000731	Schwarz criterion	-5.567007	
Log likelihood	45.16287	F-statistic	3.088982	
Durbin-Watson stat	2.088695	Prob(F-statistic)	0.097861	
Inverted AR Roots	- .77			

Dependent Variable: CONS
Method: Least Squares
Date: 05/08/13 Time: 11:44
Sample: 1989 2005
Included observations: 17

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.727682	0.429806	6.346315	0.0000
PRIXELEC	-0.102529	0.039223	-2.614044	0.0214
REVENU	0.193336	0.080736	2.394653	0.0324
@TREND	0.029862	0.001400	21.32713	0.0000
R-squared	0.995323	Mean dependent var	3.877846	
Adjusted R-squared	0.994244	S.D. dependent var	0.154627	
S.E. of regression	0.011731	Akaike info criterion	-5.850843	
Sum squared resid	0.001789	Schwarz criterion	-5.654793	
Log likelihood	53.73217	F-statistic	922.2847	
Durbin-Watson stat	1.979333	Prob(F-statistic)	0.000000	

2- MODÉLISATION DE LA CONSOMMATION INDUSTRIELLE ET COMMERCIALE :

Dependent Variable: DCONS
 Method: Least Squares
 Date: 05/11/13 Time: 21:08
 Sample (adjusted): 1993 2005
 Included observations: 13 after adjustments
 Convergence achieved after 8 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.028977	0.005295	-5.472562	0.0054
@TREND	0.002902	0.000418	6.935369	0.0023
DCONS(-1)	2.161164	0.275567	7.842597	0.0014
DCONS(-2)	-0.251013	0.132504	-1.894380	0.1311
DPRIX	-0.703174	0.112848	-6.231148	0.0034
DPROD	0.040320	0.040022	1.007447	0.3707
DPROD(-1)	-0.397444	0.066157	-6.007589	0.0039
DEMPLOI	-0.329341	0.053291	-6.180081	0.0035
AR(1)	-1.123441	0.119260	-9.420110	0.0007
R-squared	0.910845	Mean dependent var	0.016274	
Adjusted R-squared	0.732536	S.D. dependent var	0.008709	
S.E. of regression	0.004504	Akaike info criterion	-7.761637	
Sum squared resid	8.12E-05	Schwarz criterion	-7.370518	
Log likelihood	59.45064	F-statistic	5.108221	
Durbin-Watson stat	3.163682	Prob(F-statistic)	0.066238	
Inverted AR Roots	-1.12			
	Estimated AR process is nonstationary			

Dependent Variable: CONS
 Method: Least Squares
 Date: 05/06/13 Time: 15:39
 Sample (adjusted): 1991 2005
 Included observations: 15 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
CONS(-1)	1.023124	0.237649	4.305197	0.0015
CONS(-2)	0.091133	0.208041	0.438054	0.6707
PRIX	-0.124339	0.049549	-2.509424	0.0309
PROD	-0.006130	0.055191	-0.111064	0.9138
EMPLOI	-0.035409	0.053424	-0.662795	0.5224
R-squared	0.993084	Mean dependent var	4.022409	
Adjusted R-squared	0.990318	S.D. dependent var	0.076287	
S.E. of regression	0.007506	Akaike info criterion	-6.684929	
Sum squared resid	0.000563	Schwarz criterion	-6.448912	
Log likelihood	55.13697	Durbin-Watson stat	1.959916	