

**ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DE MANAGEMENT
ENSM ALGER**



**MASTER ACADEMIQUE EN ECONOMIE INDUSTRIELLE DES RESEAUX ET
INFRASTRUCTURES**

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

THEME

**SONELGAZ dans un contexte de libéralisation du marché électrique
algérien**

Elaboré par :

TOUMI Imane

Encadré par :

Dr. BENHASSINE Wassim

2^{ème} promotion

Septembre 2014

**ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DE MANAGEMENT
ENSM ALGER**



**MASTER ACADEMIQUE EN ECONOMIE INDUSTRIELLE DES RESEAUX ET
INFRASTRUCTURES**

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

THEME

**SONELGAZ dans un contexte de libéralisation du marché électrique
algérien**

Elaboré par :

TOUMI Imane

Encadré par :

Dr. BENHASSINE Wassim

2^{ème} promotion

Septembre 2014

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à mes deux promotrices au sein de SONELGAZ ; Mme. BENSALEM Ratiba et Mlle BOUTOUIS Fatiha, ainsi qu'à Mlle GUENDOUR Nawel et M. HAICHEUR Mohamed.

Je remercie, également, mon encadreur au niveau de l'école M. BENHASSINE Wassim pour son implication et sa disponibilité, et messieurs BELARBI Yacine, KEFIF M. Benaouda, HAMMOUDI Abdelhakim, et SOUAM Said pour leurs précieux conseils, ainsi que tous mes enseignants durant ces deux années d'études à l'ENSM.

Mes chers parents et ma sœur qui m'ont toujours soutenue et qui continuent à me soutenir dans tout ce que j'entreprends.

Enfin, je remercie mes amis qui m'ont aidée à mener à bien le présent mémoire, j'ai nommé : Mlle CHABOUNI Naima, M. BELAZOUGUI Mehdi, et M. DELIH Sofiane, le staff de l'ENSM, et toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ملخص

تعرف صناعة الكهرباء بتعقيدها الراجع إلى طبيعة منتوجها الذي يعد أساسيا إلى جانب منشآتها الضخمة وفروعها المتعددة و الهيئات المشرفة على سيرها الحسن. تقبل هذه الصناعة أشكالا تنظيمية عديدة حتى تتمكن من تحقيق الفعالية. من هذا المنطلق, قررت الحكومة الجزائرية بدء أشغال إعادة الهيكلة سنة 2002 التي و للأسف لم تثمر بعد. تهدف هذه الأطروحة لكشف العوائق الحائلة دون بزوغ منافسة فعلية, كما تستطلع إلى توقع ردة فعل الزبائن الأحرار إزاء الأسعار الجديدة و إنشاء نموذج للمنافسة القائمة بين شركة سونلغاز ومنافسها المحتمل على الشريحة المقيدة من الزبائن.

مفتاح الكلمات:

صناعة الكهرباء, تجميد الأسعار, السوق الحرة, الزبائن الأحرار, منافس محتمل, مرونة الأسعار, الاحتكار الثنائي.

RESUME

L'industrie électrique est une industrie très complexe de par la nature de son produit qualifié bien de première nécessité, mais aussi de par ses infrastructures colossales, ses multiples branches, et les institutions qui veillent à son bon fonctionnement. Plusieurs configurations sont envisageables pour cette industrie à la perpétuelle recherche d'efficacité. C'est dans cette optique que l'Etat algérien a lancé, en 2002, un chantier de restructuration qui n'a pas encore abouti. Ce travail vise à déceler les entraves dressées face à l'introduction effective de la concurrence, à prévoir la réaction des clients éligibles face aux nouvelles données tarifaires, et à modéliser la concurrence entre SONEGAS et un éventuel nouvel entrant sur le segment captif.

Mots clés :

Industrie électrique, gel des tarifs, marché libéralisé, clients éligibles, concurrent potentiel, élasticité prix de la demande, duopole.

ABSTRACT

The electrical industry is well known to be one of the most complicated due to its product considered as a basic commodity, in addition to its huge infrastructures, multiples branches, and the institutions created to oversee its work. Many configurations are possible for this ongoing efficiency seeking industry. On this basis, the Algerian government undertook to restructure its own industry in 2002, an action which has still not yet led to its end. This project aims to disclose the obstacles facing an effective competitive market, to forecast the reaction of the eligible consumers towards requested prices, and finally, to model competition between SONEGAS and a potential new entrant on the captive segment.

Key words:

Electrical industry, rate-freeze, liberalized market, eligible clients, potential competitor, price elasticity, duopoly.

LISTE DES ABBREVIATIONS

ADF : Augmented Dickey-Fuller

ARAM : Automatic Rate Adjustment Mechanism

BETTA : British Electricity Transportation and Trade Arrangement

BT : Basse Tension

Cal-ISO : California Independent System Operator

CalPX : California Power Exchange

CCGT : Combined Cycle Gas turbine

CM : Coût Moyen

Cm : Coût Marginal

CME : Conseil Mondial de l'Energie

CMV : Coût Moyen Variable

C.T. : Court terme

CT : Coût Total

CREG : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

D : Demande

DA : Dinar Algérien

ECT : Error Correction Term

EDF : Electricité De France

ELTAM : Artère électrique entre l'Egypte, la Lybie, la Tunisie, l'Algérie, et le Maroc

ENEL : Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (Italie)

EPACT : Energy Policy Act

EPIC : Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial

EPSCJ : *Electric Power System Council of Japan*

FERC : Federal Energy Regulatory Commission

GWh : Giga Watt par heure

GRT : Gestionnaire du réseau de Transport

GRTE : Gestionnaire du réseau de Transport d'Electricité (GROUPE SONELGAS)

GRTG : Gestionnaire du réseau de Transport de Gaz (GROUPE SONELGAS)

HT : Haute Tension

IPC : Indice des Prix à la Consommation

IPP : Independant Power Plan

kV : Kilo Volt

kWh : Kilo Watt par heure

L.T. : Long Terme

MEDA : Mesures d'Ajustement

MEM : Ministère des Energies et des Mines

MT : Moyenne Tension

MWh : Méga Watt par heure

NETA : New Electricity Trade Arrangement

NVE : Norges Vassdrags- og Energidirektorat (Office de l'Energie et de l'Eau)

OFGEM : Office of Gas and Electricity Markets

OLS : Ordinary Least Squares

VIC : Virtically Integrated Company

OM : Opérateur de Marché

OS : Opérateur Système

OTC : Over The Counter

PURPA : Public Utility Regulatory Policies
Act

P : Prix

PIB : Produit Intérieur Brut

Q : Quantité

ROR : Rate Of Return

SC : Surplus du Consommateur

SD : Société de Distribution

SDA : Société de Distribution d'Alger

SDC : Société de Distribution du Centre

SDE : Société de Distribution de l'Est

SDO : Société de Distribution de l'Ouest

SKB : Shariket Kahraba Berrouaghia

SKD : Shariket Kahraba Koudiet Eddraouch

SKH : Shariket Kahraba Hadjeret EnNouss

SKS : Shariket Kahraba Skikda

SKT : Shariket Kahraba Terga

SNE : Société Nationale D'électricité

SP : Surplus du Producteur

SPE : Société de Production d'Electricité
(GROUPE SONELGAZ)

SPP 1 : Solar Power Plant One

SW : Social Welfare

TAG : Turbine A Gaz

LISTE DES TABLEAUX

Tableau n°1 : Prix de détail de l'électricité HT avant et après les réformes dans quelques pays européens de 1997 à 2003	27
Tableau n°1 : Prix de détail de l'électricité MT avant et après les réformes dans quelques pays européens de 1997 à 2003	27
Tableau n°1 : Prix de détail de l'électricité BT avant et après les réformes dans quelques pays européens de 1997 à 2003	28
Tableau n° 4: Récapitulatif des estimations de l'élasticité prix de la demande industrielle dans le monde.....	65

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Logique du « merit order ».....	16
Figure 2: Modèle 1 – Monopole verticalement intégré.....	20
Figure 3: Modèle 2 – Acheteur unique.....	21
Figure 4 : Modèle 3 – Concurrence sur le marché de gros.....	22
Figure 5: Modèle 4 – Concurrence sur le marché de gros et de détail.....	24
Figure 6 : Cadre conceptuel de la libéralisation de l'industrie électrique.....	25
Figure 7: Remplacement des mécanismes de contrôle du monopole verticalement intégré par les mécanismes de marché.....	33
Figure 8: Forme extensive des interactions stratégiques entre l'opérateur historique et l'entrant potentiel.....	36
Figure 9 : Schéma cible de la réforme de l'industrie électrique en Algérie.....	37
Figure 10: Schéma actuel de l'industrie électrique Algérienne.....	40
Figure 11 : Exemple de variation journalière de la demande d'électricité en Algérie.....	45
Figure 12: Modèle de détermination de prix sur le marché spot.....	46
Figure 13: la courbe de screening comme outil d'aide à la décision d'investissement.....	48
Figure 14 : structure de coûts d'une firme à rendements d'échelle croissants.....	49
Figure 15: Tarification binomiale de COASE.....	50
Figure 16: Tarification binomiale de WILLIG.....	51
Figure 17: l'élasticité prix d'une fonction de demande affine.....	67
Figure 18: Evolution de la consommation électrique agrégée HT et MT en parallèle avec l'évolution de son prix réel.....	68
Figure 19: Résultat de l'estimation de l'élasticité prix de la demande électrique HT/MT de long terme.....	70
Figure 20: Test de stationnarité des résidus de long terme Augmented Dickey-Fuller.....	71
Figure 21: Résultat de l'estimation de l'élasticité prix de la demande électrique HT/MT de court terme.....	72
Figure 22: Test de stationnarité des résidus de court terme Augmented Dickey-Fuller.....	72
Figure 23 : Simulation sur la recette de SONELGAS sur l'électricité HT/MT entre prix gelé et prix requis pour l'année 2010.....	74
Figure 24 : Situation concurrentielle probable du marché électrique algérien.....	77
Figure 25 : Quantité / prix du monopole privé et du monopole régulé.....	79

SOMMAIRE

CHAPITRE PREMIER : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis.....14

1. Présentation de l'industrie électrique15
2. Libéralisation de l'industrie électrique.....25
3. L'expérience algérienne dans l'ouverture du marché de l'électricité.....37

CHAPITRE DEUXIEME : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché.....43

1. Formation des prix sur les marchés libéralisés de l'électricité.....44
2. La Régulation tarifaire de l'industrie électrique en Algérie.....51
3. Structure tarifaire actuelle de SONELGAZ.....59

CHAPITRE TROISIEME : SONELGAZ dans un contexte concurrentiel.....63

1. La sensibilité des clients éligibles face au prix de l'électricité.....64
2. SONELGAZ face à une menace d'entrée sur le segment industriel : duopole de Stackelberg.....77
3. Pistes futures de recherche.....88

INTRODUCTION GENERALE

Les études réalisées sur l'énergie ont connu un grand essor durant ces dernières années grâce à l'intérêt qu'elles portent à la relation entre l'énergie et le développement économique. L'électricité occupe une place privilégiée entre ces études, car c'est l'énergie la plus utilisée sur l'échelle industrielle tout comme pour les besoins domestiques et commerciaux. Le développement économique d'un pays suit souvent la tendance et la sensibilité des industriels dans la consommation électrique.

Afin d'intégrer la zone de libre-échange euro-méditerranéenne, en général, et le marché électrique européen en particulier, le législateur algérien a emboité le pas aux réformes des industries électriques de par le monde, qui prêchent l'ouverture à la concurrence pour améliorer le bien-être social à travers la multiplication des opérateurs électriques pour aboutir à des prix de plus en plus bas. En effet, une loi ouvrant le segment de la production à la concurrence et introduisant la notion de clients éligibles a été promulguée en 2002 dans un prélude à une ouverture plus générale du marché qui touche toutes les filières de l'industrie à l'exception du transport qui a la propriété de monopole naturel. A l'instar de la France, l'Allemagne, la Belgique ou encore le Portugal, ces réformes ne prévoient pas le démantèlement ou la privatisation de l'opérateur historique (Glachant 2005).

Cette démarche a apporté, entre autres, de nouveaux producteurs indépendants qui assurent près de la moitié¹ de la demande adressée à SONEGGAZ à travers des contrats bilatéraux, et non sur la bourse de l'électricité. Or, l'économie de marché dans les pays ex-communistes ou à orientation socialiste comme fut l'Algérie doit reposer sur des institutions appropriées (COASE 1992) qui veillent sur la phase de transition et préviennent les effets malvenus de la libéralisation.

Le parc électrique algérien connaît un vieillissement conjugué à une perte d'efficacité productive (CME 2014) et peine à être réactif sur la demande surtout en périodes de super pointe. Le statut actuel de distributeur unique attribué à SONEGGAZ auprès des clients finals lui permet de percevoir des subventions étatiques pour garantir les quantités nécessaires à la

¹ « 46% » Bulletin statistiques 2012, SONEGGAZ.

sécurité énergétique et couvrir les déficits accusés par sa structure de coûts contraignante et par le gel des tarifs imposé depuis 2005.

L'offre de l'opérateur historique est souvent classée la plus attractive en termes de prix, cependant pour l'Algérie, à moins que les prix de SONELGAZ ne restent régulés elle ne sera pas en mesure de proposer des prix compétitifs à cause de sa structure de coûts non maîtrisée. Actuellement, même les clients éligibles préfèrent rester sous le système à tarifs qui continue de proposer les mêmes prix depuis presque 10 ans maintenant. L'avènement de la concurrence pourrait les contraindre à choisir un fournisseur ; leurs choix s'orienteront évidemment vers les offres les plus basses à moins qu'ils ne soient plus portés sur la fiabilité et la relation client-fournisseur bâtie avec SONELGAZ.

La loi de 2002 a également ouvert le champ aux investisseurs privés qui sont désormais autorisés à produire de l'électricité et à s'interconnecter au réseau de transport. Il existe aujourd'hui des producteurs indépendants ayant réservé toute leur production à SONELGAZ via des contrats de long terme. Mais une fois les concurrents potentiels de SONELGAZ établis, ils peuvent alimenter la clientèle éligible sans intermédiaire, et la clientèle captive comme fournisseur des sociétés de distribution de SONELGAZ.

Pour les besoins de notre étude, nous avons choisi le GROUPE SONELGAZ car il est encore le seul à représenter la quasi-totalité de l'industrie électrique algérienne. Nous avons été accueillis dans la Direction Générale de la Stratégie et de la Perspective au sein de la Direction des Affaires de Régulation.

Notre étude a été scindée en deux parties. L'objet de la première s'articule autour de la sensibilité au prix des clients industriels dont la majorité est maintenant libre de choisir son fournisseur. L'objet de la deuxième partie traite du positionnement stratégique de SONELGAZ dans un contexte concurrentiel et des impératifs de sa mission de service public.

La problématique de notre étude s'inscrit alors en prévision à l'émergence de nouvelles capacités de production chez les producteurs indépendants ou à l'installation d'un nouveau concurrent de SONELGAZ qui soit en mesure de proposer des offres plus attrayantes.

- ❖ **Quels sont les freins à l'ouverture effective du marché électrique algérien ?**
- ❖ **Quel est le degré de sensibilité des clients éligibles face au prix de l'électricité ?**
- ❖ **Jusqu'à quelle mesure l'Etat est prêt à accorder des subventions à SONELGAZ pour garantir la sécurité énergétique ?**

Afin de répondre, dans un premier temps, à ces interrogations nous avons avancé les hypothèses suivantes :

Hypothèse première : Les clients éligibles sont très sensibles au prix de l'électricité.

Hypothèse seconde : Les subventions rétrécissent avec l'inefficience de SONELGAZ.

Méthodologie :

Afin de mener à bien ce travail, nous avons d'abord procédé par une étude descriptive portant sur les caractéristiques de l'industrie électrique qui fait ressortir ses spécificités techniques et économiques. Nous avons également passé au crible certaines industries électriques libéralisées afin de connaître leurs motivations dans cette démarche et de constater leurs réalisations jusqu'à présent. Aussi, nous avons dressé un état des lieux du chantier de restructuration de l'industrie électrique algérienne avec ses obstacles et ses perspectives. La régulation tarifaire a, également, été de mise pour expliciter les missions de la régulation tarifaire et délimiter le champ des prérogatives du régulateur algérien.

La dernière partie du présent travail se veut analytique car elle fait appel dans un premier temps à l'outil économétrique pour déterminer l'élasticité des clients industriels face à la variation des prix, et à la théorie des jeux dans un second temps afin de modéliser la concurrence entre SONELGAZ et un entrant potentiel.

Pour ce faire, le présent travail a été réparti en trois chapitres ; nous avons procédé dans le chapitre premier par des notions théoriques afin de présenter l'industrie électrique en général et l'industrie algérienne en particulier. Le chapitre deuxième a porté sur la régulation tarifaire et a explicité le type de régulation appliqué en Algérie. Enfin, le chapitre troisième a modélisé les actions de SONELGAZ en instance d'ouverture, et dans un contexte concurrentiel.

I. CHAPITRE PREMIER : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

❖ **Présentation de l'industrie électrique.**

❖ **Libéralisation de l'industrie électrique.**

❖ **L'expérience algérienne dans l'ouverture du marché de l'électricité.**

Introduction :

L'électricité est au cœur de nos opérations quotidiennes les plus anodines, c'est pour cela qu'il faut comprendre les changements annoncés pour cette industrie afin de savoir qu'est ce qui changera vraiment pour le consommateur, qu'est ce qui sera libéralisé, comment sera organisée l'industrie désormais,...autant de questions auxquelles nous allons répondre tout au long de ce chapitre à travers ses trois sections traitant respectivement de la présentation de cette industrie, de sa libéralisation, et qui se termine par un aperçu sur l'industrie électrique algérienne entre son état actuel et ses perspectives.

1. Présentation de l'industrie électrique :

De nos jours, la source d'énergie dominante reste l'électricité tant pour les besoins domestiques qu'industriels. Pour assurer son approvisionnement de manière fiable, il existe toute une industrie répartie en quatre branches : production, transport, distribution, et commercialisation. L'interdépendance des ces branches donne à l'électricité son caractère de bien réseau.

1.1. Structure de l'industrie électrique :

Le fonctionnement de l'industrie électrique requière le passage par une longue filière tantôt organisée sous régime de monopole et tantôt sous régime de marché. Le transport et la distribution ne peuvent se libéraliser en raison de leur caractéristique de monopole naturel pas rentable si dupliqué.

1.1.1. La production de l'électricité :

Pour la production de l'énergie électrique, il est fréquent de brûler les combustibles (gaz, pétrole, charbon, biomasse) afin d'en dégager une vapeur condensée laquelle fera tourner des hélices. A l'aide d'un alternateur, on fait convertir le mouvement de rotation des hélices en énergie électrique. Cependant, ce processus présente un défaut majeur ; celui de la perte d'énergie, car en moyenne une centrale thermique n'est en mesure de récupérer que 35% à 50%² d'énergie électrique et le reste se transforme en vapeur, d'où l'utilisation de la cogénération pour profiter à la fois de l'énergie électrique et des fuites de chaleur pour des fins de chauffage. Le type d'énergie obtenue est appelé non renouvelable car une fois les combustibles, appelés également énergie stock, consommés, il est impossible de les réutiliser

² SOLIER Boris, TROTIGNON Raphael, « *COMPRENDRE LES ENJEUX ENERGETIQUES* », éditions Pearson, Paris, 2010. p 42.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

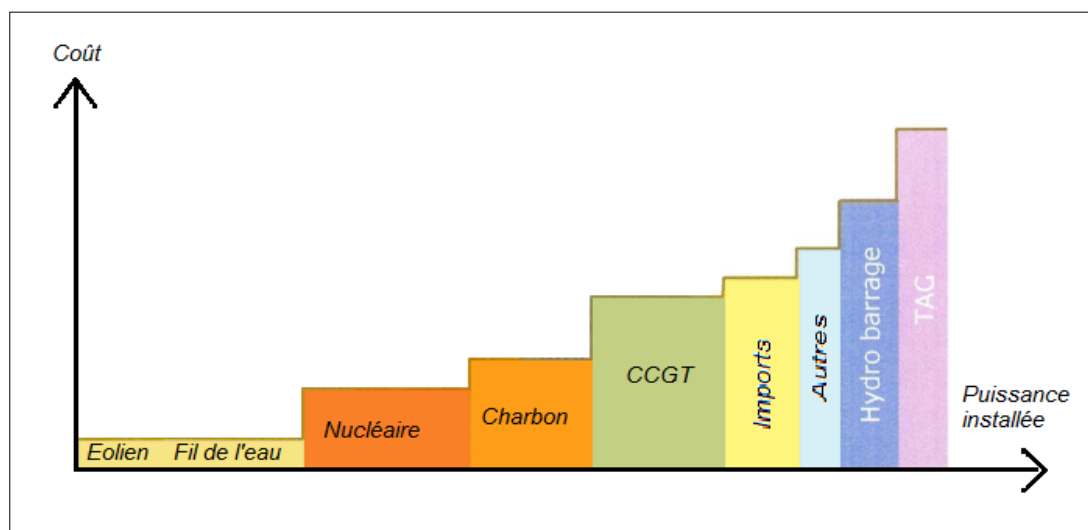
à cette fin. L'électricité nucléaire, bien qu'elle n'obéisse pas au même mode de transformation de l'énergie fossile, car générée à partir de réactions nucléaires, est considérée elle aussi comme une énergie non renouvelable.

Aussi, il existe d'autres énergies primaires ; énergies flux (énergie hydraulique, énergie solaire,...) destinées à la production de l'électricité qui contrairement aux énergies stock, sont réutilisables plus d'une fois.

Au niveau mondial, l'énergie fossile occupe la première place dans la production de l'électricité avec près de 70% d'utilisation, répartis entre 40% pour le charbon, 21% pour le gaz, et 6 % pour le pétrole. Le nucléaire et l'hydraulique occupent 15% chacun de la production mondiale, les 3% restant sont assurés par la biomasse, le solaire, et l'éolien.³ Le mix énergétique algérien est prédominé par les turbines à gaz naturel à 44,5 % suivi de près par le cycle combiné CCGG à 34,4 %, ensuite par Les turbines à vapeur à 17,4%, et les 4% restant sont fournis par les centrales hybrides, hydrauliques, et diesel.

Comme l'électricité est un bien non stockable, la production doit sans cesse suivre la demande au risque de se retrouver avec des excédents ou occasionner des coupures. La demande varie selon les saisons, l'heure de la journée, ou parfois de manière exceptionnelle. Ainsi, il existe des périodes de *base* où l'on enregistre les plus bas niveaux de consommation, périodes de *semi-base* où la consommation dépasse d'une manière prévisible celle de la période de base, période de *pointe* qui est celle des pics journaliers ou des soirs d'hiver.

Figure 6 : Logique du « merit order »



Source : PERCEBOIS Jacques⁴

³ SOLIER Boris, TROTIGNON Raphael, ibid. P 43.

⁴ Largement inspiré de PERCEBOIS Jacques, « TARIFICATION DE L'ELECTRICITE: PRINCIPES ET APPLICATIONS », CREDEN, Séminaire de Tunis, 2010, p 34.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

Pour répondre efficacement aux variations de la demande et pour rentabiliser les investissements, les centrales électriques sont mobilisées suivant un ordre de mérite : pour les périodes de *base* il est préférable d'utiliser des centrales nucléaires, car le fonctionnement en continu requis pour l'alimentation de la demande de base permet d'amortir leurs lourds investissements, de profiter de leurs coûts de production très faibles, mais aussi de parer à leur faible réactivité (difficulté et lenteur liées à l'allumage et à l'extinction).

Les centrales fossiles servent généralement à alimenter les demandes de *semi-base* et de *pointe* car elles sont relativement moins coûteuses, plus réactives. Pour la période de *d'extrême pointe*, les producteurs font recours à des dispositifs d'appoint (fossile, ou hydraulique) très réactifs mais produisant peu d'énergie à des coûts très élevés. Pour les demandes exceptionnelles, on rachète l'excédent d'électricité sur des marchés étrangers ; processus dénommé fourniture en dentelle.

Ce sont autant de raisons qui incitent les producteurs à disposer d'un *mix énergétique* en cumulant un arsenal diversifié de moyens de production pour répondre à tout moment et au moindre coût aux fluctuations de la demande d'électricité.

1.1.2. Le transport et la distribution de l'électricité :

Le transport d'électricité depuis le producteur jusqu'aux consommateurs finals s'opère à travers 3 grands types de réseaux :

- **Le réseau de transport à haute tension** : il est amplifié à 225 kV et 400 kV pour deux raisons : la première étant technique est celle d'éviter les pertes thermiques (plus connues sous l'effet de Joule⁵) liées à la faible intensité du courant, et la seconde est économique et concerne les économies d'échelle réalisées grâce à de grands investissements d'où l'impossibilité de sa duplication et son organisation en monopole naturel. Il couvre généralement de très vastes territoires, depuis le lieu de production jusqu'aux abords des zones de consommation.
- **Les réseaux de répartition à haute tension** : 63 kV et 90 kV, ils servent à couvrir des territoires plus réduits et font office de jonction entre le réseau de transport avec les réseaux de distribution.
- **Les réseaux de distribution à moyenne et basse tension** : 230 V, 400 V, et 20 kV. Ils desservent les consommateurs finals tels que les industriels, les commerces et administrations, et les foyers. Ils sont généralement organisés en

⁵ Transformation de l'électricité en chaleur

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

monopoles locaux ou bien soumis à la concurrence sous forme de concessions de l'opérateur historique.

Ces trois types de réseaux sont reliés entre eux grâce à des transformateurs pouvant alterner le courant d'un niveau de tension à un autre.

Le réseau électrique est doté d'un système de pilotage pour coordonner les programmes de production et les quantités demandées ; il s'agit de l'Opérateur Système. Pour ce faire il requiert un dispatching national relié à des dispatchings régionaux pouvant estimer la demande et l'approvisionner par le circuit le moins coûteux, ils permettent également d'éviter la diffusion d'une panne sur tout le réseau et de faciliter la reprise après les coupures.

1.1.3. La commercialisation de l'électricité :

Elle englobe tout ce qui a trait à la vente en détail aux consommateurs finals (industries, tertiaires, foyer...) et les services correspondants (facturation, dépannage...). Les fournisseurs dégagent des marges très faibles en raison des coûts substantiels cumulés à l'amont de la filière. Ces marges risquent de devenir encore plus faibles avec l'introduction de la concurrence avec les autres distributeurs et parfois même avec les producteurs.

1.1.4. Spécificités de l'industrie électrique⁶ :

Pour appréhender les spécificités de cette industrie il convient de la segmenter en 3 catégories traitant de la nature du bien électrique, de l'accès à l'industrie, et enfin de l'importance sociale et économique de l'industrie.

L'électricité est un bien extrêmement homogène produit par le biais de techniques très variées allant de la condensation des combustibles fossiles, aux réactions nucléaires, jusqu'à l'énergie hydraulique ou éolienne et même solaire...etc... Bien qu'il soit destiné à alimenter des usages captifs (domestique, commercial...) et non captifs (industriel...) pendant ou hors périodes de pointe, sa demande de court terme demeure fortement inélastique car les clients ne peuvent pas s'adapter rapidement aux variations des prix et pire encore ne peuvent pas stocker l'électricité.

En ce qui concerne l'accès à l'industrie, il requière des investissements colossaux qui sont pour la plupart irrécupérables (coûts échoués) en cas de refonte de l'industrie. Le retour sur ces investissements se fait sur le long terme. Comme c'est un bien réseau, les acteurs de la filière sont constamment soumis à une forte interdépendance. Le choix d'investissement dans

⁶ BENHASSINE Wassim, «LES INDUSTRIES ENERGETIQUES : PETROLE, ELECTRICITE, GAZ, EnR », cours économie industrielle appliquée, ENSM Alger, p 31.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

un type de centrale et pas un autre (niveau des coûts fixes, niveau des coûts variables, sécurité d'approvisionnement en matières premières...) s'avère décisif pour la compétitivité de l'opérateur qu'il y va de sa capacité d'adaptation aux variations de la demande.

Sur le plan social et économique, le régulateur doit veiller à la fiabilité de l'approvisionnement de ce bien vital, et à ce que les fournisseurs d'électricité ne profitent pas de leur position de force vis-à-vis des consommateurs inélastiques, c'est dans cette optique que les fervents défenseurs de la libéralisation préconisent l'ouverture de marché pour instaurer une concurrence effective et faire baisser les prix.

1.1.5. Spécificités de la demande d'électricité :

La demande électrique est connue pour suivre les heures de la journée, ou les jours de la semaine, le type de consommateur, les changements météorologiques (pour la demande résidentielle), et l'activité économique (pour la demande industrielle). C'est pour cela qu'on parle de caractère journalier et saisonnier de la demande et qu'il existe des profils annuels de consommation d'électricité.

C'est différentes caractéristiques de la demande lui donnent un aspect fluctuant qui contraint les producteurs à disposer d'un mix énergétique varié afin de répondre aux différents niveaux de demande (base, semi-pointe, pointe,...) au moindre coût. Ainsi, pour des raisons de rentabilité, les centrales les plus coûteuses en termes de coûts fixes et peu coûteuses en coûts variables fonctionnent en continu et sont destinées à alimenter la demande de base, et inversement les centrales les moins coûteuses et dont les coûts variables sont élevés servent la demande de pointe caractérisée par une courte durée.

1.2. Organisation institutionnelle des marchés électriques⁷ :

Historiquement, aux Etats-Unis, en Europe, et par la suite partout dans le monde, cette industrie fut organisée en monopole verticalement intégré régulé par l'Etat en raison de la nature de ce bien réseau dont il ne serait pas rentable d'en dupliquer certaines infrastructures. Cette organisation fut rapidement délaissée par certains Etats aux Etats-Unis au profit d'une multitude de producteurs privés recherchant le gain rapide orchestrés par un gouvernement décentralisé. Ainsi, l'industrie électrique américaine n'a pas su faire face à ces heures les plus sombres suite aux chocs pétroliers de 1973 et 1986, à la récession, et au ralentissement de la croissance.

⁷ BELYAEV Lev S., «ELECTRICITY MARKET REFORMS-ECONOMICS AND POLICY CHALLENGES », éditions Springer, Russie, 2011, P51.

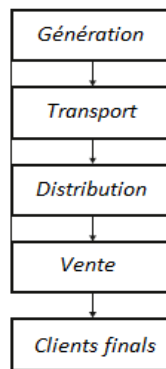
Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

C'est alors qu'est née la réflexion autour de la question et on peut aujourd'hui recenser quatre modèles génériques d'organisation du marché de l'électricité qui peuvent plus ou moins varier selon les spécificités des pays.

1.2.1. Modèle 1 - Monopole verticalement intégré :

Au début du siècle dernier, les industries électriques ayant émergé en dehors de la sphère étatique se sont graduellement transformées en monopoles. Une fois reconnues comme monopoles naturels, ces entreprises verticalement intégrées ont assuré la production, le transport, la distribution et la vente de l'électricité. Cependant, des producteurs privés peuvent interagir avec le monopole naturel soit en achetant ou en alimentant le réseau électrique de ce dernier sur la base d'accords mutuellement avantageux.

Figure 2: Modèle 1 – Monopole verticalement intégré



Source : BELYAEV Lev S.⁸

Ce modèle est louable de par sa possibilité à réaliser d'importantes économies d'échelle et d'en faire bénéficier les consommateurs finals par des prix relativement bas. Il assure également la sécurité énergétique en garantissant un approvisionnement en continu. Toutefois, la régulation est indispensable dans ce modèle pour limiter le pouvoir de marché du monopole, et en dehors de l'asymétrie d'information la régulation traditionnelle du monopole présente un inconvénient majeur si c'est un régime *Cost –Of-Service* qui lui permet d'inclure tous les coûts d'investissements (même ceux qui ne sont pas optimaux) dans les prix de détail et entraînant une dynamique de surcapitalisation (effet Averch-Johnson⁹).

⁸ BELYAEV Lev S., Op.cit., p 52

⁹ AVERCH H. et JOHNSON L. L. « *BEHAVIOR OF THE FIRM UNDER REGULATORY CONSTRAINT* », American Economic Review, 52 (5), 1962, p1052–1069.

Cet effet est le résultat d'une régulation qui indexe le taux de marge de la firme sur le capital investi. La firme surcapitalise afin d'augmenter son profit sans pour autant augmenter sa production.

- **Exemple des monopoles verticalement intégrés au Canada :**

Les 2 seules expériences de libéralisation dans les provinces de l'Ontario et de l'Alberta se sont traduites par des prix excessivement élevés et volatiles, des abus de pouvoir de marché, manque de capacités de réserve...etc. Autant de facteurs qui ont dissuadé les autres Etats de leur emboîter le pas. Le marché libéralisé dans l'Alberta fut soldé par un échec aussitôt qu'il était introduit et le *modèle 1* a dû être restauré.

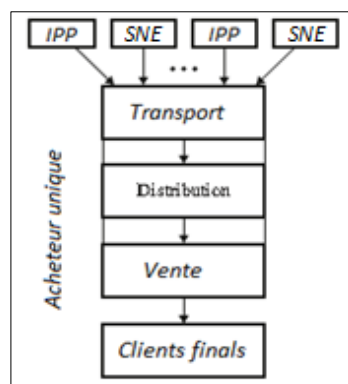
A cause de facteurs similaires, de nombreux Etats aux Etats-Unis et au Japon ont préféré rester sous monopoles verticalement intégrés.

1.2.2. Modèle 2 – Acheteur unique :

Ce modèle présente les mêmes caractéristiques que le précédent à la seule exception que la concurrence est ouverte sur la branche de la production. Le transport, distribution, et la commercialisation sont maintenus sous monopole verticalement intégré et régulé. Il est extrêmement imparfait dans le sens où il est constitué d'un oligopole en production (sociétés nationales d'électricité SNE et indépendant power plant IPP), laquelle sera achetée par un monopsonne, ce dernier l'acheminera et la vendra en tant que monopole. Afin d'éviter les dépassements liés à ces trois positions pouvant donner lieu à des abus de positions dominantes, l'Etat veille en régulateur sur les niveaux des prix.

La compétition est encouragée entre les différents producteurs, chose qui fera baisser les prix à un niveau encore plus bas que celui du Modèle 1.

Figure 7: Modèle 2 – Acheteur unique



Source : BELYAEV Lev S.¹⁰

¹⁰ BELYAEV Lev S., Op.cit., p54.

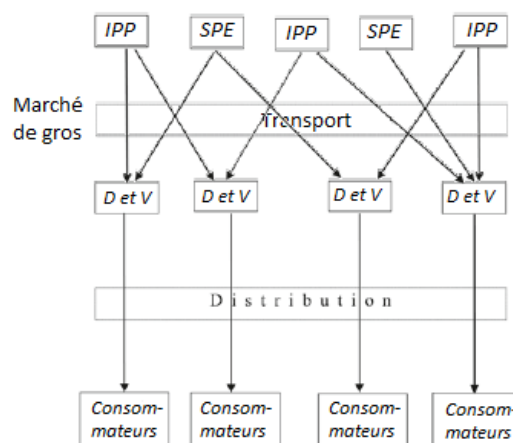
- **Exemple de l'Inde dans le passage au modèle 2 :**

Le développement économique de l'Inde au cours des dernières décennies s'est traduit par une consommation massive de l'électricité entraînant des déséquilibres sur les différents réseaux des monopoles verticalement intégrés. En 2003, de nombreuses réformes ont été introduites pour atténuer ce manque en capacités de production notamment en ouvrant le segment de la production aux investisseurs étranger, la séparation de l'autorité de régulation du gouvernement, et la création d'un centre de dispatching indépendant. Certaines provinces indiennes préfèrent rester sous un monopole verticalement intégré à cause des difficultés rencontrées lors de l'ouverture à la concurrence, mais le blackout¹¹ de 2012 a remis en perspective l'introduction des réformes.

1.2.3. Modèle 3 – Concurrence sur le marché de gros :

Sur ce modèle, la production est ouverte à la concurrence, aussi elle est dérégulée d'où l'inexistence de plan de développement des capacités de génération en prévention à une augmentation de la demande. Les échanges dans la filière se font via les marchés spot ou bien à travers des contrats bilatéraux de long terme. Le transport est assuré par un monopole national possédant des lignes de transmission haute tension. Concernant la distribution, il existe plusieurs compagnies de distribution et de vente (D et V) sous forme de concessions, possédant des lignes de transmission à faible voltage, et responsables de la fourniture ininterrompue de l'électricité aux consommateurs finals.

Figure 4 : Modèle 3 – Concurrence sur le marché de gros



Source : BELYAEV Lev S.¹²

¹¹ SIO SHANSI Fereidoon P., « *EVOLUTION OF GLOBAL ELECTRICITY MARKETS- NEW PARADIGMS, NEW CHALLENGES, NEW APPROACHES* », éditions Elsevier, États-Unis, 2013, ,p527.

¹² BELYAEV Lev S., Op.cit., p56

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

On voit émerger un Opérateur Système indépendant chargé du dispatching et du contrôle de la production et du transport, mais aussi des traders qui organisent l'échange d'électricité.

Bien qu'en apparence ce modèle semble encourager la concurrence sur le marché de gros pour la répercuter sur les prix proposés aux consommateurs finals, il produit tout à fait le contraire car les prix ne sont pas régulés sur le marché de gros ce qui incite les producteurs à tarifier selon le coût marginal de la dernière unité produite qui s'avère parfois être le moins efficient, et comme les distributeurs (en tant que monopole régional) n'ont aucune incitation à baisser leurs coûts, les prix élevés seront supportés par les consommateurs finals.

- **Exemple des Etats-Unis dans le passage au modèle 3:**

L'industrie électrique américaine était organisée jusqu'à 1978 en monopole régulé verticalement intégré (VIC) dans chaque Etat, qui sont autorisés à échanger de l'électricité sur les marchés de gros. Le réseau de transport américain est interconnecté avec ceux de ses voisins canadiens et mexicains. Les faillites des centrales à génération gazière sont très fréquentes car leur rentabilité est inversement proportionnelle au prix du gaz ce qui les remet entre les mains des banques qui deviennent elles aussi producteurs d'électricité.

Suite à la crise économique de 1973 l'Etat fédéral a promulgué le « *Public Utility Regulatory Policies Act* » (PURPA) de 1978 qui autorise les producteurs indépendants (IPP) à approvisionner les VIC à travers des contrats de long terme. En 1992, fut promulgué le « *Energy Policy Act* » (EPACT) qui autorise les IPP à écouler leur électricité en dehors de leur Etat d'origine.

Ce n'est qu'en 1998 que les Etats du Massachusetts, Rhode Island, et La Californie ont ouvert leurs marchés à la concurrence après de longs débats avec la commission de régulation « *Federal Energy Regulatory Commission* » (FERC), 10 autres Etats les rejoignirent en 2000 pour faire baisser leurs prix, et 10 autres ont exprimé leur volonté pour les rejoindre. Les 27 Etats restant (Arizona, Wyoming, Colorado...) s'y sont fortement opposés au début à cause de leur faible densité démographique qui ne présente pas d'attrait pour les investisseurs.

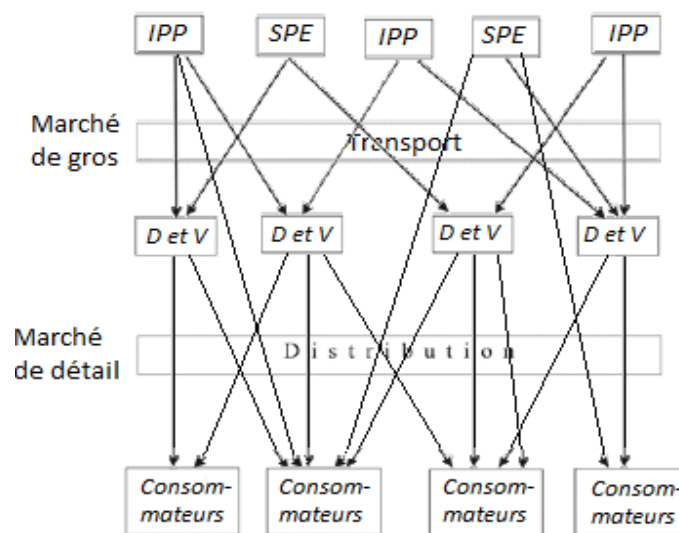
Les prix pratiqués sur les marchés de gros lors des échanges entre VIC ne prennent en compte que les coûts variables, tandis que dans les prix de détail la FERC inclue automatiquement les coûts fixes des centrales en plus des emprunts qui ont servi à leur construction. L'écart entre ces deux marchés a incité les consommateurs à exhorter la dérégulation.

Un passage progressif au modèle 4 fut entamé en 2003. Depuis, l'Amérique a connu deux sévères blackouts (2003- 2006) et l'on n'a pas pu trancher de manière définitive sur l'impact de l'ouverture du marché sur les prix.

1.2.4. Modèle 4 – Concurrence sur le marché de gros et de détail :

Les producteurs interviennent directement auprès des consommateurs finals désormais éligibles ; libre de s'approvisionner auprès des différents vendeurs ou producteurs sur l'industrie. La distribution est organisée en monopole régional régulé et est séparée de la vente. Le problème du modèle 3 sur l'inefficience est présent ici également et on remarque en plus une complexification des systèmes de comptabilité et d'échanges dans les marchés de gros et de détail due aux multiples transactions possibles entre les tous les acteurs de la filière et leurs clients.

Figure 5: Modèle 4 – Concurrence sur le marché de gros et de détail



Source : BELYAEV Lev S.¹³

- **Exemple du Japon dans le passage au modèle 4:**

Le Japon fut longtemps organisé en 10 monopoles verticalement intégrés opérant principalement à l'énergie nucléaire. En 1995, les VIC ont été contraints à s'approvisionner en électricité auprès de centrales de cogénération indépendantes. Cette même loi a ouvert certain marchés de détail à la concurrence ce qui a effectivement fait baisser les prix contrairement à ce qu'on prédit lors du passage aux modèles 3 et 4¹⁴.

L'industrie japonaise fut régulée en 2004 grâce à l'instauration d'une autorité de régulation « *Electric Power System Council of Japan* » (EPSCJ) qui veille sur les échanges entre les différents VIC, sur la prévision de la consommation, sur la limitation des congestions, et fait office de bourse d'électricité. L'EPSCJ a également introduit le concept de client éligible.

¹³ BELYAEV Lev S., Op.cit., p59.

¹⁴ BELYAEV Lev S., op.cit. p70-71.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

Le marché japonais est un marché hybride, certains systèmes sont toujours organisés en VIC selon le modèle 1 ce qui garantit une certaine capacité d'investissement et une certaine stabilité des prix.

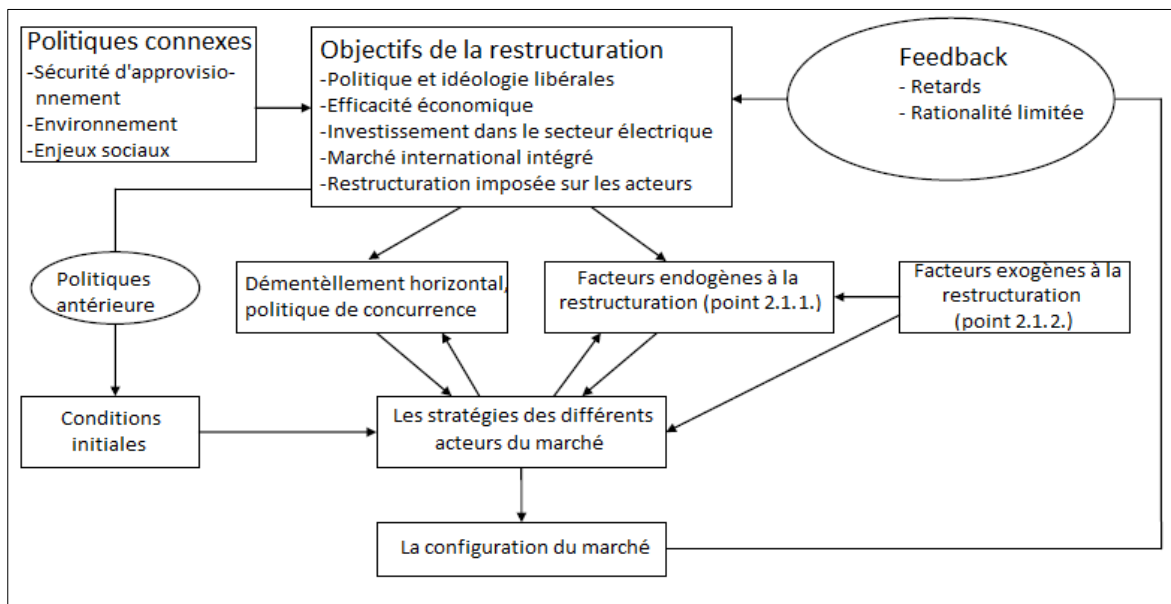
2. Libéralisation de l'industrie électrique:

Le concept de libéralisation a souvent été confondu avec la privatisation et la dérégulation. Le premier concerne l'assouplissement voire l'abolition des règles d'entrée sur le marché, alors que les deux derniers traitent respectivement du changement du statut juridique des entreprises publiques et de l'assouplissement des règles qui permettent à l'Etat d'orchestrer le comportement des acteurs d'un marché particulier. Donc l'ouverture à la concurrence fait disparaître graduellement le monopole sur un marché mais n'implique pas forcément sa privatisation ou le retrait de l'Etat en tant que régulateur¹⁵.

2.1. Cadre conceptuel de la libéralisation des marchés électriques :

La libéralisation de l'industrie électrique est une mesure qui revêt un intérêt politique, économique, et social à la fois et qui s'étend généralement à des durées de plusieurs années. Cette mutation du marché s'opère graduellement et est parfois accélérée par les mouvements de fusion-acquisition, rachat, ou partenariats.

Figure 6 : Cadre conceptuel de la libéralisation de l'industrie électrique



Source : SIOSHANSI Fereidoon P.¹⁶

¹⁵ VARONE Frédéric, GENOUD Christophe « LIBERALISATION DES SERVICES DE RESEAU ET RESPONSABILITE PUBLIQUE : LE CAS DE L'ELECTRICITE », in Politiques et management public, vol. 19, n° 3, 2001, p192.

¹⁶ SIOSHANSI Fereidoon P., Op.cit. p75.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

Ce sont autant de facteurs qui influencent la portée et l'envergure de l'ouverture mais aussi la configuration du marché. Comme le montre la figure 6 le processus de libéralisation est processus complexe qui est toujours en mouvement : il démarre par une volonté politique qui fixe des objectifs en accords avec les politiques et lois antérieures, et lorsque la dé-intégration est combinée aux facteurs exogènes, aux facteurs endogènes, et aux stratégies des différents acteurs sur le marché on aboutit à une configuration donnée appelée à être modifiée par le même processus après contrôle des effets produits.

2.1.1. Les facteurs endogènes intervenant dans la restructuration :

Un certain nombre de facteurs doit être déterminé par le gouvernement préalablement au processus de libéralisation. Cette démarche vise à trancher sur la portée de la restructuration : vers un modèle générique d'organisation des marchés ou un autre, vers plus ou moins d'intégration des branches et de dé-intégration horizontale, vers une structure d'actionnariat à tendance publique ou à tendance privée, vers une régulation ex ante ou ex post. En parallèle, il faut considérer s'il l'on est pionnier dans sa région à entreprendre une opération de libéralisation pour établir ou suivre les accords d'interconnexion avec les pays voisins. D'autres facteurs d'ordre technique sont également à appréhender tels le degré de décentralisation des réseaux de distribution, les mécanismes d'ajustement, les tarifs d'accès au réseau, et autant de facteurs qui peuvent influencer les décisions d'investissement.

2.1.2. Les facteurs exogènes intervenant dans la restructuration :

Outre la volonté politique et les impératifs socio-économiques d'augmentation de bien-être social, la démarche de libéralisation de l'industrie électrique est régie par des facteurs exogènes à prendre en compte lors de la conceptualisation.

D'un point de vue physique, la richesse d'un pays en matières premières impacte les technologies usitées et les coûts de production par la même ce qui induit la multiplication ou la rareté des investisseurs. Aussi, le volume et la dispersion du marché déterminent respectivement le niveau d'économie d'échelle et de congestion et le développement du réseau de transport ce qui implique un mode d'organisation et pas un autre.

Economiquement, le développement d'un pays et de ses infrastructures induit une demande de plus en plus importante ce qui attire les investisseurs et attise la concurrence, d'autant plus que les conditions de financement y sont très favorables.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

Enfin, en ce qui concerne le volet institutionnel, la stabilité et l'orientation idéologique d'un pays peuvent freiner toute manœuvre intérieure ou extérieure d'investissement, par ailleurs les lobbies peuvent influencer les décisions de l'Etat en leur faveur¹⁷.

2.2. Les effets escomptés de la libéralisation :

Les effets escomptés derrière toute démarche de libéralisation d'industrie, sauf pour le cas du monopole naturel, sont d'ordre économique tel l'instauration d'une concurrence effective en vue d'encourager l'efficacité sur l'industrie électrique mais aussi dans tous les secteurs grâce aux économies d'énergie. Tel était l'objectif de la Commission Européenne en 1996 en promulguant la directive « *Directive for a common electricity market* »¹⁸.

Le volet social n'est pas en reste, elle fait baisser les prix et augmenter le bien-être total. Seulement, plusieurs expériences de par le passé ont démontré le contraire à l'instar de quelques Etats aux Etats-Unis et en Europe (voir tableaux n°1, n°2, et n°3).

La libéralisation implique non seulement une dé-intégration verticale des activités de l'opérateur historique mais introduit aussi la concurrence sur la production et sur la commercialisation afin d'attiser la compétition. Une compétition d'autant plus soutenue avec l'introduction de l'éligibilité pour les consommateurs ; car le nombre de changements de fournisseur ou de renégociations des contrats impacte positivement sur l'intensité de la concurrence.

Tableau n°1 : Prix de détail de l'électricité HT avant et après les réformes dans quelques pays européens de 1997 à 2003

Année	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Taux de variation
Italie	58	54	54	69	71	74	77	+33%
Royaume-Uni	50	51	49	54	48	46	43	-14%
Belgique	58	57	55	58	59	58	56	-04%

€/MWh

Tableau n°2 : Prix de détail de l'électricité MT avant et après les réformes dans quelques pays européens de 1997 à 2003

Année	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Taux de variation
Irlande	135	127	126	126	126	127	128	-8%
Finlande	59	59	55	54	54	57	68	+15%
Autriche	160	161	162	126	102	97	89	-55%

€/MWh

¹⁷ SIOSHANSI Fereidoon P., Op.cit. p69.

¹⁸ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:31996L0092> consulté le 10/08/2014 à 19 :13

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

Tableau n°3 : Prix de détail de l'électricité BT avant et après les réformes dans quelques pays européens de 1997 à 2003

Année	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Taux de variation
France	95	94	93	91	91	92	89	-7%
Danemark	63	67	68	72	82	84	87	+38%
Allemagne	125	126	129	120	123	125	125	/

€/MWh

Source : Commission des Communautés européennes ¹⁹

La flambée des prix en Finlande, au Danemark serait due à la montée des prix dans le marché de gros nordique et aux conditions climatiques. Les pays qui ont connu des prix décroissant sont généralement les premiers à avoir entrepris la libéralisation.

2.3. Les défaillances liées aux marchés libéralisés : expériences internationales

La libéralisation du marché électrique n'est allée jusqu'à présent qu'à l'encontre des motivations de son instauration ; les prix sont plus élevés et l'approvisionnement est incertain. En voici trois exemples : en 20 ans de libéralisation on a recensé plusieurs défauts comme le rappelle le blackout en Californie, l'échec du Pool anglais, et la forte hausse des prix de marché destinés aux industriels français ayant fait prévaloir leur droit d'éligibilité.

Des études américaines (DELMAS et TOKAT 2005, WHEELLOCK et WILSON 1999, HOLLAS et al. 2002) montrent que la libéralisation du secteur de l'électricité entre autres affecte négativement l'efficacité des entreprises et entrave l'effet de baisse de prix recherché.

Du point de vue de la production tout le monde convient que ce n'est pas un monopole naturel à moins qu'il desserve un territoire restreint où il ne serait pas rentable de dupliquer les capacités de production. L'avènement de capacités supplémentaires de production qui peuvent de surcroît être renouvelables (prioritaires dans le dispatching grâce aux mécanismes d'aide à ces énergies), fera augmenter l'incertitude chez les autres producteurs quant à l'installation de moyen de production supplémentaires. Ceci induira la baisse de la variété du mix énergétique et la fiabilité d'approvisionnement en général. Il est aussi question d'intégrité : comment faire confiance à un nombre restreint de producteurs détenant un pouvoir de marché pour ne pas pratiquer la rétention de capacité et proposer des prix corrects.

En parlant de la transmission, les réseaux actuels de transport et de distribution doivent s'adapter pour prendre en charge de nouveaux profils de dispatching, d'appels d'énergie, pics

¹⁹ Commission des Communautés européennes, « *THIRD BENCHMARKING REPORT ON THE IMPLEMENTATION OF THE INTERNAL ELECTRICITY AND GAS MARKET* », DG TREN DRAFT WORKING PAPER, Belgique, 2004, p25.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

de fréquences des nouvelles techniques. Sur le court terme ces modifications représentent un surcroît substantiel dans les coûts.

Les échanges d'électricité sur les marchés de gros se font via les systèmes boursiers, de pools ou d'échanges bilatéraux, mais aucun type n'a prévalu jusqu'à présent en raison de l'impossibilité de prédictions exactes pour les prix et les demandes extra journalières et on se demande jusqu'à présent sur la configuration optimale d'un marché de gros ; un seul type, hybride, et si hybride : quelles proportions accorder à chacun de ces types...²⁰

- **Le cas anglais :**

L'histoire de la libéralisation a débuté en 1991 avec la création d'un pool d'enchères quotidiennes pour les producteurs de plus de 100 MW. Dès le lendemain les prix de l'électricité sur tout le territoire se sont alors alignés et une dynamique de privatisation de l'industrie a suivi. Seulement, les prix sur le marché étaient manipulés et certains producteurs abusaient de leur pouvoir de marché. Le Pool fut dissout en 2001 et remplacé par le « *New Electricity Trade Arrangement* » (NETA) qui avait instauré des relations bilatérales de long terme entre les producteurs. Les prix sur le NETA sont le résultat d'offres et non de l'équilibre entre offre et demande. Le NETA fut rebaptisé « *British Electricity Transportation and Trade Arrangement* » BETTA suite à l'arrivée de l'Ecosse dans le groupe.

Les prix de l'électricité ont fortement baissé en 2001 (les prix de gros ont chuté de près de 40%) suite au démantèlement du pool (d'autres hypothèses attribue cette baisse à l'émergence de 15 nouveaux producteurs), ce qui a mené les centrales nucléaires d'abord à la faillite, et ensuite à la renationalisation ; les centrales gazières ont alors vu leur part de marché quadrupler. Pour relancer la concurrence, le régulateur britannique projette de reconstituer le Pool.

- **Le cas californien :**

Le régulateur fédéral aux Etats-Unis FERC avait plafonné les prix sur les deux bourses californiennes CalPX et Cal-ISO à \$250 et \$150/MWh respectivement, ce qui a incité les producteurs à écouler leur électricité dans l'Etat de l'Oregon avec des accords de gré à gré à des prix libres. Cette désertion a engendré un blackout dû à un grand écart entre l'offre et la demande d'autant plus que les distributeurs californiens sont tenus de s'approvisionner auprès des bourses de leur Etat. La Cal-ISO a dû rembourser \$81 millions pour récupérer un contrat

²⁰ SIOSHANSI Fereidoon P., Op.cit., p 791-796.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

de gré à gré. Une semaine plus tard, le problème était résolu ; les prix n'étaient plus plafonnés et ont retrouvé un cours normal de \$1000/MWh²¹.

• Le cas de l'Europe continentale :

Par ailleurs en Europe, le passage à un marché d'électricité continental sous l'égide de la communauté européenne a mené à une pénurie d'électricité en Italie qui a plongé tout le pays dans le noir pendant plus de 12 heures en 2003. Elle a aussi causé une subite hausse des prix en Allemagne ce qui a contraint la France, qui dispose de centrales nucléaires à faibles coûts, à pratiquer le même prix élevé de l'électricité fossile allemande²² (à cause de l'interconnexion).

Il faut signaler que la transition n'a été effective qu'après l'ouverture du réseau allemand capable d'injecter 500 GWh par année. Ce marché a encore un long chemin à parcourir pour devenir performant. Le manque de coordination entre les pays, les congestions sont très fréquentes, et l'organe de coopération tarde à naître.

Toutefois, les barrières à l'entrée telles les économies d'échelle, les contraintes politiques et réglementaires peuvent entraver l'émergence de nouveaux acteurs.

2.4. La régulation au service de la libéralisation :

Dans une démarche de régulation de premier ordre, l'Etat doit veiller sur le respect des lois qui régissent le marché et coordonner les actions des corps de régulation globale et des corps de régulation sectorielle. Les corps de régulation globale dotés d'une compétence générale sont responsables de garantir l'ordre public économique à travers la politique de concurrence. Les corps de régulation sectorielle à compétence spécifique contrôlent le respect des normes techniques et prudentielles et tranchent dans les litiges²³.

En ce qui concerne la régulation du second ordre, l'Etat doit instaurer un marché concurrentiel tout en veillant sur l'intérêt général à travers l'identification et la compensation des parties lésées suite à cette ouverture. L'Etat ne doit pas favoriser les intérêts de ses propres unités sous peine de violer le principe de réserve qui lui impose de séparer son rôle de régulateur de celui de propriétaire. Ce rôle de propriétaire n'est pas pratiqué pleinement à SONEGAS car l'Etat agit en tant qu'investisseur et pas en tant que gestionnaire. De plus, il doit imposer une

²¹ DARMOIS Gilles, FAVENNEC Jean-Pierre, « LES MARCHES DE L'ENERGIE – L'ENERGIE A QUEL PRIX », 2^{ème} édition, éditions Technip, Paris, 2013, p 139

²² SOLIER Boris et TROTIGNON Raphael, Op.cit. p 67-68

²³ BESSAI M'hamed Toufik, « REGULATION GLOBALE ET REGULATION SECTORIELLE », cours droit de régulation, ENSM Alger, p29.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

régulation plus lourde sur l'opérateur historique qui se trouve dans la majorité des cas en position de leader, afin d'asseoir une concurrence effective. En effet, il s'agit alors de garantir un service universel en alimentant tous les citoyens et sur tout le territoire avec le même niveau de qualité et de prix, supprimer les subventions destinées à l'opérateur historique,...

Se pose aussi la question de rigidité des règlements imposés sur le marché (normes de qualité, procédés de production...) en vue de protéger le consommateur et l'intérêt général, mais qui serait en mesure de bloquer l'entrée à de nouveaux opérateurs et produire ainsi un effet inverse à la libéralisation.

2.5. L'obligation de service public au service de la sécurité énergétique :

« Le service public a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité et en gaz, sur l'ensemble du territoire national, dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de prix et de respect des règles techniques et de l'environnement »²⁴.

Le service public ou service universel est un minimum de services et produits jugés indispensables par la communauté à un prix raisonnable afin de promouvoir l'équité, la cohésion, la solidarité, et la sécurité énergétique, et d'amortir des coûts trop élevés ou un abus de pouvoir de marché.

L'obligation de service public est quant à elle le devoir de l'Etat d'assurer le service public sur tout le territoire en collaboration avec les industries concernées, malgré le surcoût supplémentaire occasionné aux producteurs²⁵. On pourrait citer comme exemple l'enclavement de certaines régions dont le raccordement au réseau électrique n'est pas rentable.

Cette prestation de service public est souvent à l'origine d'un déficit pour le producteur en charge, d'où la possibilité pour ce dernier d'opérer un subventionnement croisé entre le service universel et un autre service ou produit dont il possède un pouvoir de marché. Cependant, dans un contexte concurrentiel, cette pratique causera une perte des parts de marché au producteur profitant aux concurrents qui vont récupérer ses clients grâce à des prix inférieurs. Afin de remédier à cette situation, il existe un fonds entretenu par les contributions de tous les producteurs en fonction de leurs parts de marché.

Dans le cas algérien, il est interdit pour SONELGAS de pratiquer des subventions croisées, et comme elle n'a pas encore de concurrents pour financer un fonds de soutien, l'Etat a prévu

²⁴ Art. 3, loi 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.

²⁵ BOCCARD N. « INDUSTRIAL ORGANIZATION: A CONTRACT BASED APPROACH », Nicolas BOCCARD, by-nc-sa creative commons license, 2010, p501.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

pour la période de transition une caisse de l'électricité et du gaz sous l'autorité de la commission de régulation²⁶.

Des problèmes d'asymétrie d'information de la part du fournisseur de service universel peuvent surgir tels que le gonflement des coûts de ce service, ou la couverture d'autres coûts n'y étant pas liés.

Le fournisseur du service public doit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau de transport, veiller à garantir une bonne qualité de desserte évaluée par les variations de fréquence, des coupures, des surtensions, et des déséquilibres sur le réseau. Le gestionnaire du réseau de transport doit veiller à tout moment à modifier les programmes d'appel d'électricité si ces derniers s'ils peuvent endommager le réseau, mais aussi à la disponibilité des réserves afin de combler les écarts entre l'offre et la demande²⁷.

2.6. Echanges d'électricité dans les marchés libéralisés :

On peut appréhender les marchés électriques en faisant la distinction entre marché de gros et marché de détail. Le premier est dédié aux échanges entre les acteurs de l'industrie avec ses différentes configurations tandis que le second est le lieu de rencontre entre les distributeurs/vendeurs et les différents consommateurs finals.

2.6.1. Marché de gros :

Il présente plusieurs compartiments en permanente interaction afin de faire correspondre l'offre à la demande. Il existe trois manières d'échanger l'électricité ; la première passe par les marchés organisés (la bourse à travers des échanges journaliers, spot, ou à terme), la seconde est le gré à gré « OTC²⁸ » où l'on procède par des contrats bilatéraux de long terme, et la dernière est le pool réservé à un nombre clos d'acheteurs et de vendeurs d'électricité.

Etant donnée sa nature de bien système, il incombe au monopole verticalement intégré d'assurer le « unit commitment » en $t = j-1$ afin de coordonner la fourniture d'énergie, son transport, et un niveau minimal de réserves, et d'assurer aussi le « optimal dispatch » en $t - 15$ minutes. Les contrôles automatiques en temps réel sont assurés par le GRT. Cependant dans un marché concurrentiel plusieurs acteurs sont responsables des deux premiers mécanismes et il est indispensable pour la fiabilité de l'approvisionnement à court terme de les faire travailler en parfaite coordination à travers l'architecture de marché qui conjugue échanges d'énergie,

²⁶ Art.5/ loi 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations

²⁷ CHEBEL-HORSTMANN Nadia, « LA REGULATION DU MARCHE DE L'ELECTRICITE_CONCURRENCE ET ACCES AU RESEAU », éditions l'Harmattan, Paris, p 103, 106.

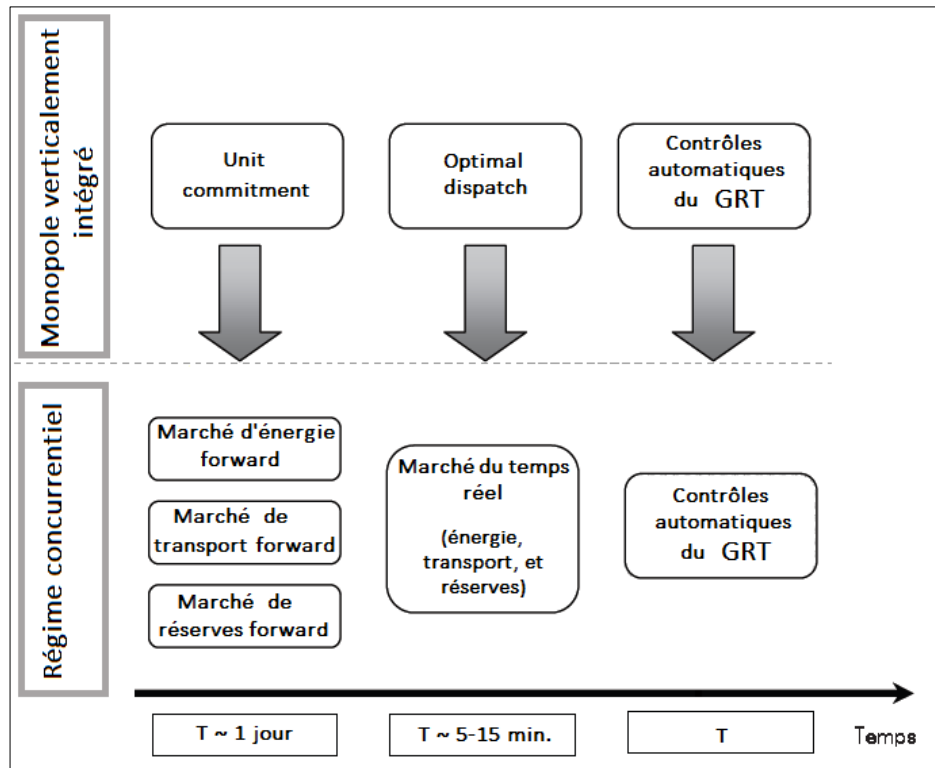
²⁸ Over the counter.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

coordination de transport et disponibilité des réserves un jour avant la date convenue de la livraison.

Les marchés prévus pour remplacer le « unit-commitment » sous régime concurrentiel sont dénommés forward pour faire référence aux marchés financiers à terme ; dans ce cas c'est le très court terme.

Figure 7: Remplacement des mécanismes de contrôle du monopole verticalement intégré par les mécanismes de marché



Source : SAGUAN Marcelo²⁹

a. Marché de l'énergie forward:

C'est le marché le plus important car il concerne la vraie commodité³⁰ de ce bien système, cependant cette composante de l'électricité n'a de valeur aux yeux des consommateurs que lorsque combinée aux deux autres composantes. Il intervient durant les 24 heures qui précèdent l'injection sur le réseau à travers ses marchés « day-ahead³¹ » et « intraday³² » et envoie également des signaux de prix aux différents opérateurs en mesure de les aider à

²⁹ Largement inspiré de SAGUAN Marcelo, « L'ANALYSE ECONOMIQUE DES ARCHITECTURES DE MARCHÉ ELECTRIQUE. APPLICATION AU MARKET DESIGN DU TEMPS REEL », Thèse pour le Doctorat en Sciences Economiques, Université Paris-Sud 11, France, 2007, p75.

³⁰ SMEERS Yves, « L'ELECTRICITE: MARCHES ORGANISES ET MARCHES DE GRE A GRE », Revue d'économie publique 14-2004/1, décembre 2004.

³¹ Un jour avant l'injection.

³² Au courant du même jour d'injection.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

programmer leur production. Ils leur permettent également de se protéger contre les fluctuations du marché du temps réel.

b. Marché de transport forward:

Ce marché est concerné également par l'envoi de signaux sur les capacités de transport afin de favoriser la coordination entre les différents acteurs en termes d'injection et de soutirage pour respecter la contrainte d'égalité et éviter la congestion sur le réseau. En outre, il envoie aux opérateurs des signaux de couverture en temps réel. Il peut s'organiser en intégration avec le marché forward de l'énergie et indexer ses prix sur les siens « enchères implicites », ou indépendamment de ce marché et déterminer les prix sur chaque nœud en intégrant les externalités géographiques et les externalités de congestion « enchères explicites ».

c. Marché de réserves forward:

Les réserves doivent être produites en même temps que l'énergie et la capacité de transport afin d'assurer le bon fonctionnement du réseau et le préparer à respecter l'égalité offre-demande à tout moment. Les réserves constituent un minimum de puissance déterminé en fonction de la probabilité de défaillance des moyens de production et des erreurs de prévision de la production. L'échange de réserves s'opère exclusivement avec le gestionnaire du réseau de transport à travers des enchères ou des contrats bilatéraux.

d. Marché du temps réel :

Ce marché remplace l'optimal dispatch en temps de monopole. Il est très sensible du fait qu'il traite de l'énergie, du transport et des réserves à la fois et qui plus est en temps réel. Il s'occupe de combler les écarts entre l'offre et la demande du temps réel par rapport aux marchés forward à travers un système d'enchères dont les signaux de prix influencent ces mêmes marchés. Il fonctionne sous le contrôle du GRT d'où sa qualification de « pseudo marché ».

2.6.2. Marché de détail :

Permet d'alimenter les consommateurs finals avec l'énergie électrique. Les marges dégagées de ce marché sont très faibles car les coûts y étant associés sont à hauteur de 5%³³ en moyenne du total des coûts de l'industrie et ne permettent donc aucune marge de manœuvre sur les prix. Une rude concurrence peut mener vers des marges négatives.

³³ DARMOIS Gilles, FAVENNEC Jean-Pierre, Op.cit., p 130.

2.7. L'opérateur historique face à l'émergence de la frange concurrentielle :

Avec l'ouverture du réseau de transport à l'utilisation des tiers et la fonction de production aux investisseurs privés, l'industrie électrique algérienne est sujette à une mutation imminente dans sa structure monopolistique, et l'opérateur historique SONELGAZ doit se préparer à faire face à cette menace.

Les nouveaux entrants tous secteurs confondus doivent selon BLEEKE (1990) se conformer à l'une des configurations organisationnelles suivantes :

- Couvrir un grand territoire géographique ;
- Maîtriser les coûts ;
- Se spécialiser sur une niche pour créer une concurrence monopolistique ;
- Réaliser des économies d'échelle sur certains services proposés à des entreprises qui préfèrent les externaliser.

En réponse à la menace de ces nouveaux entrants, l'opérateur historique doit disposer de :

- La capacité de fixer les prix dans ce nouveau contexte concurrentiel ;
- La maîtrise des coûts structurels (hors coûts de production);
- Capacités à différencier son offre ;
- Aisance financière.

L'auteur a remarqué que l'intensité concurrentielle est très intense en début de période grâce à la maîtrise des coûts mais elle s'essouffle peu à peu et laisse place à des offres plus spécialisées.

On pourrait généraliser les conclusions de SAISSI (2001) établies à partir de son étude sur le secteur du transport aérien où il a remarqué 3 interactions stratégiques possibles entre l'opérateur historique et le nouvel entrant :

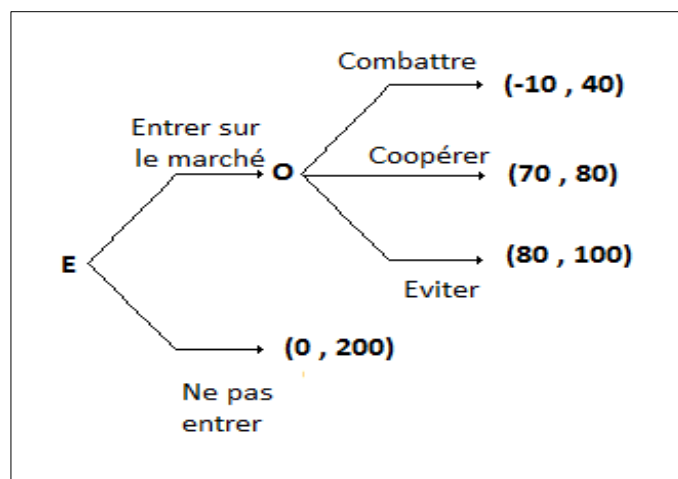
- Si l'opérateur historique « O » décide de combattre le nouvel entrant « E » son action se traduira par une guerre des prix qui altérerait sévèrement leurs profits et éjecterait le nouvel entrant à moins qu'il ne dispose de ressources suffisantes pour survivre. Après l'ouverture à la concurrence du marché électrique français en 1999, et bien que l'opérateur historique pût se permettre d'annoncer une guerre des prix contre son concurrent allemand grâce aux coûts réduits du nucléaire, il a

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

préférait aligner ses prix avec les prix de ce dernier afin de profiter d'une marge de 35 €/MWh³⁴.

- Si par contre l'opérateur historique choisit de coopérer en établissant des contrats de partenariats ou de coopération opérationnelle avec le nouvel entrant la concurrence sera moins accrue sur le marché, le nouvel entrant perdra de son autonomie et deviendra suiveur. Rappelons le cas du belge ELECTRABEL en 2004 où il a dû signer un contrat de partenariat avec l'opérateur historique français EDF pour pouvoir aspirer à conquérir 10 % du marché électrique français³⁵.

Figure 8: Forme extensive des interactions stratégiques entre l'opérateur historique et l'entrant potentiel



Source : conçue par nos soins³⁶

- L'opérateur historique peut se trouver contraint à éviter le nouvel entrant en se spécialisant sur un autre segment du marché ou en s'interdisant de le concurrencer sur certains segments très sensibles. Leurs profits respectifs se verront légèrement améliorés. L'opérateur historique italien ENEL a dû céder ses parts dans la société gestionnaire du réseau de transport haute et très haute tension Terna en 2005 afin de couvrir son déficit sur l'activité de production³⁷.

Fuentelsaz, Gomez, et Polo (2002) Rajoutent que la taille, la compétence, et l'expérience sont les critères déterminants de la survie d'un nouvel entrant.

³⁴ GLACHANT J.M., FINON D., « COMPETITIVE FRINGE IN THE SHADOW OF A STATE OWNED INCUMBENT: THE CASE OF FRANCE », *The Energy Journal, Special Issue on European Electricity Liberalization*, 2005, 181-204, p 15.

³⁵ GLACHANT J.M., FINON D., *ibid*, p 7

³⁶ Les profits sont attribués de manière arbitraire, simplement pour représenter les résultats de chaque action.

³⁷ <https://www.test-achats.be/invest/enel-premier-trimestre-sans-surprise-s958334.htm> consulté le 10/08/2014 à 14:58

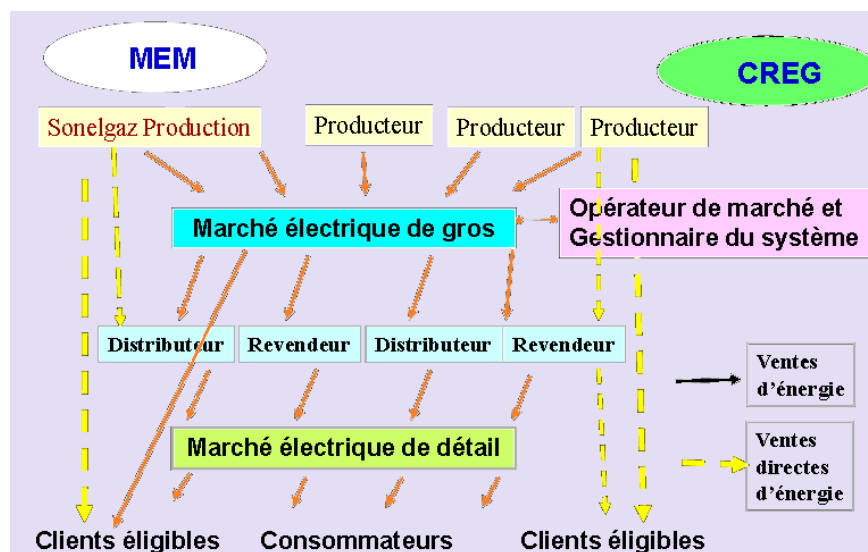
3. L'expérience algérienne dans l'ouverture du marché de l'électricité :

Le passage structurel d'un monopole verticalement intégré à un marché concurrentiel était devenu une évidence pour les autorités algériennes au début des années 2000 afin de soulager le budget de l'Etat des dotations aux investissements et de profiter des gains en efficacité et en baisse des prix par la même, d'autant plus que l'Algérie est déjà interconnectée avec ses voisins maghrébins directement et le marché européen indirectement.

3.1. Schéma cible de l'organisation de l'industrie électrique algérienne :

L'industrie électrique algérienne a depuis sa création été organisée en monopole verticalement intégré. Malgré les nombreux changements dans sa forme juridique à partir de 1946 où elle a été nationalisée et jusqu'en 1995 où elle a revêtu le statut d'Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) aucune mesure pour sa libéralisation n'a été de mise, et ce n'est qu'en 2002 avec la loi 01-2 du 25 février que les textes d'ouverture à la concurrence ont été promulgués et ont préconisé l'ouverture de la filière de production aux investisseurs privés, la création d'une autorité de régulation « Commission de Régulation de L'électricité et du Gaz » (CREG) qui s'occupe du bon fonctionnement aussi bien des marchés de l'électricité que du gaz (*voir Chapitre 2, point 2.5.*), l'instauration du principe du client éligible et client captif, l'instauration du système de quotas pour les distributeurs, l'accord au tiers du droit d'accès au réseau de transport, et la création d'un opérateur système et un opérateur de marché.

Figure 9 : Schéma cible de la réforme de l'industrie électrique en Algérie



Source : HAKIMI Zoubir³⁸

³⁸ HAKIMI Zoubir, « LES REFORMES DANS LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN ALGERIE », CREG, Alger, 2008, p9.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

Les investisseurs privés ou publics en capacités de production sont désormais habilités à prétendre aux autorisations d'exploiter. Cependant les installations de moins de 15 MW seront automatiquement assimilées à la distribution publique. Les installations privées destinées à l'autoproduction ne doivent pas excéder les 25 MW sous peine de retrait de l'autorisation d'exploiter.

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité a toujours introduit la différence entre les clients éligibles et les clients captifs. Les premiers peuvent choisir leur distributeur et négocier les prix à condition que leur consommation annuelle excède un certain seuil minimal. Par opposition, les clients captifs ont un volume de consommation moindre et sont obligés de rester chez le fournisseur historique.

En Algérie, la loi 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations a prévu dans ses articles 62³⁹ et 63⁴⁰ d'accorder la qualité de client éligible aux clients industriels selon le volume de consommation. Le décret exécutif n° 07-310 du 7 octobre 2007⁴¹ a fixé les modalités d'accès des clients de SONEGAS à cet avantage selon une consommation annuelle égale ou supérieure à 4 GWh (seuil temporaire) et pour un contrat de 03 années complètes minimum. Les contrats établis entre les fournisseurs et les clients éligibles extraient automatiquement ces derniers du système à tarifs et leur permettent ainsi de négocier les prix.

Le souci pour SONEGAS avec cette clientèle s'articule actuellement autour des prix pouvant être proposés par les concurrents potentiels, car n'ayant pas la même structure contraignante de coûts que SONEGAS ils peuvent défier ses prix et rafler de la clientèle éligible autant que leurs capacités respectives de production le permettent.

Le réseau de transport GRTE est déclaré monopole naturel, cependant il est accessible à présent pour transporter la production des tiers selon des tarifs transparents, non discriminatoires, et uniformes sur tout le territoire national.

Afin d'assurer la coordination entre l'offre et la demande et garantir la stabilité du réseau électrique, il existe un opérateur système OS chargé de prévoir la demande à court, moyen et long terme, de gérer le niveau des réserves, et de veiller sur la fiabilité du système transport-production. Cet opérateur est désormais une entreprise commerciale indépendante du

³⁹ L. 02-01/ Art. 62. — La qualité de client éligible dépend uniquement du niveau de sa consommation annuelle. Le niveau de consommation est fixé par voie réglementaire, il sera appelé à diminuer progressivement.

⁴⁰ L. 02-01 Art. 63. — Les clients éligibles peuvent traiter librement des prix et des quantités avec les producteurs, les distributeurs ou les agents commerciaux.

⁴¹ Portant sur le niveau de consommation annuelle en électricité et en gaz du client éligible et les conditions de retour du client éligible au système à tarifs

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

GROUPE SONELGAZ où les actionnaires peuvent détenir des participations jusqu'à concurrence de 10 % seulement pour garantir l'impartialité de cette institution.

Les réseaux de distribution deviennent des concessions exploitées par leurs propriétaires reconnus avant la promulgation de la loi 02-01. Ces concessions sont organisées en monopoles locaux et pratiquent les tarifs affichés par l'autorité de régulation. On compte alors 4 distributeurs régionaux à savoir SDA pour Alger, SDC pour le centre, SDO pour l'ouest, et SDE pour l'est du pays.

Le marché sera régi par un opérateur unique appelé l'opérateur de marché qui fait office de bourse de l'électricité en faisant rencontrer les offres de ventes avec les demandes d'achat selon un système qui privilégie les offres les moins chères jusqu'à satisfaction de toute la demande. L'instauration de cet organe a été différée pour une date ultérieure.

Ces mesures annoncées s'inscrivent pour l'instant dans *le modèle 3* (mais toujours sans concurrence sur le marché de gros) bien que le but ultime de cette libéralisation devrait aboutir vers *le modèle 4*.

Par ailleurs, le chantier des réformes a abouti sur une tout autre réalité sur le terrain, l'appartenance du réseau de transport et des 4 monopoles locaux de distribution au groupe SONELGAZ font de ce dernier un acheteur unique auprès de tous les producteurs indépendants en l'inscrivant ainsi dans le *Modèle 2* ouvert seulement sur le segment de la production.

3.2. Schéma actuel de l'industrie électrique algérienne :

En 2004 la production a été séparée du transport avec la création de 2 entreprises l'une pour la production et l'autre pour le transport SPE et GRTE respectivement, et ce n'est qu'en 2006 que l'opérateur système est devenu un organe indépendant. Toutes ces entreprises opèrent sous l'égide du GROUPE SONELGAZ.

En cette même année la filière distribution a été scindée en 4 monopoles régionaux appartenant organisés sous forme de concessions appartenant à 100 % au groupe SONELGAZ, et trainant d'énormes déficits imposés par le gel des tarifs depuis 2005⁴².

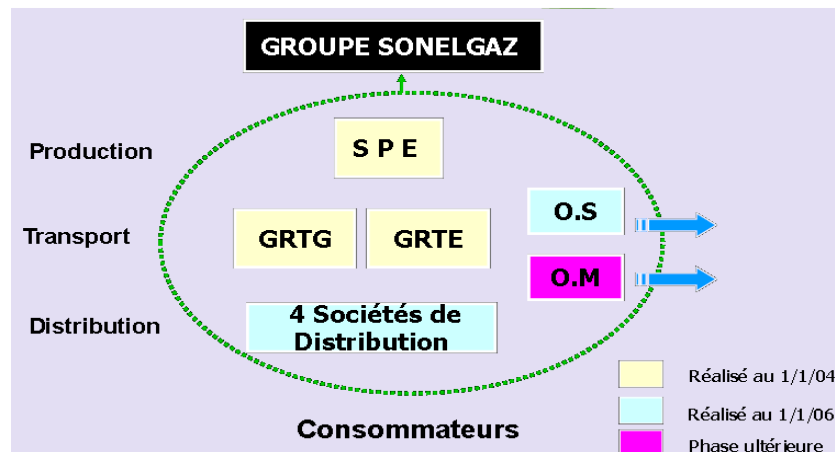
Les producteurs d'électricité algériens ; publics (SPE) ou mixtes (SKH, SKS, SKB, SKD, SKT, KAHRAMA, et SPP 1) fournissent une électricité à 44,5 % à partir des turbines à gaz, à 34,4 % de cycle combiné, à 17,4% de vapeur, à 2,1 % des centrales hybrides, et les 0,8 % et

⁴² GASMI Chaker, MAATALLAH Kheireddine, «LIMITATIONS AND CONSTRAINTS OF THE INSTITUTIONAL CHANGE IN THE ELECTRICITY SECTOR: CASE OF ALGERIA », in The arab economics and business journal, vol. 8, 2013, p 53-62.

Chapitre1 : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis

0,7 % restants sont fournis respectivement par le diesel et l'hydraulique. La production de ces entreprises (soit **54 086.4 Gwh**⁴³) est totalement réservée à SONEGGAZ qui dédie la majorité à la consommation intérieure et le reste aux échanges internationaux. La vente d'électricité se conclut via des contrats bilatéraux de long terme en attendant la mise en marche de l'opérateur du marché pour s'intégrer par la suite dans la bourse d'électricité de l'union européenne. Le GROUPE SONEGGAZ compte aujourd'hui 39 entreprises réparties entre les activités principales et les activités connexes.

Figure 10:Schéma actuel de l'industrie électrique Algérienne



Source : HAKIMI Zoubir⁴⁴

La Tunisie et le Maroc prévoient de rejoindre le marché intérieur européen également et coopèrent actuellement avec l'Algérie à travers des échanges d'électricité commerciaux et non commerciaux possibles désormais à travers une artère de **400 kV** qui devrait relier le Maroc à la l'Egypte en passant par l'Algérie, la Tunisie, et la Lybie (réseau ELTAM⁴⁵). Les échanges avec la Tunisie (via les **220 kV** opérationnels de l'artère) sont constitués principalement d'exportations vers la Tunisie et s'élèvent à hauteur de **2000 GWh** en 2005 et on prévoit **7000 GWh** pour l'horizon 2017 (notamment à cause de l'interconnexion avec l'Italie) selon les prévisions du *Programme MEDA de l'Union Européenne*⁴⁶. Concernant les échanges avec le Maroc et selon la même source, ils varient entre **2000 GWh** et **5000 GWh** et sont orientés principalement de l'Algérie vers le Maroc, et desservent l'Espagne également.

⁴³ Chiffres de l'année 2011 selon le « BULLETIN STATISTIQUE 2012 » de SONEGGAZ.

⁴⁴ HAKIMI Zoubir, Op.cit. p16.

⁴⁵ Projet d'interconnexion entre l'Egypte, la Lybie, la Tunisie, l'Algérie, et le Maroc par une artère d'environ 3600 km, relié par des liaisons sous-marines avec le réseau UCTE à partir du Maroc, et avec la Jordanie, la Syrie, et le Liban à partir de l'Egypt.

⁴⁶ FALL Alioune, « INTEGRATION PROGRESSIVE DES MARCHES D'ELECTRICITE DE L'ALGERIE, DU MAROC ET DE LA TUNISIE DANS LE MARCHÉ INTERIEUR DE L'ELECTRICITE DE L'UNION EUROPEENNE - ACTION 08 : ÉTUDE SUR LES LIENS AVEC D'AUTRES PROJETS PERTINENTS DANS LES PAYS BENEFICIAIRES », Programme MEDA de l'Union Européenne, 2010, p 57.

3.3. Freins à la mutation de l'industrie électrique algérienne :

Une ouverture effective à la concurrence de la filière distribution lui couperait les aides étatiques et la forcerait de redoubler d'efforts afin de rester dans la course, de même que la filière production serait incitée à réduire ses coûts après l'interaction avec de nouveaux acteurs.

L'excès de capacités de production et l'intégration verticale du GROUPE SONELGAS peuvent être perçus par des entrants potentiels, selon CHAPELLE (2009), comme des barrières stratégiques à l'entrée même si leur existence est plus due à des facteurs socio-politiques et historiques plutôt que stratégiques. La première action inonde le marché et laisse peu de place à une entrée profitable, et la seconde amène l'entrant potentiel à collaborer ou à se soumettre avec l'opérateur historique.

Se pose aussi la question de la rigidité de l'administration algérienne qui ne prévoit pas de mécanismes de soutien aux investisseurs dans le secteur de l'électricité hors partenariat avec l'Etat. Ce manque d'attractivité associé à un cadre juridique et institutionnel en perpétuel changement retarde l'arrivée des investisseurs se dresse telle une barrière face à leur établissement.

La loi sur les relations de travail surprotège les travailleurs algériens et empêche la structure organisationnelle de s'aligner avec la nouvelle structure technique dictée par la loi, autrement les unités déficitaires auraient réduit substantiellement leur dépenses organisationnelles. Depuis l'indépendance la culture institutionnelle algérienne a été bâtie sur le principe de l'acquis et il serait très difficile à présent d'établir une nouvelle culture basée sur le dynamisme de l'économie et la rotation des ressources humaines⁴⁷.

L'électricité est de par son usage un bien de service public, chose qui a contraint l'Etat à partir de 2005 à le subventionner afin d'apaiser les tensions sociales. Proposer des prix de marché, et qui de surcroît peuvent fluctuer à tout moment, peut provoquer un mécontentement général dont l'Etat préfère se passer en accordant des dotations à partir de la rente pétrolière.

Aussi aucune mesure n'existe jusqu'à lors pour forcer les clients éligibles à exercer leur éligibilité ; face aux prix régulés et gelés de SONELGAS, aucun concurrent ne pourra les attirer.

⁴⁷ GASMI Chaker, MAATALLAH Kheireddine, Op.cit. p 60.

Conclusion :

L'industrie électrique est par sa nature une industrie très complexe qui mobilise les efforts de plusieurs institutions telles l'autorité de régulation et l'opérateur système qui veillent sur le respect des lois et des contraintes techniques d'un côté, et de plusieurs opérateurs qui fournissent leur service directement aux clients à savoir les producteurs, le gestionnaire réseau et les distributeurs d'un autre. C'est pour cela que les changements préconisés pour la structure et le fonctionnement de cette industrie n'aboutissent pas ou mettent du retard pour s'implémenter dans le meilleur des cas.

II. CHAPITRE DEUXIEME : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

- ❖ **Formation des prix sur les marchés libéralisés de l'électricité.**
- ❖ **La régulation tarifaire de l'industrie électrique en Algérie.**
- ❖ **Structure tarifaire actuelle de SONELGAZ.**

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

Introduction :

L'ouverture à la concurrence d'un marché, qui fournit un service public de surcroît, nécessite un encadrement par les autorités publiques sous forme de régulation. L'autorité de régulation veille sur les aspects techniques, de sécurité, et tarifaires du marché. Ce dernier volet est le plus important car à l'origine, toute démarche de libéralisation est entreprise afin de faire baisser les prix. Donc l'Etat, à travers ses institutions de régulation doit remédier aux défaillances du marché tels l'abus de position dominante, ou la collusion...etc

1. Formation des prix sur les marchés libéralisés de l'électricité :

Elle est principalement due aux mix énergétiques mis en place par les producteurs et à la demande prévisionnelle établie à partir des données de consommation. Cependant ces prix peuvent prendre des dimensions plus ou moins différentes à cause des incitations de maîtrise des coûts.

1.1. Comparaison entre prix régulés et prix du marché :

L'ouverture du marché algérien de l'électricité bien qu'elle soit lente et progressive finira par aboutir sur des prix de marchés destinés à l'ensemble des clients.

Les prix régulés protègent le surplus du consommateur de toutes les dérives possibles sur les prix de l'électricité due aux fluctuations des marchés de gros. En effet, ils sont généralement établis de sorte à suivre les offres de marché les plus basses avec une tolérance de l'ordre de +/- 5% comme reporté pour le cas de plusieurs pays dont le Danemark, l'Italie, et la France⁴⁸.

A la fin des années 1990, plusieurs clients industriels français ont vivement sollicité l'ouverture de leur marché national d'électricité pour emboîter le pas aux réductions de prix constatées sur les marchés européens. En effet, à partir de l'ouverture du marché français en janvier 2000 les prix prévus pour les marchés à terme se sont affichés en dessous des prix régulés, mais en 2004 et suite à l'explosion des prix des matières premières des énergies fossiles les prix de l'électricité ont flambé et les clients industriels ont manifesté leur souhait pour retourner aux tarifs réglementés.

1.2. Le fonctionnement des marchés de gros :

Comme déjà présentés dans le premier chapitre, les marchés de gros d'énergie, de transport, de puissance, ou d'ajustement, peuvent prendre la forme d'une bourse, d'un pool, ou

⁴⁸ « ANNUAL REPORT ON THE RESULTS OF MONITORING THE INTERNAL ELECTRICITY AND NATURAL GAS MARKETS IN 2012 », ACER/ CEER, 2013 p 55.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

d'accords bilatéraux. Actuellement en Algérie, les transactions se concluent par contrats bilatéraux en attendant la mise en fonction très prochaine de l'opérateur de marché.

Nous nous intéresserons dans cette section au marché spot car c'est le théâtre quotidien et régulier des échanges d'électricité. Les autres marchés s'occupent de satisfaire les demandes exceptionnelles et ne reflètent pas forcément les coûts de la période de livraison.

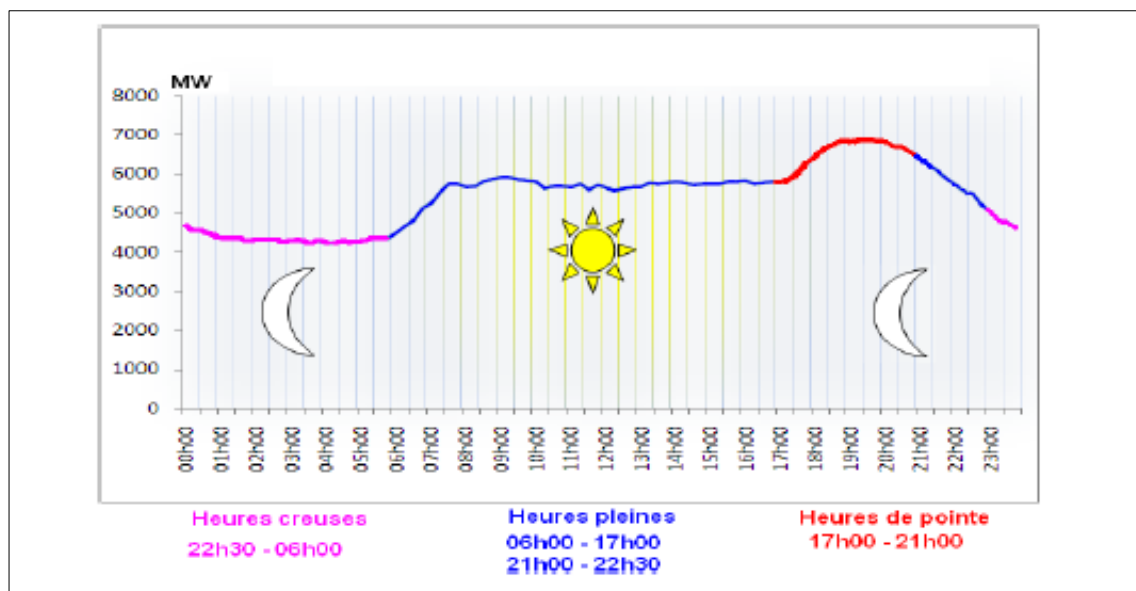
1.2.1. La formation des prix sur les marchés spot :

En considérant un marché spot concurrentiel loin de tout abus de position dominante, les prix se forment à l'intersection de l'offre et de la demande.

Le prix sur le marché spot est le coût marginal de la quantité proposée qui arrive à coïncider avec la demande prévue pour la période considérée du lendemain « day-ahead market » ou du jour même « intraday market ».

Les producteurs observent si les prix du marché spot couvrent leurs coûts variables et décident de produire ou de laisser leur centrales au repos sinon.⁴⁹

Figure 11: Exemple de variation journalière de la demande d'électricité en Algérie



Source : SONEGAS⁵⁰

La demande varie selon plusieurs cycles journalier, saisonnier, ou exceptionnel, et à cet effet, les producteurs dévient les moyens de production les moins réactifs et moins coûteux à la desserte de la demande de base ; caractérisée par les heures creuses où l'on enregistre les plus

⁴⁹ « RAPPORT D'ENQUÊTE SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ », PREVOT Henri et al., Inspection générale des Finances – Conseil Général des Mines, France, 2004, p5.

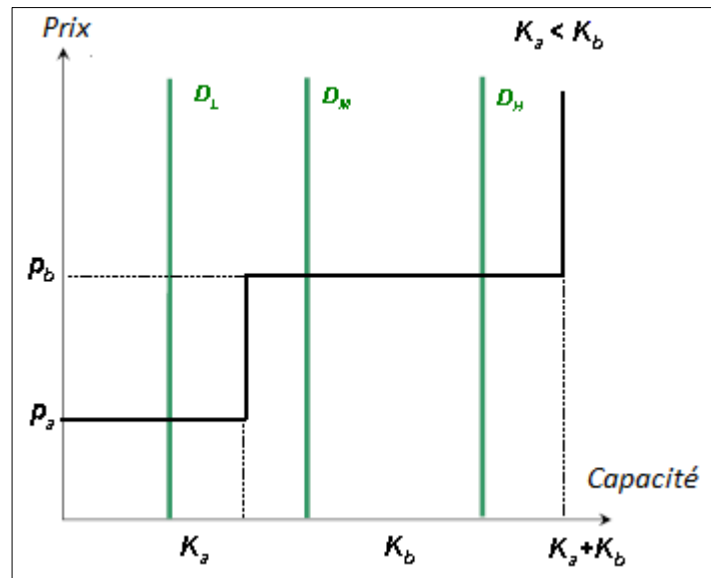
⁵⁰ « HISTORIQUE DE L'ÉVOLUTION DES TARIFS ET DES PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ 1967-2009 », DGDS, SONEGAS, Alger, 2011, p5.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

bas appels de puissance. D'autres moyens de production relativement plus réactifs et coûteux seront mobilisés pour alimenter les demandes plus importante et ainsi de suite jusqu'aux moyens les plus coûteux et les plus réactifs destinés aux demandes exceptionnelles.

Le prix du marché de l'électricité proposé par deux producteurs à capacités distinctes sera indexé tantôt à l'enchère « P_a » du plus petit producteur « **a** » et tantôt à celle « P_b », du plus gros « **b** » comme suit :

Figure 12: Modèle de détermination de prix sur le marché spot



Source : PERCEBOIS Jacques⁵¹

- Si la demande est inférieure ou égale à ce que propose le producteur « **a** » le prix correspondra à son coût marginal : $D < K_a \Rightarrow P = C_{m_a}$
- Si la demande dépasse l'offre de a ou de b mais sans toutefois les saturer le prix correspondra au coût marginal du gros producteur : $K_a < D < K_b$

ou

$$K_b < D < K_a + K_b \Rightarrow P = C_{m_b}$$

- Si la demande excède l'offre des deux producteurs réunis $D > K_a + K_b$ le prix sera indéterminé en plus d'un risque de black-out.

⁵¹ PERCEBOIS Jacques, op.cit., p 134.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

1.2.2. Signaux à l'investissement émis par les prix de spot⁵² :

Le problème de défaillance électrique durant les heures de pointe subsiste aujourd'hui en Algérie malgré l'ouverture à la concurrence du segment de production et l'émergence de plusieurs producteurs indépendants. Seulement, les consommateurs ne sont pas rationnels dans leur consommation à cause des prix réels en continuelle décroissance ce qui contraint l'opérateur système à pratiquer des délestages assez fréquents afin de faire coïncider l'offre et la demande.

Un besoin évident en moyen de production se fait ressentir d'autant plus que les clients éligibles peuvent désormais exercer leur droit d'éligibilité et attendent en retour un approvisionnement fiable au risque de changer d'opérateur. La décision se base sur une analyse par les coûts et une analyse par les prix.

Pour l'instant comme la totalité de la production des IPP trouve preneur chez SONELGAZ, l'entrave à l'investissement résiderait probablement dans les prix régulé de SONELGAZ. En effet, un producteur décide d'investir pour des capacités de pointe s'il arrive à recouvrer les charges fixes et variables de ce nouvel équipement et en dégager une rente de rareté équivalente à :

$$\textbf{Rente de rareté} = (P - Va) * (W) - Fa$$

Où :

P : le prix de l'électricité

Va : charges variables des équipements de production d'électricité de pointe

W : nombre d'heures de fonctionnement des équipements de production d'électricité de pointe

Fa : charges fixes des équipements de production d'électricité de pointe.

A travers une courbe de screening qui regroupe tous les coûts du mix énergétique dont dispose le producteur, ce dernier sera en mesure de prendre la décision d'investir en capacités de pointe tant que le coût variable des heures de fonctionnement supplémentaires des équipements de pointe restera inférieur à celui des équipements de semi-base. Il en va de même pour la décision d'investir en moyens de semi-base lorsque confrontés à ceux de la base.

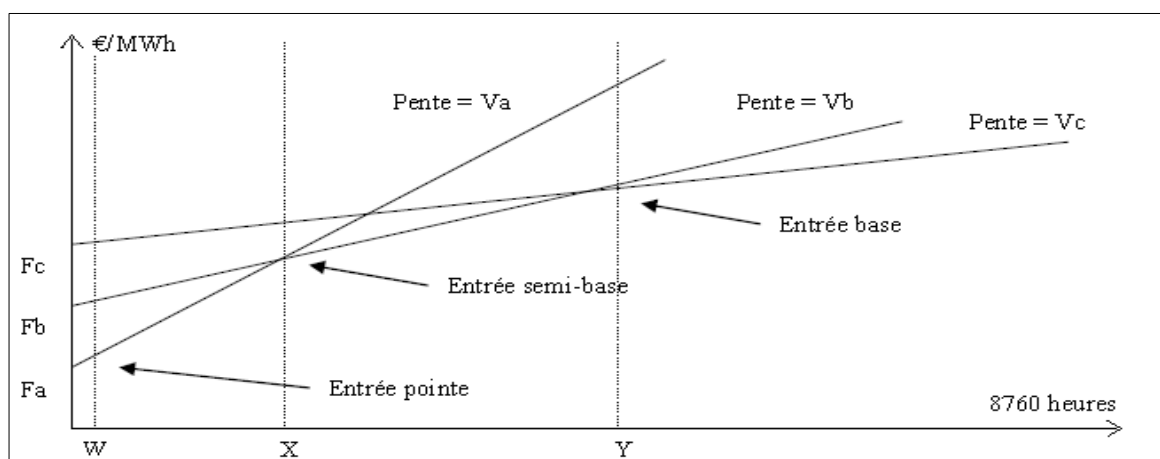
⁵² Largement inspiré de VASSILOPOULOS Philippe, « LES PRIX DES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE DONNENT-ILS LES BONS SIGNAUX ET LES BONNES INCITATIONS POUR L'INVESTISSEMENT EN CAPACITE DE PRODUCTION ELECTRIQUE ? », Université PARIS – DAUPHINE, Paris, 2007, p 42- 50.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

Dans le cas où aucune rente de rareté ne pourra être dégagée, on se retrouvera avec le problème du passager clandestin ; chaque producteur attendra que l'autre investisse pour régler les défaillances. L'Etat pourra intervenir en imposant des quotas d'investissement pour chaque producteur ou déléguer cette responsabilité à l'opérateur historique.

En ce qui concerne l'analyse par les prix, les investisseurs se fient aux prix spot car ils reflètent les coûts marginaux de long terme. Ainsi, face à une demande importante le prix spot est trop élevé car l'on fait appel à des capacités d'appoint très coûteuses ou à l'importation, et inversement il est trop bas avec une demande faible.

Figure 13: la courbe de screening comme outil d'aide à la décision d'investissement



Source : VASSILOPOULOS Philippe⁵³

Par ailleurs, l'exercice du pouvoir de marché par certains producteurs en périodes de pointe, qui profitent de la concentration du marché, se traduit naturellement par une hausse des prix de court terme laquelle renverra des signaux à des investisseurs potentiels et réduira l'intensité de la concentration.

1.3. Tarification de détail de l'électricité⁵⁴ :

Les clients éligibles sont par définition exclus du système à tarifs car ils bénéficient de l'avantage de négociation des prix de leurs contrats. Ils bénéficient de prix de plus en plus compétitifs dépendant uniquement de la maîtrise des coûts de chaque fournisseur.

En outre, les clients captifs sont contraints à suivre la tarification imposée par le fournisseur qui peut prendre l'une des quatre formes suivantes :

⁵³ VASSILOPOULOS Philippe, Op.cit., p45.

⁵⁴ PERCEBOIS Jacques, Op.cit., p 18-30.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

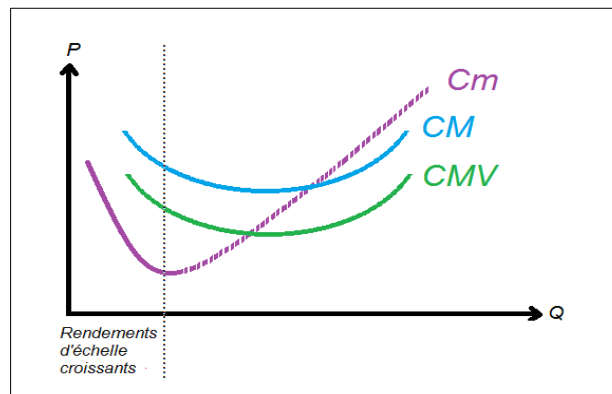
a. La tarification au coût moyen :

Elle permet au producteur de couvrir ses coûts à travers une péréquation temporelle entre heures creuses et heure de pointe, et spatiale entre les nœuds de raccordement aux réseaux de transport. Le prix est obtenu en divisant le coût total sur les quantités vendues « $p = CT / Q$ »

b. La tarification au coût marginal :

Dénommée également optimum de premier rang « $p = \delta CT / \delta q$ » elle est la plus recommandée pour son effet sur le bien-être social (Dupuit 1844) car elle rémunère le produit selon sa juste valeur, cependant dans le cas des industries à rendements croissants le coût marginal se trouve constamment en dessous du coût moyen ce qui empêcherait la firme de recouvrer ses coûts fixes.

Figure 14 : structure de coûts d'une firme à rendements d'échelle croissants



Source : conçu par nos soins

c. La tarification Ramsey-Boiteux :

En réponse à la problématique posée par la couverture des coûts fixes dans de telles industries, fut créée la tarification Ramsey-Boiteux, ou optimum de second rang qui maximise le bien-être social sous contrainte de l'équilibre budgétaire.

$$\begin{aligned} \text{Max } W &= \int_0^q P(q) dq - C(q) \\ \text{s/c} \quad &P(q)q - C(q) \geq 0 \end{aligned}$$

La résolution par la méthode de Kuhn et Ticker :

$$L(q, \lambda) = \int_0^q P(q) dq - C(q) - \lambda [P(q)q - C(q)]$$

Les conditions de premier ordre donnent :

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

$$\frac{\partial L(q, \lambda)}{\partial q} = 0 \Leftrightarrow P(q) - Cm - \lambda \left[\frac{dq}{dp} * q + P(q) - Cm \right] = 0$$

Après réarrangement de l'expression :

$$\frac{P(q) - Cm}{P(q)} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\eta}$$

Où :

$\eta = \frac{dq}{dp} * \frac{p}{q}$ est l'élasticité prix de la demande, λ est le coût fictif des finances publiques.

Le premier terme de l'équation est le taux de marge de la firme qui se trouve inversement proportionnel à l'élasticité prix de la demande ce qui signifie que la distorsion des prix sera principalement orientée vers les clients captifs.

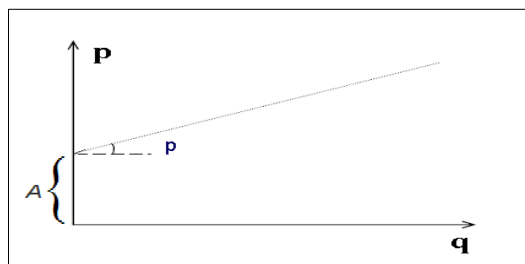
Le coût fictif des finances publiques est proportionnel au prix, dans les pays sous-développés où l'Etat doit participer au financement et au fonctionnement des réseaux électriques les prix sont généralement élevés mais exceptionnellement en Algérie les prix sont extrêmement bas car l'Etat redouble d'efforts pour couvrir l'écart creusé entre le prix gelé et le prix actualisé de l'électricité.

d. La tarification non linéaire :

C'est le dernier type de tarification consiste à facturer toutes les unités consommées au même prix. La tarification non linéaire permet de révéler la disposition à payer des consommateurs et garantit ainsi une utilisation raisonnée de l'électricité.

- ❖ Le premier type est la tarification à la Coase de type binomiale « $T = A + p \cdot q$ » où $A = CF / n$ et $P = Cm$. Elle impute au client en plus de sa consommation une part fixe déterminée sur la base de coûts fixes et du nombre de clients.

Figure 15: Tarification binomiale de COASE



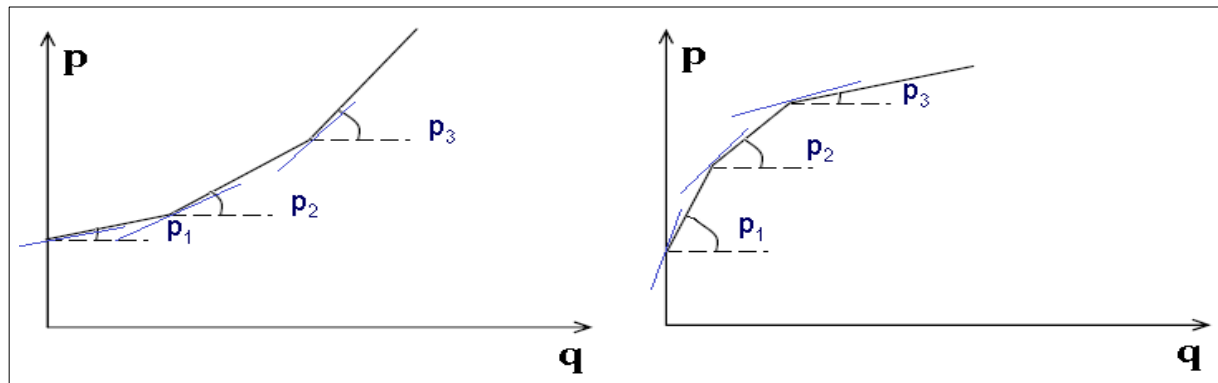
Source : inspiré de PERCEBOIS Jacques⁵⁵

⁵⁵ PERCEBOIS Jacques, op.cit.. p30.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

- ❖ Le second type est la tarification binôme de WILLIG qui propose des menus finis aux consommateurs « $T_i = A_i + p_i q_i$ ». A mesure que le menu est plus important en termes de quantité la partie fixe y correspondant sera plus importante aussi, cependant le prix unitaire peut avoir une tendance crescendo ou decrescendo proportionnellement aux quantités consommées comme illustré dans la figure 16.

Figure 16 : Tarification binomiale de WILLIG



Source : inspiré de PERCEBOIS Jacques ⁵⁶

2. La régulation tarifaire de l'industrie électrique en Algérie:

Le rôle de la régulation est le maintien de l'ordre sur un marché pertinent ou limiter le pouvoir de marché d'un monopole en veillant sur la qualité de service, la concurrence loyale, et les niveaux de prix. Outre ces missions, l'autorité de régulation algérienne impose à l'opérateur historique un gel des tarifs finaux qui lui fait encourir d'énormes déficits sur ses différentes filiales. Un déficit dû également au mode de régulation de type *Cost-Of-Service* à très faible puissance incitative pour la réduction des coûts.

Partie de ces pertes est pour l'instant couverte à l'aide des dotations étatiques en attendant l'ouverture effective de toutes les filières de l'industrie à l'exception du transport à la concurrence.

2.1. Définition de la régulation :

« La régulation se définit dans le droit communautaire des Etats membres de la communauté européenne alors par rapport à ses buts qui consistent, d'une part, à accroître la liberté des opérateurs sur le marché par une diminution du volume et du poids des contraintes normatives et, d'autre part, à déterminer un strict encadrement de l'action des pouvoirs publics sur le marché pour permettre le passage de l'Etat gérant à l'Etat garant. La réglementation doit donc

⁵⁶ PERCEBOIS Jacques, ibid. p30.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

s'entendre comme une des fonctions ex ante de la régulation. Elle consiste à produire des normes destinées à discipliner un secteur déterminé et est soutenue, ex post, par la fonction de contrôle. »⁵⁷

Il ne s'agit donc en aucun cas de fermeture du marché ou de règles contraignantes, bien au contraire ceux sont des règles permissives dont le respect doit être contrôlé en permanence afin de protéger le bien-être total.

Selon le même auteur, la régulation instaure une situation entre interventionnisme de l'Etat et concurrence ; elle vient en réponse aux jeux spontanés du marché et tout particulièrement lorsque celui-ci est caractérisé par une position dominante ou par un monopole.

Par ailleurs, on pourrait délimiter le champ de la régulation pour chapoter la relation entre l'entreprise et ses clients par opposition aux contrats de procurement à travers lesquels l'Etat est le seul acheteur des produits d'une entreprise. Dans le cas de la régulation, l'instrument d'incitation de l'entreprise à l'effort réside dans les prix pratiqués par l'entreprise auprès des clients, dans le second cas il est matérialisé à travers un transfert monétaire octroyé par l'Etat à son fournisseur⁵⁸.

Les transferts sont également de mise lorsque l'entreprise régulée est publique et propose ses services aux consommateurs. Les transferts se font sous forme de subventions ou de dotations comme est le cas pour SONELGAZ mais elle est appelée à en être privée avec l'ouverture à la concurrence.

2.2. La régulation des entreprises publiques :

Traditionnellement, les entreprises publiques ont été astreintes à des régulations qui leur fixent les niveaux des prix en fonction des coûts mais qui ne font rien pour les inciter à la maîtrise des coûts, ce qui leur laisse une échappatoire pour gonfler les revenus à travers le gonflement des coûts (effet Averch-Johnson).

2.2.1. Cost-of-service :

Elle est dénommée *Rate-of-Return*, *Cost-of-service*, ou encore *Cost Plus*. Ces deux dernières concernent respectivement les services destinés aux clients privés, et les contrats de procurement avec l'Etat.

⁵⁷ CHEBEL-HORSTMANN Nadia, « LA REGULATION DU MARCHE DE L'ELECTRICITE_CONCURRENCE ET ACCES AU RESEAU », éditions l'Harmattan, Paris, p 378

⁵⁸ LAFFONT Jean-Jacques, TIROLE Jean, « A THEORY OF INCENTIVES IN PROCUREMENT AND REGULATION », MIT Press, 1993. P9.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

Cost-of-service fut la régulation la plus répandue jusqu'aux années 1980 pour le secteur de l'énergie. Plus tard, et du fait des insuffisances relatives à ce type on a vu l'implémentation de nouveaux mécanismes de régulation notamment la *Price Cap* pour *British Gas* en 1986 et de nombreuses formes de régulation incitative pour l'industrie électrique américaine⁵⁹.

Elle est matérialisée par une tarification au coût moyen déterminée en égalisant le revenu global de l'entreprise avec ces coûts globaux. Il s'agit, bien entendu, des coûts économiques et non des coûts comptables. Ce qui permet d'accorder un revenu juste aux investisseurs ; un revenu, certes, inférieur à celui d'un monopole non régulé mais supérieur au coût de la meilleure seconde opportunité :

$$r < r^{RoR} < r^M$$

L'inconvénient avec cette forme est qu'elle est à faible puissance incitative ; car ni les managers ni les investisseurs n'y sont amenés à fait baisser des coûts qui sont intégralement couverts et procurent une marge de surcroît. Aussi, les prix sont certes équitables relativement aux coûts mais des coûts qui ne sont pas forcément efficaces.

Pour le cas de SONEGGAZ, elle est soumise à une régulation Cost-Of-Service qui garantit l'équilibre budgétaire avec un taux de rendement raisonnable sur le capital. S'agissant d'une industrie capital-intensive qui traine des coûts échoués, et qui plus est fourni un bien public, il est plus judicieux de respecter sa contrainte budgétaire à travers le calcul du revenu requis⁶⁰ afin de lui permettre de couvrir ses coûts fixes et de continuer de d'exister sans aides étatiques. Donc SONEGGAZ est bien en mesure de supporter tous ces coûts grâce à cette tarification. Cependant, les impératifs de service public et les obligations lui étant imposés par l'Etat l'obligent, et jusqu'à ce jour, à facturer les prix prévus pour l'année 2005 et à trainer ainsi un déficit pour toutes ses filiales. Ce déficit est actuellement allégé par les dotations gouvernementales destinées à l'investissement.

Ce schéma est également faiblement incitatif, il est implémenté sur une fonction de coûts exogènes aux efforts de l'entreprise et exclue ainsi les managers de toute marge de manœuvre sur la réduction des coûts.

⁵⁹ LAFFONT Jean-Jacques, TIROLE Jean, *ibid.* p13

⁶⁰ Le revenu nécessaire pour couvrir les coûts totaux de SONEGGAZ.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

2.2.2. Ramsey-Boiteux :

Boiteux (1956) a proposé une tarification au *coût marginal* afin de maximiser le bien-être social :

$$\begin{aligned} SW(q) &= SC + SP \\ SW(q) &= \{S(q) - pq\} + \{pq - C(q)\} \\ SW(q) &= S(q) + C(q) \end{aligned}$$

La condition de maximisation de premier ordre du surplus total donne :

$$\begin{aligned} \text{Max } SW(q) : S'(q) &= cm \\ \Rightarrow p &= cm \end{aligned}$$

Où :

SW : social welfare = bien-être social

SC : surplus des consommateurs

SP : surplus du producteur

S(q) : disposition à payer des consommateurs

pq : prix * quantité

C(q) : la fonction des coûts totaux du producteur

Le prix résultant de ce type de régulation correspond au coût marginal, or les industries de réseau, ou l'industrie électrique en l'occurrence, entraînent d'énormes coûts fixes ne pouvant être couverts via cette tarification.

En réponse à cet obstacle fut créée la régulation **Ramsey-Boiteux** ayant toujours pour but de maximiser le bien-être social mais tout en respectant la contrainte budgétaire :

$$\frac{P(q) - Cm}{P(q)} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\eta}$$

Où : $\eta = \frac{dq}{dp} * \frac{p}{q}$ est l'élasticité prix de la demande.

λ est le coût fictif des finances publiques.

2.3. La régulation incitative :

Toute régulation qui va à l'encontre des préceptes de la *Rate of Return* est considérée comme régulation incitative⁶¹. La première utilisation de ce type de régulation remonte aux années

⁶¹ ERGAS Henry et SMALL John, « PRICE CAPS AND RATE OF RETURN REGULATION », Network Economics Consulting Group, working papers, 2001, p10.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

1920 aux Etats-Unis où la *Potomac Electric Power Company* était soumise à un régime de prix à taux régressifs revisités à la baisse à chaque fois que l'entreprise dépasse un certain seuil de profit. Ils ont dû l'abandonner en raison de l'inflation qui faisait augmenter les coûts et de ce fait ne permettait pas de réduire les prix.

Le contrôle des profits s'opère soit en ajustant le revenu requis de la firme à la baisse si elle dépasse le seuil prédéfini ou à la hausse si ce dernier reste en deçà, soit en ajustant les prix à travers un mécanisme automatique d'ajustement des taux ARAM qui redéfinit les prix selon les variations des prix des inputs tels que ,entre autres, les prix des combustibles, les coûts de construction, la capacité de production.

Cette régulation a connu un second essor dans les 1980 avec des modifications dans sa portée en incluant des objectifs de performance, de fiabilité et de qualité de service au risque de recevoir des pénalités, mais aussi en ce qui concerne les modalités en introduisant le gel du taux de profit, le *Price Cap*, le partage des coûts ou des profits,...etc. pour des périodicités de moins d'une année.

2.3.1. Régulation Price Cap (Fixed price):

La *Price Cap* est le modèle de régulation incitative le plus usité. Le régulateur intervient en plafonnant les prix de la firme régulée au-dessus de ses coûts mais en dessous des prix d'un monopole non régulé, la différence réalisée alors entre les coûts de la firme et le prix constitue son profit. Le régulateur établit le plafond du prix sur la base des coûts pour la première période de régulation et lui prévoit un taux d'évolution maximal noté « **Z** » pour l'adapter aux variations de l'environnement à l'aide de la formule « **IPC – X** » qui n'est autre que l'indice des prix à la consommation diminué des gains de productivité anticipés pour l'entreprise. Le prix⁶² d'une période de régulation *t* se calcule par rapport à la période précédente comme suit:

$$P_t = P_{t-1} * (1 + z)$$

L'implémentation de la *Price Cap* pour un monopole passe par deux phases. Le régulateur détermine un profit raisonnable qui sera ajouté à l'ensemble des coûts pour constituer les recettes autorisées. Le plafond sera ensuite calculé en égalant les formules des recettes prévues pour le monopole avec les recettes autorisées.

⁶² DAVID Laurent, « LA REGLEMENTATION PAR PRICE CAP : LE CAS DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL AU ROYAUME UNI », CREDEN, cahier n° 99.09.1, Montpellier, 1999, p 6.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

Pour une entreprise multiproduits comme est le cas pour SONEGGAZ, il serait préférable selon BRENNAN⁶³ de suivre une régulation *Price Cap* afin de ne pas dégrader le bien-être social ; elle maximise son profit sous contrainte d'un seuil minimal du surplus des consommateurs.

$$\begin{cases} \text{MAX } pq - C(q) \\ S - S^0 \geq 0 \end{cases}$$

Avec un plafond des prix, le seul moyen restant pour la firme d'augmenter son profit est de réaliser l'efficacité productive en diminuant ses coûts, une manière qui ne lèse en rien le surplus des consommateurs.

Autre alternative, SONEGGAZ pourrait, autant que le régulateur le permette, jouer sur les prix des différentes catégories de produits en effectuant des subventions croisées entre les prix de la clientèle captive et ceux de la clientèle éligible. Cette opération réduirait sans doute le surplus des clients captifs mais garderait le même niveau du bien-être social, mais elle ne serait que de courte durée vu que le processus de libéralisation de l'industrie est enclenché et l'éligibilité ne tardera pas à toucher l'intégralité de la clientèle de SONEGGAZ.

L'intérêt de ce type de régulation prend forme dans la longévité, pour une période d'au moins 5 ans l'entreprise consentira à produire des efforts afin de faire baisser ses coûts et augmenter sa marge par la même. A contrario et à court terme, ce type coïncidera avec la cost-of-return et perdra toute sa puissance incitative. Pour les deux périodicités, l'entreprise prétendra à la fin de la période être de type inefficace pour faire augmenter le nouveau plafond des prix.

2.3.2. Régulation Revenue cap:

Nombre de fournisseurs d'électricité (Angleterre, Norvège,...) ont subi ce type de régulation qui plafonne le revenu de la firme et lui laisse libre cour de fixer les couples prix-quantité des différents segments de sa clientèle. Le régulateur impose à la firme régulée une courbe iso-profit placée directement sous celle d'un monopole non régulé. L'inconvénient de ce type selon CREW et KLEINDORFER⁶⁴ réside dans la liberté accordée à la firme de choisir le couple prix-quantité sur la courbe iso-profit ; la firme choisira inéluctablement le couple correspondant au prix le plus élevé et la quantité la plus faible pour réduire ses coûts.

⁶³ BRENNAN T.J., « REGULATING BY CAPPING PRICES », in *Journal of Regulatory Economics*, vol. 1, no. 2, 1989, p 133-147.

⁶⁴ CREW M. A., et KLEINDORFER P.R., « PRICING AND REGULATORY INNOVATION UNDER INCREASING COMPETITION », éditions Wolters Kluwer, 1996, p 494

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

2.3.3. Yardstick competition:

Le prix du marché est la mesure étalon idéale pour connaître les coûts marginaux des producteurs, cette information est très utile pour limiter l'aléa moral entre les managers et les actionnaires et entre l'entreprise et le régulateur. Si toutefois la firme est un monopole régulé, le régulateur pourrait se référer aux entreprises exerçant dans les mêmes conditions. Il existe à présent des méthodes statistiques opérées sur un échantillon de firmes similaires qui déterminent un indice d'efficacité « **X** » le même utilisé également dans la régulation *Price Cap* « **IPC – X** ».

2.3.4. Sliding scale:

Les fournisseurs de gaz anglais étaient régulés dans le temps via ce type qui permet à la firme de bénéficier de l'augmentation du profit à travers la réduction des coûts à condition de réduire le prix de la moitié de ces économies réalisées ; si elle parvient à réduire les coûts de 2 unités monétaires, elle doit baisser le prix de 1 unité afin de partager la marge supplémentaire entre le producteurs et les consommateurs. Par ailleurs, cette régulation permet au producteur d'augmenter ses prix s'il rencontre une hausse dans ses coûts mais de moins de l'augmentation des coûts pour éviter aux consommateurs d'en assumer la majeure partie. C'est une combinaison de la tarification *Cost Plus* et de la tarification *Fixed Price* dans le sens où elle permet respectivement d'augmenter le profit si les coûts croissent et de percevoir la différence entre les coûts et les prix si ces derniers baissent.

2.4. Comparaison des modalités de régulation des industries libéralisées:

Nous allons aborder les systèmes de régulation de quelques pays européens en fonction des compétences des acteurs publics, des fonctions de la régulation publique, et enfin du partage des responsabilités⁶⁵.

- **L'Angleterre :**

L'autorité de régulation anglaise *Office of Gas and Electricity Markets* « *OFGEM* » opère sous l'égide du *Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform* équivalent britannique du ministère de commerce. Elle fait respecter les lois et les décrets de l'« *Electricity Act 1989* » et s'occupe des tarifs d'accès au réseau, de la gestion des licences des distributeurs, et de la tarification aux clients finals selon le *Price Cap*. Elle se partage la

⁶⁵ VARONE Frédéric, GENOUD Christophe « *LIBERALISATION DES SERVICES DE RESEAU ET RESPONSABILITE PUBLIQUE : LE CAS DE L'ELECTRICITE* », in *Politiques et management public*, vol. 19, n° 3, 2001, p200-207.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

régulation du service universel avec le gouvernement qui s'occupe, par ailleurs, des politiques publiques connexes. En cas de litiges, les parties adverses doivent s'adresser au *Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform* ou à la *Monopolies and Mergers Commission* compétents sur la régulation de la concurrence, ou à la *OFGEM* compétente de la régulation des opérateurs.

- **L'Allemagne :**

Les *Autorités de Supervision des Tarifs Electriques* exerçant sous l'égide du *Ministère Fédéral de l'Economie* sont des autorités de régulation locales. Elles appliquent l'« *Energiewirtschaftsgesetz 1998* » qui comporte, entre autres, les conditions d'accès des tiers au réseau, de gestion de la distribution, et de privilège des énergies renouvelables. Les autorités fédérales sont chargées de trancher dans les conflits relatifs à l'accès au réseau et à la position dominante.

- **La France :**

Il existe une autorité de régulation indépendante dénommée *Commission de Régulation de l'Electricité* responsable de la garantie du service universel et de la gestion du fonds qui le finance, de la tarification « produit de première nécessité », de l'établissement des tarifs d'accès au réseau, et de la gestion des concessions de la distribution. Les litiges sont traités auprès de la Cour d'Appel de Paris et du Conseil de la Concurrence.

- **La Norvège :**

L'*Office de l'Energie et de l'Eau « NVE »* appartenant au *Ministère du Pétrole et de l'Energie* régule l'industrie électrique norvégienne selon la « *Loi sur l'Electricité 1991* » et veille sur le respect du service universel ainsi que la tarification *Price Cap*. Le MPE et la Direction de la Concurrence et des Prix (Ministère du Commerce et de l'Industrie) œuvrent conjointement pour la résolution des conflits.

2.5. Commission de régulation de l'électricité et du gaz en Algérie CREG :

Elle a été créée en 2002 par la *loi n° 02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations* en vue de remplacer l'Etat, désormais simple actionnaire à SONELGAS, dans son rôle de gestionnaire du secteur de l'électricité et du gaz. Cette nouvelle autorité indépendante est dotée de la personnalité morale et de l'autonomie financière.

Selon la même loi, les missions de la CREG sur le marché de l'électricité et du gaz se résument à la garantie de la concurrence et la transparence, à la réalisation et au contrôle du

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

service public, au conseil des autorités publiques, et à la surveillance du respect des lois et règlements par les différents opérateurs afin de promouvoir le bien-être total.

Il est également de son ressort d'approuver les modifications tarifaires des différents opérateurs. Ainsi SONEGAS lui soumet chaque année des propositions d'augmentation des tarifs de l'électricité sur la base du revenu requis de la période nécessaire à la couverture des coûts de l'entreprise.

Après présentation de la hausse des prix nécessaire pour atteindre le revenu requis de SONEGAS, accompagnée de tous les documents comptables y inhérents, la CREG procède à la répartition de cette hausse sur les tarifs appliqués aux clients finals suivant l'allocation des coûts fixes et variables, permanents et de diversification pour les 3 segments HT, MT, et BT.

La CREG approuvait ces propositions et concédait des hausses semestrielle dans le prix de l'électricité de l'ordre de quelques centimes de dinars jusqu'en 2005 où elle a décidé de geler les tarifs pour des considérations politico-sociales.

3. Structure tarifaire actuelle de SONEGAS :

Si l'on devait modéliser l'évolution du prix de l'électricité on remarquerait 2 périodes distinctes avant 1980 et après 1980.

Depuis l'indépendance et jusqu'en 1980 l'Etat a veillé à garantir des prix stables afin d'encourager le développement du secteur économique et d'augmenter le confort des ménages. Ces efforts consentis par l'Etat ont demandé des investissements colossaux et ont été soldés par d'énormes déficits au niveau de SONEGAS et par une clientèle de plus en plus gaspilleuse.

A partir de 1981, l'Etat a commencé à rechercher l'efficacité économique en introduisant des réformes tarifaires destinées à couvrir les coûts économiques de SONEGAS mais aussi en prévision aux opérations de maintenances et aux investissements futures. Ces augmentations ont été introduites en 1981,1982, 1989,1990, 1994, 1996, 1997, 1998, 2003, et 2004, mais ont subitement cessé en 2005 pour des raisons purement politiques.

L'efficacité économique passe aussi par la sensibilisation des clients à économiser l'énergie à travers un système tarifaire qui oriente leur consommation vers les postes horaires les plus creux sauf considérations d'usages exceptionnels.

Jusqu'au jour d'aujourd'hui, aucun client industriel n'exerce son droit à l'éligibilité en raison des prix trop bas proposés par le système tarifaire gelé depuis 2005 pour des considérations politico-sociales.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

3.1. Respect de la contrainte budgétaire à travers la régulation Cost-Of-Service:

Chaque année la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz revise ses prix sur la base d'un **revenu requis** récupérable à travers les prix appliqués aux clients finals. On calcule un prix moyen pour couvrir, autant que l'autorité de régulation le permette, les coûts permanents de production, utilisation des réseaux de transport, frais de l'opérateur système, frais de l'opérateur du marché, distribution, commercialisation, charges de l'autorité de régulation⁶⁶.

Les frais d'interconnexion aux réseaux de transport et de distribution sont chargés de manière similaire aux clients résidentiels selon le principe du timbre-poste qui permet d'effectuer une péréquation tarifaire entre les différentes zones géographiques en ne facturant que le transit de l'électricité.

Le revenu requis au recouvrement des coûts de SONELGAZ et qui lui confère un marge bénéficiaire est déterminé par la formule suivante :

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

Où :

CE : coûts d'exploitation ou de maintenance ;

CA : charges d'amortissement ;

r : coût de rémunération du capital = (rfp * % fonds propres + rd * % dette) ;

rfp : rendement requis sur les fonds propres ;

rd : coût moyen de la dette ;

B : actifs en service ;

r*B : bénéfice requis ;

TI : taxes et impôts payés dus.

3.2. Composition de la facture de l'électricité :

Selon les article 38 et 40 du décret exécutif n° 05-182 cité ci-dessus, les clients non éligibles doivent participer à la rémunération des activités de production, de transport, de dispatching, de distribution et de commercialisation de l'électricité sous forme de coûts permanents, coûts de diversification, et coûts variables relatifs à la consommation imputés aux clients finals dans les factures.

❖ ⁶⁶ Décret exécutif n° 05-182 du 9 Rabie Ethani 1426 correspondant au 18 mai 2005 relatif à la régulation des tarifs et à la rémunération des activités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

La DIVISION DES AFFAIRES DE REGULATION au niveau de SONELGAZ soumet le revenu requis à l'autorité de régulation qui doit à son tour calculer une structure tarifaire répartissant ce revenu entre les différents segments de la clientèle.

Le système tarifaire a été élaboré alors, sur la base de la formule polynôme ci-dessous qui comporte une redevance fixe, la puissance requise, et l'énergie consommée :

$$F = a + c * P_c + d * P_a + \sum e_h * E_h + g * (W - r * E)$$

Où :

a : c'est une redevance fixe mensuelle qui couvre toutes les charges ayant trait au raccordement au réseau, à l'entretien du courant, à la vérification du comptage, à la relève, et à la facturation.

P_c : représente la puissance mise à la disposition. SONELGAZ dispose à l'intention de chaque client une certaine puissance d'électricité qu'il peut appeler à tout moment intégralement ou en parties pour les besoins de sa consommation.

c : le prix unitaire de la puissance mise à disposition « P_c » estimé en dinars.

P_a : est la puissance maximale absorbée qui reflète les appels de puissance en heures de pointe et sa tarification incite les clients concernés (séries 30 et 40) à reporter leur consommation en heures creuses.

d : le prix unitaire de la puissance maximale absorbée estimé en dinars.

E : énergie active ou l'électricité proprement dite, elle est injectée dans le réseau par le producteur et est destinée à la satisfaction des différents besoins des clients.

E_h : mesure de l'énergie en kWh consommés pour chaque poste horaire.

e_h : le prix unitaire de l'énergie active mesuré en centimes de dinar. Il représente également l'objet de négociation avec clients éligibles.

W : énergie réactive. Elle est émise par les installations contenant des résistances, et provoque des perturbations sur le réseau si elle est présente avec un taux qui dépasse la moitié de l'énergie active $r = W/A = 50 \%$. Dans ce cas elle occasionne pour les clients des séries 30 et 40 un malus, et elle occasionne un bonus dans le cas contraire.

g : Le prix unitaire de l'énergie réactive, il est estimé en centimes de dinars dans la formule.

Chapitre 2 : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché

Les tarifs de l'électricité⁶⁷ varient selon les périodes tarifaires⁶⁸ d'appels de puissance, chaque catégorie de tension contient entre 2 et 4 segments. On distingue en outre selon le niveau de tension entre clientèle haute tension (série 30), moyenne tension (série 40) et basse tension (série 50)⁶⁹, car les coûts engagés à leur desserte diffèrent et la dernière catégorie se trouve la plus coûteuse en termes de modulation de la tension.

Les prix finaux sont donc le fruit du calcul du coût de desserte en énergie électrique suivant les niveaux de tension, les postes horaires, et les profils de consommation. Une redevance fixe représentant la quote-part qui couvre les coûts permanents et les coûts de diversification sera imputée aux clients HT et MT.

Conclusion :

L'autorité de régulation de l'industrie électrique algérienne est à présent opérationnelle et remplit dûment les fonctions lui étant assignées. De plus, elle est seule à trancher dans les litiges du fait de son expertise bien que sur les textes de loi le Conseil de la Concurrence en soit lui aussi habilité. Cette situation ne peut être que bénéfique pour l'industrie afin de ne pas créer un conflit de compétence entre les deux autorités ou retarder la résolution des affaires en attente comme est le cas pour d'autres secteurs.

Le mode de régulation *Cost-Of-Service* appliqué à SONELGAZ est à très faible puissance incitative, chose qui, combinée au gel des tarifs, la conduit vers plus de dérive dans les coûts. L'idéal serait d'appliquer une régulation incitative avec l'arrivée d'un nouvel entrant pour relancer davantage l'intensité concurrentielle.

⁶⁷ Voir Annexe n° 1

⁶⁸ Voir Annexe n° 2

⁶⁹ Voir Annexe n° 3

III. CHAPITRE TROISIEME : SONEGAS dans un contexte concurrentiel

- ❖ **Surplus de SONEGAS en tant que monopole entre prix gelés et prix requis.**
- ❖ **Interaction stratégique entre SONEGAS et le nouvel entrant : duopole de Stackelberg.**
- ❖ **Pistes futures de recherche.**

Introduction :

Nous allons nous appuyer tout au long de ce chapitre sur les connaissances théoriques citées dans les deux précédents afin de répondre aux deux questions restantes de la problématique relatives au rajustement des prix et à la réaction des clients éligibles dans un marché libéralisé, ainsi qu'aux subventions nécessaires pour garantir la sécurité énergétique.

Force est de constater que SONEGGAZ est menacée par l'émergence d'un concurrent, c'est dans ce contexte que nous allons essayer dans la première partie de tester la possibilité d'un retour aux prix requis pour connaître le degré de sensibilité des clients éligibles, lever le gel des tarifs, et éventuellement bloquer l'entrée avec un prix limite. Dans la deuxième partie, nous modéliserons un jeu entre les deux concurrents pour connaître la part de marché de SONEGGAZ et les responsabilités de service public lui étant assignées.

1. La sensibilité des clients éligibles face au prix de l'électricité :

Après la décision d'ouverture du marché algérien de l'électricité en 2002, et dans le sillage des réformes qui ont suivi, les autorités publiques à travers le Ministère de l'Energie et des Mines ont imposé depuis 2005 un gel des prix destinés aux clients finals en différant toute proposition de SONEGGAZ d'augmentation des tarifs afin de couvrir son déficit et ses coûts sans cesse croissants.

Les clients éligibles se gardent jusqu'à présent d'exercer leur droit d'éligibilité en raison des prix gelés qui représente une aubaine inespérée à ces industriels qui envisagent les prix de l'électricité comme coût. Mais avec l'avènement de la concurrence, ces clients seront probablement obligés de choisir l'un des opérateurs proposant les prix de marché. Les prix des concurrents pourront être beaucoup plus attrayants que ceux de l'opérateur historique. SONEGGAZ voudrait à présent connaître la disposition à payer de ces clients face aux prix requis et éventuellement les prix de marché.

Les dotations décennales accordées par l'Etat à SONEGGAZ, et qui sont destinées à l'investissement, assurent indirectement la compensation d'une partie seulement du déficit encouru par SONEGGAZ à cause du gel des prix. Partant de là, et en préparation à la confrontation avec les concurrents sur le segment éligible, nous proposons à présent de combler le déficit du segment industriel par la levée du gel et tout en épargnant le segment résidentiel sur lequel les autorités rejettent à chaque fois les demandes de levée du gel pour des considérations socio-politiques.

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

- **Objectif :**

C'est dans cette optique que nous envisageons d'abord d'estimer l'élasticité prix de la demande industrielle d'électricité afin de prévoir le comportement des clients éligibles face au choc d'une éventuelle levée du gel, et à l'arrivée d'un nouvel offreur. Nous serons ensuite en mesure de juger de la faisabilité de l'augmentation des prix prévue, car il n'est pas à exclure que cette levée du gel puisse provoquer une baisse de la demande susceptible d'empirer la balance de SONEGAZ au lieu de lui procurer une recette supplémentaire.

Par ailleurs, cette augmentation des prix pourrait attirer de nouveaux investisseurs sur le marché. Nous allons, dans la deuxième partie de ce chapitre, modéliser la concurrence entre SONEGAZ et un concurrent potentiel sur le segment captif à travers un jeu de Stackelberg (1934)⁷⁰ où SONEGAZ serait l'acteur dominant de par sa taille et son histoire. Les clients dans ce cas sont les 4 distributeurs locaux.

1.1. Revue de la littérature des estimations de l'élasticité prix de la demande industrielle :

Dans la littérature, les modèles économétriques traitant de l'estimation de l'élasticité prix de la demande industrielle de l'électricité ne sont pas abondants mais sont cependant variés de par leurs différents modèles de spécification, les périodes qu'ils couvrent, les méthodes économétriques utilisées et les pays étudiés. Il n'existe pas de consensus sur la méthode la plus juste d'estimation et l'on peut citer les études les plus éminentes dans ce qui suit :

Tableau n° 4: Récapitulatif des estimations de l'élasticité prix de la demande industrielle dans le monde

Auteurs	Pays	Méthode	Période	Résultat C.T.	Résultat L.T.
Woodland (1993)	Australie	Panel data	1977/1985	>1	
Beenstock (1999)	Israël	Régression dynamique / Cointégration	1973/1994 (Données trimestrielles)		-0.31 -0.44
Bose et al.	Inde	Régression	9 ans	-0.04	

⁷⁰ « C'est un jeu concurrentiel où l'une des firmes est leader et influence de ce fait les firmes suiveuse dont les actions suivent une logique de Cournot et n'ont aucun impact sur la firme meneuse ».

YILDIZOGLU Murat, « INTRODUCTION A LA MICROECONOMIE », Université Paul Cézanne France, édition libre, version 1.2, 2009, p 213.

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

(1999)		groupée		-0.45	
Bjørner et al. (2001)	Danemark	Panel data	1983/1996	[-0.4 , 0.06]	
Blingaut et al. (2001)	Afrique du Sud	Panel data	1976-1996	> 0	
Kamerschen (2004)	USA	Equation simultanée	1973/1998	[-0.34 , -0.55]	
Polemis (2007)	Grèce	Cointégration des panel data	1970/2004	-0.35	-0.85
Bianco et al. (2010)	Roumanie	Prévision	1975-2008	-0.075	-0.274
Labandeira et al. (2010)	Espagne	Panel data	2005-2007 (données mensuelles)		-0.0308 -0.0518
Dilaver et al. (2010)	Turquie	Cointégration des panel data	1960-2008	-0.16	
Madlener et al. (2011)	Allemagne	Cointégration des panel data	1970-2007	[-0.57 , -0.31]	[-0.52 , 0]

Source : conçu par nos soins

A l'aide de nombreuses méthodes allant de la cointégration, aux panel data, la majorité des auteurs listés ci-dessus qui ont estimé l'élasticité de la demande industrielle de l'électricité s'accordent pour dire que le prix de l'électricité impacte négativement sur sa demande malgré certaines tentatives de Woodland (1993) et BLIGAUT (2001) pour prouver le contraire.

Le niveau de l'activité économique est lui aussi un paramètre important dans la détermination de la demande et certains comme EROGOVA (2004) et GHADERI (2006) l'ont déclaré encore plus déterminant que la variation des prix. Cependant LUNDBERG (2009) a soulevé que le niveau de l'activité économique était déterminant dans la première moitié de la série mais que le prix devenait plus déterminant dans la seconde en raison de la rationalisation de l'utilisation de l'énergie.

Les résultats trouvés varient dans l'intervalle]-1, 1[quelle que soit la méthode utilisée, ceci est dû à la forte dépendance des entreprises choisie vis-à-vis de l'électricité. Cependant, WOODLAND (1993) a trouvé une élasticité supérieure à 1 car son échantillon comportait des entreprises non captives pouvant substituer le pétrole et le gaz à l'énergie électrique

Chapitre 3 : SONELGAZ dans un contexte concurrentiel

Faute de disponibilité de données détaillées par zone ou par client avons écarté la méthode des panel data. A la place nous avons opté pour la méthode OLS comme nous avons des données s'étalant sur une trentaine d'années (1970-2011).

1.2. Estimation de l'élasticité prix de la demande industrielle :

Le concept de l'élasticité est communément utilisé pour représenter la sensibilité de réponse. De manière plus générale, selon PERLOFF (2001)⁷¹, il quantifie le changement en pourcentage d'une variable en réponse au changement d'une autre variable en pourcentage.

Il existe trois types d'élasticités : - élasticité revenu $e_r = \frac{\partial q}{\partial R} * \frac{R}{q}$;

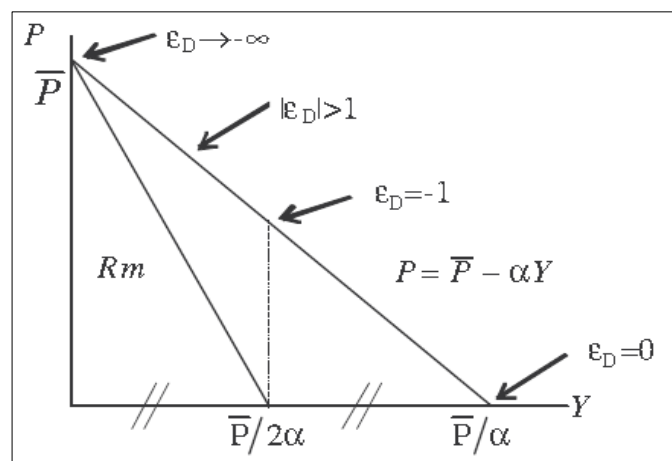
- élasticité croisée $e_c = \frac{\partial q_i}{\partial p_j} * \frac{p_j}{q_i}$;

- élasticité prix $e_p = \frac{\partial q}{\partial p} * \frac{p}{q}$.

Dans notre étude nous allons nous intéresser à ce dernier type d'élasticité pour estimer la diminution de la demande industrielle adressée à SONELGAZ dans le cas d'une augmentation de son prix pour les clients éligibles.

Selon sa variation, l'élasticité prix de la demande est interprétée comme inélastique si sa valeur absolue est comprise entre 0 et 1, et élastique si elle dépasse 1 en valeur absolue ; $|e| > 1$.

Figure 17: l'élasticité prix d'une fonction de demande affine



Source : DESQUILBET J.B.⁷²

Selon KRUGMAN et WELLS (2009)⁷³, un monopole qui désire augmenter sa production et baisser son prix par la même afin de maximiser sa recette devrait disposer d'une élasticité prix

⁷¹ PERLOFF Jeffrey M., « MICROECONOMICS », éditions Addison-Wesley, 2^{ème} édition, États-Unis, 2001, p71.

⁷² DESQUILBET J.B., « LE MONOPOLE CLASSIQUE », cours de microéconomie, Université d'Artois, France, p1.

Chapitre 3 : SONEGAS dans un contexte concurrentiel

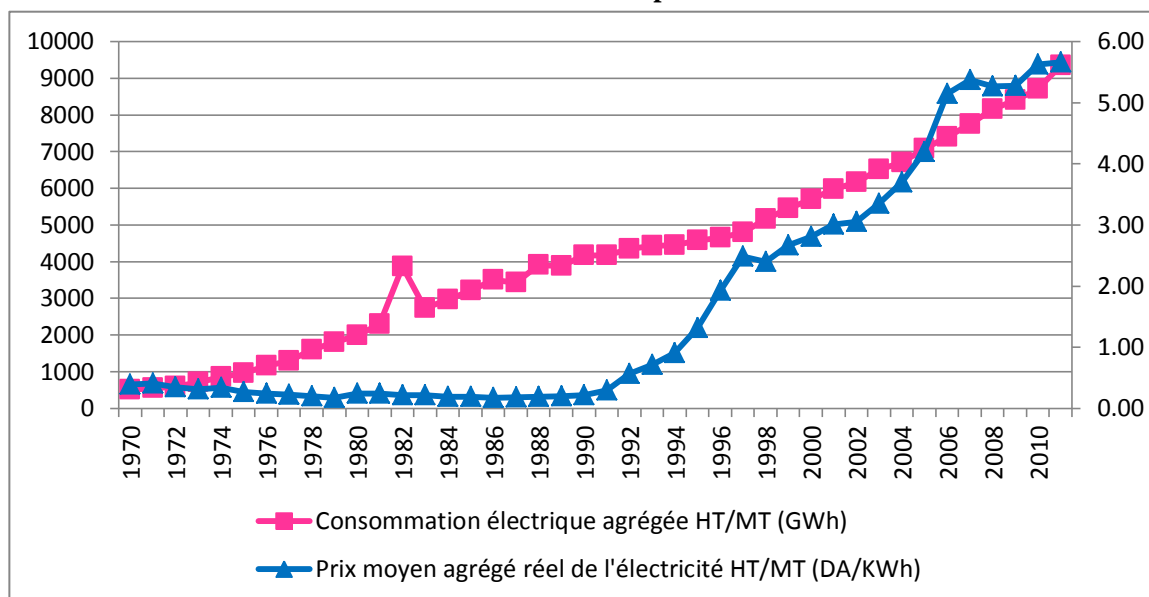
de la demande supérieure à 1, car en baissant le prix de 1% la demande augmenterait de plus de 1% tout en gardant une recette marginale positive. On pourrait étendre cette analyse à l'inverse et expliquer qu'une élasticité de moins de 1% permettrait de faire augmenter le prix sans constater de chute drastique dans la demande ; une augmentation de 1% du prix sera suivie d'une baisse de moins de 1% sur la demande.

1.2.1. Données :

Nous avons choisi de déterminer l'évolution de la consommation industrielle de l'électricité (HT et MT) par son prix moyen réel, déflaté à l'aide de l'indice des prix à la production issu par l'Office National des Statistiques. Une estimation du comportement de la clientèle HT uniquement aurait été plus représentative de la clientèle éligible, mais pour des considérations de significativité du modèle nous avons utilisé une pondération des deux tensions.

L'évolution des prix est étroitement liée avec la variation de la demande industrielle comme illustré dans le graphique n°18, bien que BLIGNAUT et De Wet (2001) ont prouvé que le prix a un très faible impact sur la baisse demande voire même positif.

Figure 18 : Evolution de la consommation électrique agrégée HT et MT en parallèle avec l'évolution de son prix réel



Source : conçue par nos soins à partir des données de SONEGAS

Nous disposons de données s'étalant de 1970 à 2011, mais après plusieurs essais non concluants nous avons gardé une série de 1980 à 2005 pour le long terme, et de 1988 à 2005 pour le court terme. Ceci est probablement dû aux mesures prises sur les prix à partir de 1981 pour limiter le gaspillage. (Voir chapitre 2, point3).

⁷³ KRUGMAN Paul R., WELLS Robin, « MICROECONOMIE », éditions De Boeck supérieur, 2009, p 630.

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

Aussi, nous avons utilisé comme variable exogène la part des industries manufacturières dans le PIB comme déterminant de l'activité économique afin d'expliquer la consommation HT et MT. La variable reflétant l'effet du prix d'une énergie de substitution sur la consommation électrique est représentée par le prix moyen déflaté du gaz. Par ailleurs, les données sur l'avancée technologique en matière de diminution de consommation ne sont pas disponibles.

1.2.2. Modèle économétrique :

L'estimation de l'élasticité prix de la demande industrielle découle de la modélisation de la demande car elle n'est autre que la puissance de la variable prix de l'électricité dans la forme fonctionnelle de la demande d'électricité de long terme ⁷⁴:

$$E_t = f (V_t , P_t , G_t , A_t)$$

Où :

E_t : Variable endogène de la consommation d'électricité industrielle simultanée dépendant des variables du côté droit de l'équation;

V_t : Niveau réel de l'activité économique. Nous avons opté pour le PIB déflaté par l'indice des prix à la production; des variables comme le PIB des industries manufacturières, PIB hors hydrocarbures, ou valeur ajoutée ont donné une signification globale inférieure ;

P_t : Prix réel de l'électricité (déflaté par l'indice des prix à la production);

G_t : Pouvant désigner le prix d'une énergie de substitution ou encore une variable météorologique (nous avons opté dans notre étude pour le prix réel du gaz) ;

A_t : traduit le degré d'économie d'énergie (dans notre cas elle est comprise dans la constante).

Nous avons choisi de lui donner la forme Cobb-Douglas pour les mêmes raisons avancées par AMARAWICKRAMA et HUNT⁷⁵ (2008) à savoir ; sa simplicité, son interprétation directe, pour son besoin modeste en données et pour ses résultats aussi robustes que ceux des modèles les plus complexes⁷⁶.

$$E_t = C_0 \exp(dt) V_t^\beta P_t^\varphi G_t^\theta$$

Où :

⁷⁴ MADLENER Reinhard, BERNSTEIN Ronald, GONZÁLEZ Miguel Ángel Alva, « *ECONOMETRIC ESTIMATION OF ENERGY DEMAND ELASTICITIES* », in E.ON Energy Research Center Series, Vol.3 N°8, RWTH Aachen University, Allemagne, 2011, p 7

⁷⁵ AMARAWICKRAMA, H.A., HUNT, L.C., « *ELECTRICITY DEMAND FOR SRI LANKA: A TIME SERIES ANALYSIS* », *Energy* **33**(5), 2008, p 724–739.

⁷⁶ MADLENER Reinhard et al., *ibid.*, p7

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

$$A_t = C_0 \exp(dt).$$

C_0 : Une constante.

(dt) : La tendance du temps.

β : L'élasticité de l'activité économique.

φ : L'élasticité prix de la demande.

θ : L'élasticité de substitution.

Après plusieurs modifications dans la spécification de long terme, nous avons opté la forme log-log suivante pour effectuer une OLS qui a abouti au modèle global le plus significatif :

$$\log E_t = C_0 + dt + \beta \log V_t + \varphi \log P_t + \theta \log G_t$$

La résolution du modèle OLS a été effectuée à l'aide du logiciel EVIEWS version 5.

1.2.3. Les résultats :

Seuls le prix de l'électricité, le prix de l'énergie de substitution, le terme constant et la tendance sont significatif avec des probabilités de non signification inférieures à 5% et un test de Student donnant une valeur supérieure à 2 en valeur absolue. Le modèle est significatif globalement avec un coefficient de détermination $R^2 = 96\%$.

Figure 19: Résultat de l'estimation de l'élasticité prix de la demande électrique HT/MT de long terme avec le logiciel EVIEWS

Dependent Variable: E				
Method: Least Squares				
Date: 09/18/14 Time: 02:53				
Sample: 1980 2011				
Included observations: 32				
Convergence achieved after 14 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.495181	0.183059	19.09324	0.0000
@TREND	0.024870	0.002785	8.930777	0.0000
P	-0.537959	0.188277	-2.857274	0.0083
G	0.374440	0.153346	2.441798	0.0217
V	-0.007196	0.019700	-0.365290	0.7178
AR(1)	0.228451	0.128971	1.771334	0.0882
R-squared	0.967343	Mean dependent var	3.683269	
Adjusted R-squared	0.961063	S.D. dependent var	0.170374	
S.E. of regression	0.033619	Akaike info criterion	-3.780099	
Sum squared resid	0.029386	Schwarz criterion	-3.505274	
Log likelihood	66.48158	F-statistic	154.0323	
Durbin-Watson stat	2.483060	Prob(F-statistic)	0.000000	
Inverted AR Roots	.23			

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

Afin de s'assurer de la robustesse du modèle nous avons testé la stationnarité des erreurs. Le test ADF a été concluant avec une probabilité de non significativité inférieure à 5% et un résultat du test de Student supérieur à 2 en valeur absolue:

Figure 20: Test de stationnarité des résidus de long terme Augmented Dickey-Fuller (logiciel EVIEWS)

Null Hypothesis: RESID01 has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic based on SIC, MAXLAG=7)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-7.350533	0.0000
Test critical values: 1% level	-3.661661	
5% level	-2.960411	
10% level	-2.619160	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Résultat 1 : *L'élasticité prix de la demande de long terme est estimée à -0.53.*

Afin de déduire l'élasticité de court terme, nous avons eu recours au terme d'erreur estimé :

$$ECT_t = \log E_t - \hat{\beta} \log V_t - \hat{\varphi} \log P_t - \hat{\theta} \log G_t - \hat{D}_t$$

Où :

$\hat{D}$: est le terme déterministe incluant la constante C_0 et la tendance du temps.

ECT : (error correction term) est le terme d'erreur estimé reflétant la déviation de l'équilibre de long terme, qui une fois réintroduit dans la spécification de long terme nous confère l'élasticité de court terme :

$$\log E_t = \gamma_0 + \alpha ECT_{t-1} + \lambda \log V_t + \tau \log P_t$$

Où :

γ_0 : Une constante ;

α : Le coefficient de remplissage ;

λ et τ : Les élasticités de court terme.

Nous avons dû abandonner la variable G représentant le prix moyen déflaté du gaz pour avoir un résultat significatif ce qui rejoint le résultat de BARKER et al. (1995).

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

Figure 21: Résultat de l'estimation de l'élasticité prix de la demande électrique HT/MT de court terme avec le logiciel EVIEWS

Dependent Variable: E Method: Least Squares Date: 09/18/14 Time: 03:01 Sample: 1980 2011 Included observations: 32				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.063576	0.044094	69.47816	0.0000
@TREND	0.022726	0.001065	21.33662	0.0000
P	-0.106748	0.020580	-5.187044	0.0000
V	0.009684	0.010589	0.914495	0.3686
RESID01	0.938117	0.112601	8.331305	0.0000
R-squared	0.988844	Mean dependent var	3.683269	
Adjusted R-squared	0.987191	S.D. dependent var	0.170374	
S.E. of regression	0.019282	Akaike info criterion	-4.916674	
Sum squared resid	0.010039	Schwarz criterion	-4.687653	
Log likelihood	83.66679	F-statistic	598.3075	
Durbin-Watson stat	1.122589	Prob(F-statistic)	0.000000	

Résultat 2 : L'élasticité prix de la demande de court terme est estimée à -0.1.

Le prix de l'électricité, le terme constant, et la tendance sont significatifs avec des probabilités supérieures à 100% et un test de Student supérieur à 2 en valeur absolue. De plus le coefficient de remplissage (resid01) est significatif et inférieur à 1 en valeur absolue.

Le modèle est significatif globalement avec un coefficient de détermination $R^2 = 98\%$. Pour recouper ce résultat nous avons pratiqué un test ADF concluant avec un seuil de confiance supérieur à 98% et un test de Student supérieur à 2 en valeur absolue :

Figure 22 : Test de stationnarité des résidus de court terme Augmented Dickey-Fuller (logiciel EVIEWS)

Null Hypothesis: RESID02 has a unit root Exogenous: Constant Lag Length: 0 (Automatic based on SIC, MAXLAG=7)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.399647	0.0015
Test critical values: 1% level	-3.661661	
5% level	-2.960411	
10% level	-2.619160	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Chapitre 3 : SONEGAS dans un contexte concurrentiel

1.3. Discussion des résultats :

Ces résultats sur l'élasticité de la demande d'électricité industrielle nous paraissent acceptables en comparaison avec les élasticités que l'on trouve dans la littérature. Les valeurs des élasticités de long terme et de court terme sont inférieures à 1 ce qui rend compte de l'inélasticité des consommateurs vis-à-vis des variations des prix de l'électricité.

Par ailleurs, leurs signes négatifs reflètent une corrélation inverse entre le prix et la consommation : une augmentation du prix de **1%** fera baisser la consommation de **0.53 %** sur le long terme et de **0.1%** sur le court terme.

Le prix du gaz est significatif uniquement à long terme ; le basculement vers des équipements fonctionnant au gaz n'est pas aussi rapide que l'augmentation des prix.

Effectivement, avec une élasticité inférieure à 1, SONEGAS peut en tant que monopole augmenter ses tarifs et n'engendrer qu'une légère baisse de consommation (selon le sens de KRUGMAN et WELLS 2009), et réaliser en parallèle une meilleure recette avec des coûts inférieurs pour conférer un profit supérieur.

Ce résultat signifie également une certaine captivité des clients à court terme car ils ne peuvent pas changer leurs équipements et leurs programmes de production avec l'annonce des nouveaux prix, ces changements seront apportés graduellement d'où une élasticité plus importante sur le long terme.

Par ailleurs, cette élasticité marque le détachement des clients industriels des prix, et laisse présager leur propension à s'alimenter de manière fiable en temps de concurrence ce qui est en faveur de leur opérateur historique.

Encadré 1 : Simulation sur la recette de SONEGAS entre prix gelés et prix requis pour les données de l'année 2009

Pour corroborer les résultats de l'élasticité nous allons procéder à une application sur les données de prix et de consommation des clients industriels de SONEGAS pour comparer les deux recettes et juger de la faisabilité d'abandon du gel des tarifs pour ce segment.

Nous aurions préféré calculer l'effet de l'augmentation du prix sur le bien-être social, mais le manque de données sur les coûts nous a limités dans cet exercice.

L'évolution du prix moyen agrégé de la clientèle HT et MT obtenue en devisant le revenu requis sur la consommation agrégée de ces deux types de tension affiche pour l'année **2009**⁷⁷

⁷⁷ La dernière mise à jour de revenu requis dont nous disposons.

Chapitre 3 : SONEGAS dans un contexte concurrentiel

une augmentation de 2.82⁷⁸ DA/kWh à 3.62⁷⁹ DA/kWh soit 0.8 DA ou 28% par rapport au prix gelé. Ceci occasionne une baisse de consommation de 2.8% pour l'année qui suit (2010) soit 243.88GWh selon le résultat de l'élasticité prix de demande électrique industrielle de court terme de -0.10.

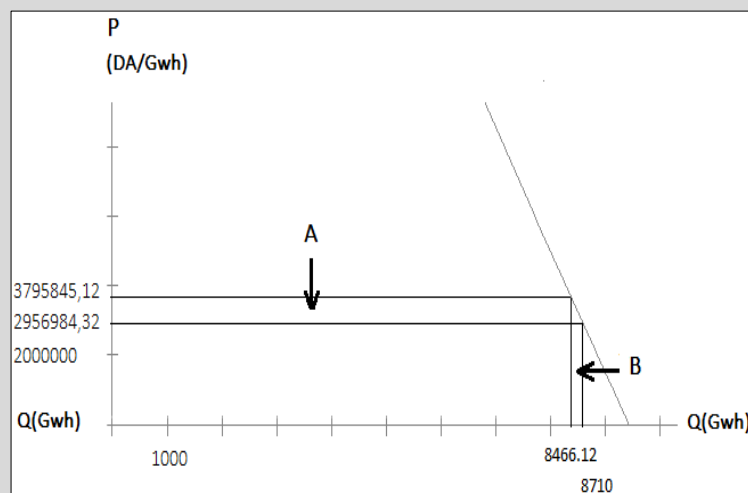
Il convient à présent d'arbitrer entre l'effet de cette augmentation du prix moyen de la clientèle industrielle conjuguée à une baisse de demande de ce segment (que nous appellerons **A** dans le graphique n° 23) et la stagnation du prix moyen et de la demande pour cette même catégorie selon (que nous appellerons **B** dans le même graphique).

Nous avons choisi pour le graphique une fonction de demande inverse du type $P(q) = a - bq$ qui, lorsque transposée sur la fonction de demande inverse d'électricité, donne :

a = la constante et la tendance du temps ;

bq = l'ensemble des variables endogènes et exogènes avec leurs coefficients.

Figure 23 : Simulation sur la recette de SONEGAS sur l'électricité HT/MT entre prix gelé et prix requis pour l'année 2010



*Le prix unitaire dans le graphique correspond au GWh.

Source : conçue par nos soins

D'après le graphique :

$$A = \Delta P * Q_2 = (3795845.12 - 2956984.32) * 8466.12 = 7101896196.096 \text{ DA}$$

$$\text{Et } B = P_1 * \Delta Q = 2956984.32 * (8710 - 8466.12) = 721149335,9616 \text{ DA}$$

⁷⁸ Prix moyen *gelé* pondéré par rapport à la consommation moyenne entre haute tension et moyenne tension, les prix utilisés dans le calcul proviennent du document interne de l'entreprise « Rajustement SD 2006-2009 ».

⁷⁹ Prix moyen *requis* pondéré obtenu par la même méthode que la référence précédente.

Chapitre 3 : SONEGGAZ dans un contexte concurrentiel

Résultat 3 :

La différence entre les deux recettes A et B est positive (+6380746860,1344DA) et permet après déduction des coûts de combler le déficit réalisé sur le segment industriel (HT/MT) afin d'alléger le budget de l'Etat des dotations aux investissements et la caisse de l'électricité et du gaz des frais de péréquation pour la période de transition.

Le déficit sur le segment résidentiel ne peut être résorbé à travers l'augmentation de ses propres prix (directives gouvernementales), une péréquation tarifaire entre ce segment et le segment industriel pourrait combler le restant du déficit :

$$10281000000 - 6380746860,1344 = 3900253139,8656 \text{ DA}$$

Ce résultat obtenu de la différence entre le déficit total pour l'année 2010 et la recette supplémentaire pouvant être réalisée avec le prix requis. Cette partie restante du déficit pourrait être imputée aux clients industriels en la divisant par la nouvelle consommation agrégée correspondante (HT/MT) en kWh.

$$1090689166,54 \div 8877370245,12 = 0.122 \text{ DA/kWh}$$

Cette augmentation en centimes de dinars peut se traduire en milliers de dinars sur les factures des clients, mais elle demeure la seule solution pour SONEGGAZ face au caractère intouchable qu'accorde l'Etat aux clients résidentiels.

Il est plus que temps à présent pour SONEGGAZ de pratiquer ses tarifs réajustés afin de combler son déficit et se préparer financièrement à faire face à la concurrence.

Cette hausse des prix aiderait à réaliser plus d'efficacité énergétique, car dans ce domaine l'Algérie n'est pas en tête selon le Conseil Mondial de l'Energie⁸⁰ qui rapporte un taux de 33,1 % seulement d'efficacité productive (total d'énergie produite / inputs) pour les centrales électriques algériennes en 2009. Ceci est dû en partie aux centrales vieillissantes et pouvant être remplacées grâce aux recettes supplémentaires. De plus, et pour cette même année, l'Algérie a enregistré 20,6% d'énergie perdue dont on pourrait imputer plus de la moitié au transport et à la distribution. Les consommateurs sont eux aussi responsables de ces pertes d'énergie et sont tenus de contribuer à l'efficacité énergétique en rationalisant leur demande. Dans son étude sur Les politiques d'efficacité énergétique dans le Monde⁸¹, le Conseil Mondial de l'Energie conclut avec une recommandation sur la tarification reflétant le coût

⁸⁰ <http://www.wec-indicators.enerdata.eu/secteur.php#/power-generation-efficiency.html> consulté le 19/08/2014 à 13:46

⁸¹ Conseil Mondial de l'Energie et l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie ADEME, « LES POLITIQUES D'EFFICACITE ENERGETIQUE DANS LE MONDE : CE QUI FONCTIONNE ET CE QUI NE FONCTIONNE PAS », perspectives énergétiques mondiales, 2013, p 14.

Chapitre 3 : SONELGAZ dans un contexte concurrentiel

réel de l'électricité. Ainsi, les consommateurs reçoivent les bons signaux et modèrent leur demande en conséquence. Cependant, cette augmentation des prix pourrait nuire à l'équité énergétique, car certains clients, et notamment dans le segment résidentiel, n'auront pas accès à toute l'énergie dont ils ont besoin. Le CME a remarqué la réticence de plusieurs pays à abandonner les prix subventionnés et préconise une augmentation progressive suivie d'une redistribution des recettes supplémentaires sur des dépenses publiques destinées aux couches sociales les plus défavorisées.

D'un autre côté, l'augmentation des prix est un signal de rentabilité du secteur pour les investisseurs. SONELGAZ devrait se restreindre à un prix limite qui dissuade l'arrivée d'un concurrent. Selon SYLOS LABINI (1957) ce prix limite assez haut pour permettre à SONELGAZ de réaliser des profits positifs grâce à ses économies d'échelle sur les quantités supplémentaires à produire, et assez bas pour susciter un profit négatif au nouvel entrant car le prix serait inférieur à son coût moyen de long terme.

$$\begin{aligned} & \text{Max } [\pi(p) + \delta \pi^m] \\ & \text{s. c. } \pi^E(p) \leq F \end{aligned}$$

Cette stratégie est parfaitement applicable à ce cas car le marché électrique algérien n'est pas contestable^{82,83}. De plus cette stratégie requiert une augmentation de la production, or pour SONELGAZ ce prix limite correspondra à une quantité bien plus inférieure à celle déjà proposée avec le gel des tarifs⁸⁴. Enfin, la firme en place se comporte comme un leader de Stackelberg, et le nouvel entrant comme une firme suiveuse⁸⁵.

Toutefois, un entrant potentiel pourrait s'obstiner en défiant la firme installée et en la forçant à s'y accommoder et voire même lui causer des pertes. La théorie du prix limite ne prévoit pas de réponse à cette éventualité⁸⁶. Ce modèle a souvent été controversé et qualifié de non crédible par les approches de la théorie des jeux⁸⁷.

⁸² Information parfaite, biens homogènes, entrée réversible, pression concurrentielle permanente, pas de profits supranormaux pour les firmes installées, recours à la même technologie,...

⁸³ HOMMEL Thierry, « STRATEGIES DES FIRMES INDUSTRIELLES ET CONTESTATION SOCIALE », INRA, France, 2006, p 91.

⁸⁴ PASHIGIAN Peter, « LIMIT PRICE AND THE MARKET SHARE OF THE LEADING FIRM », The Journal of Industrial Economics, Vol. 16, No. 3 (Jul., 1968), p166.

⁸⁵ ANATOMARCHI Philippe, « LES BARRIERES A L'ENTREE EN ECONOMIE INDUSTRIELLE », éditions l'Harmattan, France, 1998, p81.

⁸⁶ PASHIGIAN Peter, *ibid.*

⁸⁷ ANATOMARCHI Philippe, *Op. Cit.* p87.

Chapitre 3 : SONEGGAZ dans un contexte concurrentiel

Par ailleurs nous ne disposons pas de données suffisantes sur les coûts de SONEGGAZ et ceux des nouveaux entrants, nous ne pouvons calculer ce prix limite.

Nous supposerons dans la seconde partie de ce chapitre que SONEGGAZ ne peut bloquer l'entrée en adoptant une telle stratégie.

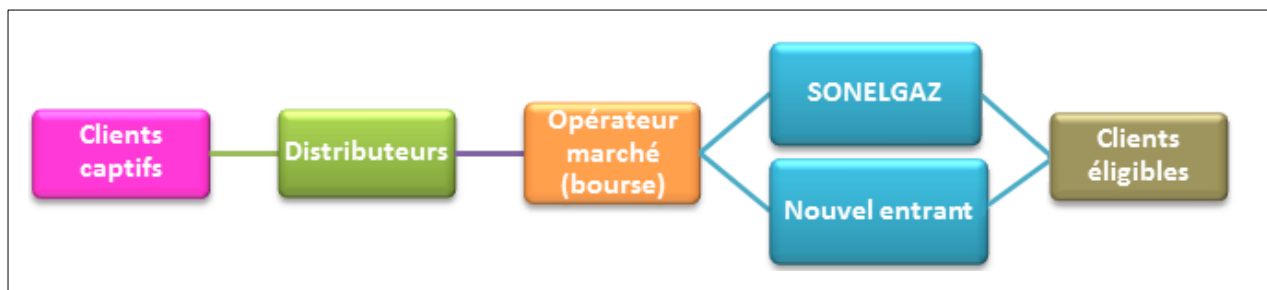
2. Interaction stratégique entre SONEGGAZ et le nouvel entrant : duopole de Stackelberg:

Dans le contexte actuel de l'industrie électrique algérienne il convient mieux d'attribuer le statut de leader de Stackelberg à l'opérateur historique SONEGGAZ en raison de ses importantes capacités de production, les subventions qu'elle perçoit, de sa connaissance du marché, et de ses investissements déjà amortis, et le statut de suiveur ou de frange à un concurrent potentiel eu égard de ses capacités de production limitées et de ses coûts fixes pas encore amortis.

La concurrence dans cet éventuel oligopole se jouerait sur deux terrains :

- Directement auprès de la clientèle éligible dont la consommation annuelle excède 4 GWh ; ce seuil d'éligibilité ne représente que 30% de la taille du marché ce qui exclue le reste de la clientèle industrielle, commerciale, et basse tension gardées captives par ce processus de libéralisation progressif. Ce seuil est amené à baisser après l'introduction de la concurrence pour accorder l'éligibilité à tous les clients actuels de SONEGGAZ.
- Indirectement auprès de la clientèle captive alimentée par les différents distributeurs qui achètent leur électricité sur la bourse.

Figure 24 : Situation concurrentielle probable du marché électrique algérien



Source : Conçue par nos soins

Actuellement, il est à noter que les clients éligibles, bien qu'ils soient en mesure de négocier un contrat bilatéral avec SONEGGAZ, préfèrent rester dans le système tarifaire classique mais

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

avec l'avènement de la concurrence il pourrait être plus avantageux de choisir un autre opérateur et de conclure avec lui un contrat bilatéral de fourniture d'électricité.

SONELGAZ est un monopole étatique régulé, mais elle fournit actuellement à ses clients, et notamment à cause du gel des tarifs, une quantité bien supérieure à celle qui serait fixée si les tarifs étaient fixés de manière à garantir l'équilibre budgétaire comme le prévoit la réglementation.

2.1. Choix du modèle de concurrence dans le marché électrique :

La concurrence sur les marchés de l'électricité est modélisée selon deux méthodes : la première propose la quantité issue de la rencontre de la courbe de demande et des courbes d'offres selon la logique du marché spot sur les bourses de l'électricité, et la seconde propose des quantités stratégiques rationnées par les offrants en fonction de leurs profits.

- **La concurrence par l'intersection des courbes d'offre :**

Elle propose plusieurs combinaisons quantité-prix en fonction du prix marginal de production. Ce modèle est préconisé pour les marchés d'enchères. Il est modélisé par une concurrence à la BERTRAND lorsque les capacités de production ne sont pas limitées, et à la COURNOT dans le cas inverse⁸⁸.

- **La concurrence à la COURNOT :**

Bien que cette méthode analytique ne corresponde pas vraiment aux stratégies mises en place sur ce marché, elle est plus proche de la réalité qu'un processus de fixation des prix propre à l'entreprise, et permet des calculs plus détaillés que la méthode des courbes d'offre (BORENSTEIN et BUSCHNELL 1998). Elle est utilisée pour modéliser les échanges par contrats bilatéraux qui ne sont pas pris en charge par le premier modèle⁸⁹. En outre, cette méthode permet de considérer un marché où il existe une frange dont les capacités de production sont limitées, mais aussi elle intègre les contraintes de capacités de transport qui limitent les producteurs à certaines quantités déterminées⁹⁰ (sur les différents postes horaires). Bien qu'elle soit simpliste (GLACHANT 2005) la modélisation de la concurrence au sein d'un oligopole électrique sert à démontrer sous certaines conditions (sans collusion, avec la tarification au coût variable, et l'inélasticité de la demande) que les producteurs

⁸⁸ « COMPETITION POLICY IN THE ELECTRICITY SECTOR », OCDE, Competition Policy Roundtables, 2002, p 35-36.

⁸⁹ OCDE, Op.Cit. p35.

⁹⁰ LEVEQUE François, « DROIT ET ECONOMIE : L'ANALYSE DU POUVOIR DE MARCHE DANS L'ELECTRICITE », in Concurrences, n° 3-2005, pp. 28-32.

Chapitre 3 : SONEGAS dans un contexte concurrentiel

rationnent leur production⁹¹. Ce sont autant de raisons qui nous poussent à opter pour cette méthode alternative.

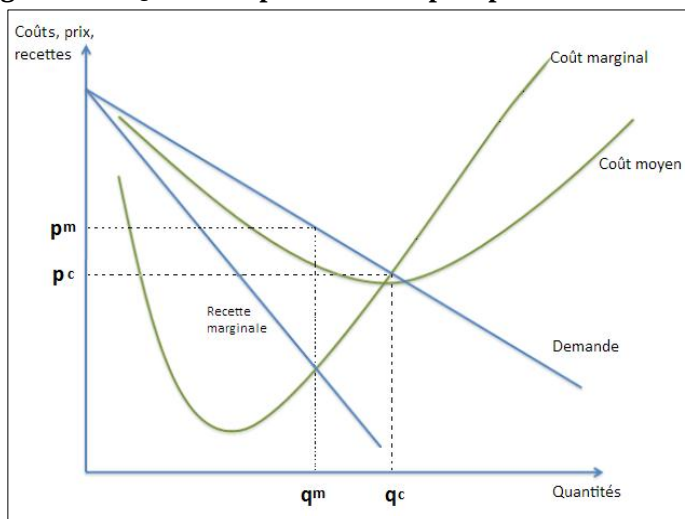
2.2. Duopole de Stackelberg entre SONEGAS et le nouvel entrant :

La régulation a pour but de redresser la concurrence déloyale ou celle qui ne profite pas aux consommateurs d'un côté, et d'atténuer le pouvoir de marché des monopoles. Dans le cas de monopoles naturels, l'Etat intervient inévitablement, parfois même en nationalisant la firme, afin de redistribuer les richesses et de bloquer l'entrée improductive d'autres entreprises. Dans le cas des monopoles non naturels l'Etat garantit une tarification au coût marginal⁹².

Même après l'ouverture du marché algérien à la concurrence, SONEGAS est restée un monopole naturel par ses réseaux de transport et de distribution, et parallèlement, un monopole non naturel sur l'activité production⁹³.

SONEGAS est régulée au *Cost-Of-Service* de manière à couvrir tous les coûts engagés dans la production, le transport, et la distribution et percevoir un retour sur les investissements.

Figure 25 : Quantité / prix du monopole privé et du monopole régulé



Source : Conçue par nos soins

• **Objectif :**

Notre modèle d'économie industrielle traitera uniquement de la concurrence sur le segment captif. Nous procéderons d'abord par la modélisation du cas de monopole privé et du monopole régulé afin de connaître les quantités exigées à l'oligopole pour garantir la sécurité énergétique et déterminer les variations de la marge budgétaire du monopole et de la subvention de l'opérateur historique en fonction des paramètres de coût.

⁹¹ PREVOT Henri et al., Op.cit, p 19-20.

⁹² CHAPELLE Karine, Op.Cit. p 110.

⁹³ Les centrales privées installées en Algérie réservent la totalité de leur production à SONEGAS via des contrats bilatéraux.

Chapitre 3 : SONEGGAZ dans un contexte concurrentiel

2.2.1. Monopole public régulé au *Cost-Of-Service*:

Nous avons segmenté la clientèle de SONEGGAZ en trois parties, à savoir : électricité HT, MT, et BT que nous allons indiquer respectivement ci-après comme 1, 2, et 3⁹⁴.

Pour des fins de simplification nous avons modélisé une fonction de demande inverse linéaire $P(Q) = a - bq$ qui fait abstraction des fluctuations saisonnières de la demande.

Un monopole privé maximise son profit en égalisant son prix avec sa recette marginale sur ses trois produits :

$$\pi_M = (a_1 - b_1q_1 - c_1)q_1 + (a_2 - b_2q_2 - c_2)q_2 + (a_3 - b_3q_3 - c_3)q_3 - F \dots (1)$$

Où :

a_i : la taille totale du marché.

b_i : paramètre mathématique mesurant la variation de la variable dépendante par rapport à la variation de la variable indépendante.

q_i : la quantité produite par le monopole

c_i : le coût marginal de production du monopole

Les quantités produites sont alors :

$$\frac{\partial \pi_M}{\partial q_i} = 0 \Leftrightarrow q_i^* = \frac{a_i - c_i}{2b_i} \dots (2)$$

Le profit du monopole privé s'écrit comme :

$$\pi_M = \frac{(a_1 - c_1)^2}{4b_1} + \frac{(a_2 - c_2)^2}{4b_2} + \frac{(a_3 - c_3)^2}{4b_3} - F \dots (3)$$

SONEGGAZ est une combinaison d'activités de monopole naturel et monopole non naturel, le coût marginal est inférieur au coût moyen dans le transport et la distribution mais supérieur au coût moyen dans la production. Pour l'inciter à plus d'efficacité le régulateur intervient en lui imposant une régulation qui allie l'équilibre budgétaire et une rémunération acceptable du capital « r ».

Les prix proposés pour chacune des clientèles :

$$P_i = CM_i + r_i = a_i + b_iq_i \dots (4)$$

⁹⁴ L'électricité est un bien homogène, mais dans ce cas ça correspond à 3 demandes et 3 coûts marginaux différents.

Chapitre 3 : SONEGAS dans un contexte concurrentiel

CM_i : est le coût moyen de production

En réarrangeant l'expression (4) nous obtenons les quantités correspondantes :

$$q_i^* = \frac{a_i - CM_i - r_i}{b_i} \dots (5)$$

Le profit réalisé par le monopole régulé sur ces trois segments est alors :

$$\pi_M = \frac{(CM_1 + r_1 - c_1)(a_1 - CM_1 - r_1)}{b_1} + \frac{(CM_2 + r_2 - c_2)(a_2 - CM_2 - r_2)}{b_2} + \frac{(CM_3 + r_3 - c_3)(a_3 - CM_3 - r_3)}{b_3} - F \dots (6)$$

Grâce aux expressions (3) et (6) nous pouvons déduire le montant **maximal** de la marge bénéficiaire qui garantit le profit de monopole à SONEGAS et l'incite à produire des quantités supérieures à celles d'un monopole privé.

La détermination de la marge est ensuite du ressort du régulateur qui lui attribue un coefficient δ .

$$\frac{(a_i - c_i)^2}{4b_i} = \frac{(CM_i + r_i - c_i)(a_i - CM_i - r_i)}{b_i}$$

$$\Leftrightarrow -4r_i^2 + 4(a_i - 2CM_i + c_i)r_i + 4(a_i CM_i - CM_i^2 - a_i c_i + CM_i c_i) - (a_i - c_i)^2 = 0$$

C'est une équation du second degré à résoudre avec le discriminant Δ :

$$\Delta = [4(a_i - 2CM_i + c_i)]^2 - (4) * (-4)[4(a_i CM_i - CM_i^2 - a_i c_i + CM_i c_i) - (a_i - c_i)^2] = 0$$

Comme le discriminant Δ est nul, il accepte une solution unique. Le montant de la marge bénéficiaire pour chaque produit est le suivant :

$$r_i = \frac{1}{2}(a_i + c_i - 2CM_i) \dots (7)$$

Pour connaître les variations de la marge bénéficiaire par rapport à l'efficacité de l'entreprise nous dérivons les expressions (7) par rapport au coût marginal:

$$\frac{\partial r_i}{\partial c_i} = \frac{1}{2} \dots (8)$$

• Résultat 1 :

Cette dérivée traduit que la marge bénéficiaire du monopole régulé progresse à un rythme deux fois inférieur à celui de l'inefficience. Certes, elle ne croît pas, comme elle le devrait,

Chapitre 3 : SONEGGAZ dans un contexte concurrentiel

dans le sens contraire des coûts à cause des impératifs de service public, mais elle reste toutefois « raisonnable » et donc maîtrisée.

La dérivée de la marge par rapport au coût moyen est :

$$\frac{\partial r_i}{\partial CM_i} = -1 \dots (9)$$

- **Résultat 2 :**

En accord avec le principe du *Cost-Of-Service* cette marge est indexée sur le capital de la firme, mais elle reflète l'effort consenti par l'entreprise à maîtriser ses coûts fixes. En effet, cette expression comporte le capital (CM) mais à mesure que la firme surcapitalise et accumule un excédent d'actifs l'Etat revoit sa marge bénéficiaire à la baisse sur une base d'unité à unité.

2.2.2. Duopole de Stackelberg :

En tant qu'opérateur historique, SONEGGAZ occupera la place de leader lors d'une éventuelle arrivée d'un concurrent présumé suiveur.

La concurrence entre SONEGGAZ et l'entrant potentiel se jouera sur la bourse de l'électricité pour les consommateurs captifs et les consommateurs qui n'ont pas fait valoir leur droit d'éligibilité cette proportion du marché est estimée à 70% de sa taille totale et sera dénotée « α » dans le modèle. Les clients sur la bourse sont les 4 différents distributeurs, et éventuellement des opérateurs étrangers. Les clients éligibles ne passent pas par la bourse d'électricité car ils négocient des contrats bilatéraux directement avec leur fournisseur.

Pour des besoins de simplification, nous avons émis l'hypothèse que toute la demande captive est homogène. Aussi, nous avons construit un modèle d'économie industrielle à 2 acteurs, car le modèle généralisé nécessite des données de coûts et de quantités pour aboutir et nous permettre d'interpréter les résultats.

Sous information incomplète, nous émettrons des croyances quant au profit, coût marginal, quantités, et coûts fixes du concurrent qui seront notés respectivement : $E[\pi_s]$, $E[c_s]$, $E[q_s]$, et $E[Fs]$.

Où :

$$E[c_s] = \omega C_{\text{(faible)}} + (1-\omega) C_{\text{(élevé)}}$$

$$E[F_s] = \omega F_{\text{(faibles)}} + (1-\omega) F_{\text{(élevés)}}$$

ω : probabilité correspondant aux croyance de l'opérateur historique

$E[\pi_s]$ et $E[q_s]$: résultent du modèle construits sur les croyances de coût.

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

Les profits respectifs de SONEGAZ « L » et son concurrent « S » seraient selon la méthode de la *résolution par récurrence*:

$$E[\pi_s] = P(Q)E[q_s] - E[c_s]E[q_s] - E[F_s] \dots (10)$$

$$\Leftrightarrow (\alpha a - bq_1 - bE[q_s] - E[c_s]) * E[q_s] - E[F_s]$$

$$\frac{\partial E[\pi_s]}{\partial E[q_s]} = 0 \Leftrightarrow E[q_s] = \frac{\alpha a - bq_L - E[c_s]}{2b} = MRE[q_s](q_L)$$

L'opérateur historique se verra doté d'une subvention « s » puisée dans le budget de l'Etat afin de garantir aux consommateurs des quantités plus importantes à celle de l'équilibre de Stackelberg. Ces subventions seront collectées auprès des concurrents non concernés par le service public dans un fonds sous l'égide de la CREG.

En intégrant la meilleure réponse du suiveur dans le profit du leader nous obtenons :

$$\pi_L = [\alpha a - bq_L - bE[q_s] - c_L + s] * q_L - F_L \dots (11)$$

$$q_L^s = \frac{\alpha a + E[c_s] - 2c_L + 2s}{2b} \dots (12)$$

$$E[q_s]^s = \frac{\alpha a - 3[c_s] + 2c_L - 2s}{4b} \dots (13)$$

La quantité totale proposée sur le marché est :

$$q_L^s + E[q_s]^s = E[Q]^s = \frac{3\alpha a - E[c_s] - 2c_L + 2s}{4b} \dots (14)$$

Ces deux quantités réunies n'égalent pas la quantité proposée par le monopole régulé (expression (5), d'où la nécessité de l'intervention de l'Etat afin de ramener la quantité proposée par le duopole à celle proposée par le monopole régulé.

La quantité d'un monopole régulé que nous allons utiliser ci-après est similaire à celle de l'expression (5) à l'exception près que celle-ci ne prend en charge que la proportion captive du marché, et donc dotée d'un coefficient « α » :

$$P = CM + r = \alpha a - bq \Rightarrow q = \frac{\alpha a - CM - r}{b} \dots (15)$$

En égalisant la quantité proposée par un monopole régulé (15) et celle par un duopole de Stackelberg (14) nous obtenons :

$$\frac{\alpha a - CM - r}{b} = \frac{3\alpha a - E[c_s] - 2c_L + 2s}{4b}$$

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

La subvention forfaitaire qu'aura l'Etat à payer afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement aux clients est :

$$s = \frac{\alpha a + E[c_s] + 2c_L - 4CM - 4r}{2} \dots (16)$$

$$\frac{\partial s}{\partial c_L} = 1 \dots (17)$$

$$\frac{\partial s}{\partial E[c_s]} = \frac{1}{2} \dots (18)$$

$$\frac{\partial s}{\partial r} = -2 \dots (19)$$

$$\frac{\partial s}{\partial \alpha} = \frac{a}{2} \dots (20)$$

- **Résultat 3 :**

Ces deux dérivées (17), et (18) signifient que si SONEGAZ ou son concurrent soient incapables d'assurer leurs quotas respectifs, l'Etat continue à subventionner SONEGAZ pour qu'elle le prenne en charge. SONEGAZ pourrait user d'aléa moral et cacher ses vrais coûts afin de continuer de bénéficier des subventions. Par contre, si SONEGAZ songe à augmenter (19) sa marge bénéficiaire l'Etat diminue la subvention par deux fois cette augmentation.

Le degré d'ouverture du marché fait augmenter le besoin de subventions perçues par l'opérateur en charge du service universel pour qu'il soit incité à assurer les quantités nécessaires à la sécurité énergétique. Ceci est dû au fait que les quantités de marché sont inférieures à celles produites par un monopole régulé, d'où la nécessité d'instauration d'une ouverture progressive pour en maîtriser les conséquences.

$$\frac{\partial s}{\partial CM} = -2 \dots (21)$$

- **Résultat 4 :**

Cette expression prouve que le montant de la subvention croît dans le sens contraire de la surcapitalisation. C'est un résultat intuitif qui invite l'Etat à adopter un nouveau type de régulation tarifaire, et souligne encore une fois l'intérêt qu'a l'éloignement des opérateurs de la surcapitalisation sur le bon fonctionnement de l'industrie.

La subvention unitaire est calculée en la divisant sur la différence entre la quantité proposée par le monopole régulé (15) et la quantité proposée par le duopole de Stackelberg (14) :

Chapitre 3 : SONEGAZ dans un contexte concurrentiel

$$\begin{aligned} Q^{CM} - Q^s &= \frac{\alpha a - CM - r}{b} - \frac{3\alpha a - E[c_s] - 2c_L + 2s}{4b} \\ &= \frac{\alpha a + E[c_s] + 2c_L - 4CM - 4r}{4b} = D \dots (22) \end{aligned}$$

La subvention unitaire serait donc le résultat de l'expression (16) sur la (22) :

$$\frac{s}{D} = 2b \dots (23)$$

- **Résultat 5 :**

La subvention unitaire est démunie de toute variable traduisant les efforts ou les caractéristiques des opérateurs, elle est composée d'une fonction de l'inverse de l'élasticité de la demande ; plus les clients sont inélastiques plus la subvention unitaire est importante. Ce résultat montre que la subvention est d'autant plus nécessaire lorsque la sécurité énergétique est menacée, notamment à travers les clients les moins élastiques.

2.2.3. Interprétation et discussion des résultats :

Cette configuration du marché est viable pour la concurrence sur la bourse de l'électricité. La concurrence auprès des clients éligibles est soumise à une autre loi du moins disant, cependant d'autres facteurs comme la fiabilité de l'approvisionnement et l'historique des relations peuvent influencer la décision des clients.

Nous avons confirmé que le duopole de Stackelberg rationne sa production et offre une quantité bien inférieure à celle du monopole régulé ce qui contraint l'Etat à puiser dans son budget pour subventionner la sécurité d'approvisionnement en attendant, entre autres, l'arrivée de la concurrence et la collecte des fonds auprès des nouveaux entrants pour financer le service public.

Toutefois, et contrairement à notre intuition de départ, ces subventions augmentent proportionnellement avec les coûts marginaux de production et la subvention unitaire est indexée sur l'élasticité des clients révélant ainsi que l'Etat ou les collectivités devraient être plus enclins à garantir la sécurité de l'approvisionnement plutôt qu'à l'incitation à l'efficacité. Par ailleurs, ces mêmes subventions rétrécissent avec la hausse des coûts moyens empêchant toute manœuvre de surcapitalisation à des fins de collecte des subventions.

Encadré 2 : Détermination de la taille de la frange concurrentielle

Bien que nous ayons construit la concurrence au sein d'un duopole par manque de données, nous pouvons ce faisant élaguer la base de détermination de la taille d'une éventuelle frange concurrentielle.

Une firme n'entre sur le marché que si elle peut couvrir la totalité de ses coûts fixes. A partir de là, nous supposons, par simplification, que les entrants potentiels auront recours au même type de centrales, présentant les coûts fixes les plus faibles possibles, étant donné que la taille actuelle du marché concurrentiel est très réduite. Nous supposons également que toutes les centrales auront les mêmes coûts marginaux de production de l'électricité.

Considérons une frange à (n-1) firmes opérant sous l'ombre de SONEGAZ.

La maximisation du profit d'une firme « i » de la frange s'opère comme suit :

$$E[\pi_i] = [\alpha a - b(Q) - E[c_i]] * E[q_i] - F_i \dots (24)$$

$$E[\pi_i] = [\alpha a - b(q_1 + \dots + E[q_i] + \dots + E[q_n]) - E[c_i]] * E[q_i] - E[F_i]$$

$$\frac{\partial E[\pi_i]}{\partial E[q_i]} = 0 \Leftrightarrow \alpha a - b(q_1 + \dots + 2E[q_i] + \dots + E[q_n]) - E[c_i] = 0$$

$$E[q_i] = \frac{\alpha a - bq_1 - b(E[q_1] + \dots E[q_j] + \dots + E[q_n]) - E[c_i]}{2b}, i \neq j$$

Toutes les firmes suiveuses étant identiques de par leur structure de coûts ($E[c_i] = E[c]$) et ($E[F_i] = E[F]$) et de par les quantités produites ($E[q_i] = E[q_j] = E[q]$):

$$E[q] = \frac{\alpha a - bq_1 - E[c]}{nb} \dots (25)$$

En intégrant la meilleure réponse dans le profit de la firme leader suivant le procédé de la résolution par récurrence :

$$\pi_1 = [\alpha a - bq_1 - (n-1)bE[q]]q_1 - c_1q_1 - F_1 \dots (26)$$

$$\pi_1 = \left[\alpha a - bq_1 - (n-1)b \left(\frac{\alpha a - E[c] - bq_1}{nb} \right) \right] q_1 - c_1q_1 - F_1$$

La maximisation du profit du leader donne lieu à cette expression de sa quantité :

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial q_1} = 0 \Leftrightarrow \alpha a - 2bq_1 - \frac{(n-1)(\alpha a - E[c] - 2bq_1)}{n} - c_1 = 0$$

$$q_1^s = \frac{\alpha a - nc_1 + (n-1)E[c]}{2b} \dots (27)$$

Chapitre 3 : SONELGAZ dans un contexte concurrentiel

Une firme suiveuse produirait la quantité suivante :

$$e[q_i^s] = \frac{\alpha a + n c_1 - (n - 1)E[c]}{2nb} \dots (28)$$

Et son profit serait de :

$$E[\pi_i] = \left(\frac{\alpha a + (1 - 2n)E[c]}{2n} \right) \left(\frac{\alpha a + n c_1 - (n - 1)E[c]}{2nb} \right) - E[F] \dots (29)$$

La taille n du marché est donc :

$$n_1 = \frac{3E[c]^2 - E[c]c_1 + 3E[c]\alpha a - c_1\alpha a - \sqrt{E[c]^2 + 16bE[F] + 2E[c]c_1 + c_1^2(E[c] + \alpha a)}}{2(2E[c]^2 - 4bE[F] - 2E[c]c_1)} \dots (30)$$

$$n_2 = \frac{3E[c]^2 - E[c]c_1 + 3E[c]\alpha a - c_1\alpha a + \sqrt{E[c]^2 + 16bE[F] + 2E[c]c_1 + c_1^2(E[c] + \alpha a)}}{2(2E[c]^2 - 4bE[F] - 2E[c]c_1)} \dots (31)$$

Faute de disponibilité des données, nous ne pouvons trancher sur l'expression correcte de la taille du marché.

Par contre nous pouvons tester l'évolution du nombre des offreurs selon les paramètres qui entrent dans la formule.

Pour ce faire, nous avons utilisé le logiciel MATHEMATICA pour dériver les deux expressions par rapport à F , $E[c]$, et c_1 . Seul ce dernier paramètre a donné un résultat intelligible :

$$\frac{\partial n_1}{\partial c_1} = \frac{\sqrt{16bF + E[c]^2 + 2E[c]c_1\alpha a}}{\sqrt{E[c]}\sqrt{E[c] + 2\alpha a}}$$

$$\frac{\partial n_2}{\partial c_1} = - \frac{\sqrt{16bF + E[c]^2 + 2E[c]c_1\alpha a}}{\sqrt{E[c]}\sqrt{E[c] + 2\alpha a}}$$

Le premier résultat est supposé positif car « F » les énormes coûts fixes sont joints du paramètre « b » qui est positif également. Le restant de l'expression composé du coût marginal de l'opérateur historique « c_1 », du coût marginal de la frange « c », de la taille totale du marché « a », ainsi que du degré d'ouverture du marché « α », est positif.

Ce résultat est le plus intuitif car il traduit l'opportunité pour les investisseurs à s'accaparer une part de marché face à un concurrent inefficace.

Par opposition, le deuxième résultat est négatif et donc supposé contrintuitif et rejeté.

Chapitre 3 : SONEGAS dans un contexte concurrentiel

Intuitivement, le résultat de la dérivée de « n » par rapport aux coûts fixes d'un nouvel entrant devrait être négatif. Ce sont d'énormes coûts échoués qui ne trouvent pas facilement preneur en cas de changement d'activité. Donc les investisseurs ne doivent pas se bousculer pour accéder à cette industrie qui présente ce type de barrières à l'entrée.

Intuitivement également, le résultat de la dérivée de « n » par rapport au coût marginal de la frange devrait être négatif. A l'équilibre entre l'offre et la demande sur la bourse de l'électricité, le prix proposé est le même pour toutes les technologies. La technologie au plus bas coût est celle qui confère le plus de profit.

3. Pistes futures de recherche :

Ce travail porte sur la sensibilité au prix des clients éligibles dans un premier volet et discute la structure de la concurrence et le subventionnement du service public dans un second. Les deux parties essayent d'aider SONEGAS à s'adapter au fonctionnement d'un marché libéralisé et éventuellement le dominer. C'est sur cette lancée que nous aspirons, pour une recherche future, à aider SONEGAS sur la même problématique mais sur un marché international cette fois. Nous essayerons de délimiter le champ des actions possible pour la croissance externe de SONEGAS, entre stratégies de fusion-acquisition ou de partenariat pour émerger d'abord sur le marché maghrébin et ensuite sur le marché européen.

Il est, également, envisageable de mesurer le pouvoir de marché sur l'industrie libéralisée résultante et préconiser les mesures nécessaires pour ne pas altérer le bien-être total.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail est consacré à l'analyse de l'avenir de la concurrence et du fonctionnement du marché électrique algérien en pleine mutation. En effet, il consiste à anticiper la réaction des clients face à des prix de marché pour ensuite modéliser la concurrence à travers un jeu, simpliste certes, mais non moins représentatif de la dynamique de concurrence.

Nous avons essayé tout au long de notre travail de mettre en exergue une double dimension : régime monopole/ régime de marché, pour essayer de comprendre l'hésitation de l'Algérie à terminer son chantier de libéralisation. A côté des freins énumérés dans le chapitre premier et selon BELYAEV (2011), le modèle du monopole intégré (1) ou encore celui de l'acheteur unique (2) sont plus efficaces, proposent des prix plus bas, leur approvisionnement est plus fiable, et engendrent moins de distorsions dans les quantités, que le modèles de concurrence sur le marché de gros (3) ou celui de concurrence sur le marché de gros et de détail (4). De plus, l'Algérie est interconnectée avec ses voisins maghrébins qui peuvent accéder, à tout moment, au marché électrique algérien, mais l'asymétrie de leurs capacités de production vis-à-vis de SONELGAZ qui continue à investir dans des capacités supplémentaires, ainsi que les bas prix qu'elle propose, et la latence de la bourse d'électricité retardent l'émergence de ceux-ci et même des autres concurrents potentiels. L'entrée en vigueur des nouveaux textes de loi sur l'exploitation des énergies nouvelles et renouvelables pourrait accélérer le passage du modèle (2) au modèle (3).

Ce sont autant de raisons qui expliquent, ne serait-ce qu'en partie, la perduration du chantier algérien de restructuration sur plus d'une décennie.

Nous avons proposé pour la période de transition actuelle que SOLEGAZ réajuste ses tarifs afin de se délivrer du déficit sur le segment industriel, et de consacrer davantage de dotations étatiques destinées à l'investissement. Ce qui nous a permis de nous prononcer est l'élasticité prix de la demande des clients industriels qui se révèlent très inélastiques à court terme à cause, probablement, des lourds investissements qu'ils requièrent pour changer de type d'énergie. Les recettes supplémentaires réalisables grâce à un ajustement permettront de remettre à flot le budget de SONELGAZ afin de l'aider à se préparer à affronter un nouvel entrant et faire bénéficier les clients d'une concurrence entre les fournisseurs. Partant de là, nous sommes en mesure *d'infirmer l'hypothèse première* qui présume les clients industriels

comme très sensibles aux variations du prix de l'électricité car ils l'envisagent comme coût. Ce comportement face à des prix en croissance laisse présager également qu'en cas de concurrence sur le segment éligible, les clients préféreraient un approvisionnement fiable quel que soit le prix à payer.

SONELGAZ domine actuellement le marché algérien en tant que monopole et compte bien rester leader après l'introduction de la concurrence. Cependant la dérive des coûts qu'elle connaît, à cause notamment d'une régulation *Cost-Of-Service* et du gel des tarifs l'empêchent des réaliser des résultats positifs.

Notre modèle d'économie industrielle d'interaction avec un concurrent potentiel, n'est soutenable qu'à travers des subventions étatiques, ou bien à travers une caisse de péréquation alimentée par les contributions des éventuels concurrents. Ce modèle d'économie industrielle accorde le statut de leader à SONELGAZ en raison de sa capacité de production, de son historique de relations avec les clients, de sa connaissance du marché, et de ses investissements déjà amortis. Cependant, le jeu de concurrence incite les opérateurs à rationner leur production afin de réaliser de meilleurs profits. Il incombe alors à l'opérateur historique d'assurer la sécurité d'approvisionnement sur tout le territoire national. A cet effet, nous avons inclus dans le modèle une subvention qui s'est avérée dissuasive quant à la surcapitalisation, mais qui en parallèle ne prévoit pas de mesure contre l'inefficience. Cette même subvention est très sensible à l'élasticité de la demande et veille à garantir ce bien indispensable en quantités nécessaires. *L'hypothèse seconde ne peut alors qu'être infirmée* car elle plafonne les subventions et leur présume une variation contraire au sens de l'inefficience.

Comme toute recherche académique, la nôtre a connu maints obstacles relatifs à la rareté et au caractère confidentiel de certaines données, chose qui nous a empêchés de mener jusqu'au bout des applications telles le prix limite et la taille de la frange concurrentielle. La modélisation de l'interaction stratégique entre SONELGAZ et la frange concurrentielle a été réduite à un duopole, faute de données pour pouvoir généraliser le modèle.

Autre limite de notre travail est l'estimation d'une élasticité prix de la demande électrique de deux tensions agrégées à savoir la HT et la MT. Une estimation pour la HT uniquement aurait mieux rendu compte du comportement des clients éligibles, mais les données disponibles pour notre modèle n'ont abouti à un résultat significatif que pour les tensions agrégées.

Ces imperfections accompagnées d'autres problématiques comme le pouvoir de marché dans le marché algérien libéralisé, ou les stratégies de croissance externe de SONELGAZ ouvrent

la perspective à des recherches futures afin d'élargir le cercle des travaux portant sur l'industrie électrique algérienne et de déceler ses spécificités pour mieux en appréhender les enjeux et les freins au développement.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

OUVRAGES:

- ❖ AN TOMARCHI Philippe, « *LES BARRIERES A L'ENTREE EN ECONOMIE INDUSTRIELLE* », éditions l'Harmattan, France, 1998, p81
- ❖ BELYAEV Lev S., « *ELECTRICITY MARKET REFORMS-ECONOMICS AND POLICY CHALLENGES* », éditions Springer, Russie, 2011, P51.
- ❖ BOCCARD N. « *INDUSTRIAL ORGANIZATION: A CONTRACT BASED APPROACH* », Nicolas BOCCARD, by-nc-sa creative commons license, France, 2010.
- ❖ CHAPELLE Karine, « *ECONOMIE INDUSTRIELLE* », éditions Vuibert, France, 2009, p168.
- ❖ CHEBEL-HORSTMANN Nadia, « *LA REGULATION DU MARCHE DE L'ELECTRICITE _ CONCURRENCE ET ACCES AU RESEAU* », éditions l'Harmattan, Paris, p 378.
- ❖ DARMOIS Gilles, FAVENNEC Jean-Pierre, « *LES MARCHES DE L'ENERGIE – L'ENERGIE A QUEL PRIX* », 2ème édition, éditions Technip, Paris, 2013, p 139.
- ❖ HOMMEL Thierry, « *STRATEGIES DES FIRMES INDUSTRIELLES ET CONTESTATION SOCIALE* », INRA, France, 2006, p 91.
- ❖ KRUGMAN Paul R., WELLS Robin, « *MICROECONOMIE* », éditions De Boeck supérieur, 2009, p 630.
- ❖ LAFFONT Jean-Jacques, TIROLE Jean, « *A THEORY OF INCENTIVES IN PROCUREMENT AND REGULATION* », MIT Press, 1993. P9.
- ❖ PERLOFF Jeffrey M., « *MICROECONOMICS* », éditions Addison-Wesley, 2^{ème} édition, Etats-Unis, 2001, p71.
- ❖ SIOHANSI Fereidoon P. ,« *EVOLUTION OF GLOBAL ELECTRICITY MARKETS- NEW PARADIGMS, NEW CHALLENGES, NEW APPROACHES* », éditions Elsevier, Etats-Unis, 2013, p 727, 791-796
- ❖ SOLIER Boris, TROTIGNON Raphael, « *COMPRENDRE LES ENJEUX ENERGETIQUES* », éditions Pearson, Paris, 2010. p 42.
- ❖ YILDIZOGLU Murat, « *INTRODUCTION A LA MICROECONOMIE* », Université Paul Cézanne France, édition libre, version 1.2, 2009.

ARTICLES:

- ❖ AMARAWICKRAMA, H.A., HUNT, L.C., « *ELECTRICITY DEMAND FOR SRI LANKA: A TIME SERIES ANALYSIS* », *Energy* **33**(5), 2008, p 724–739.
- ❖ AVERCH H., JOHNSON L. L. « *BEHAVIOR OF THE FIRM UNDER REGULATORY CONSTRAINT* », *American Economic Review*, 52 (5), 1962, p1052–1069.
- ❖ BARKER, T., EKINS, P., JOHNSTONE, N. « *GLOBAL WARMING AND ENERGY DEMAND*», Routledge, Taylor & Francis Group, 1995.
- ❖ BEENSTOCK, M., GOLDIN, E., NABOT, D. « *THE DEMAND FOR ELECTRICITY IN ISRAEL*». *Energy Economics*, 1999, 21(2): 168–183.
- ❖ BIANCO, V., MANCA, O., NARDINI, S. & MINEA, A.A. 2010. « *ANALYSIS AND FORECASTING OF NON-RESIDENTIAL ELECTRICITY CONSUMPTION IN ROMANIA*», *Applied Energy*, 87:3584-90.
- ❖ BJØRNER T B, TOGEBY M, Jensen H H. « *INDUSTRIAL COMPANIES' DEMAND FOR ELECTRICITY: EVIDENCE FROM A MICRO PANEL*», *Energy Economics* 2001; 23; 595-617.
- ❖ BLEEKE J.A., «STRATEGIC CHOICES FOR NEWLY OPENED MARKETS», *Harvard Business Review*. September – October 1990, p158-165.
- ❖ BLIGNAUT, J.N. & DE WET, T. « *SOME RECOMMENDATIONS TOWARDS REDUCING ELECTRICITY CONSUMPTION IN THE SOUTH AFRICAN MANUFACTURING SECTOR*», *South African Journal of Economic and Management Sciences*, 2001, 42:359-379.
- ❖ BOSE, R.K., SHUKLA, M. « *ELASTICITIES OF ELECTRICITY DEMAND IN INDIA*», *Energy Policy*, 1999, 27(3): 137–146.
- ❖ BORENSTEIN S. BUSCHNELL J, KNITTEL C. « *MARKET POWER IN ELECTRICITY MARKETS : BEYOND CONCENTRATION MEASURES* », University of California Energy Institute, PWP 059, USA, 1998.
- ❖ BRANDER J. et SPENCER B., « *EXPORT SUBSIDIES AND INTERNATIONAL MARKET SHARE RIVALRY* », *Journal of international economics* 18, 1985, p 83-100.
- ❖ BRENNAN T.J., « *REGULATING BY CAPPING PRICES* », in *Journal of Regulatory Economics*, vol. 1, no. 2, 1989, p 133-147.
- ❖ COASE Ronald, « *THE INSTITUTIONAL STRUCTURE OF PRODUCTION* », *American Economic Review*, vol 82, n°4, Septembre 1992, p 714.

Références bibliographiques

- ❖ DAVID Laurent, « *LA REGLEMENTATION PAR PRICE CAP : LE CAS DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL AU ROYAUME UNI* », CREDEN, cahier n° 99.09.1, Montpellier, 1999, p 6.
- ❖ DE VITA, G., ENDRESEN, K. & HUNT, I.C. « *AN EMPIRICAL ANALYSIS OF ENERGY DEMAND IN NAMIBIA* », Energy Policy, 2006, 34:3447-3463.
- ❖ DILAVER, Z. & HUNT, L.C. « *INDUSTRIAL ELECTRICITY DEMAND FOR TURKEY: A STRUCTURAL TIME SERIES ANALYSIS* », Energy Economics, doi: 10.1016/j.eneco.2010.10.001.
- ❖ EGOROVA, S. & VOLCHKOVA, N. « *SECTORAL AND REGIONAL ANALYSIS OF INDUSTRIAL ELECTRICITY DEMAND IN RUSSIA* », New Economic School, Working Paper, 2010.
- ❖ ERGAS Henry et SMALL John, « *PRICE CAPS AND RATE OF RETURN REGULATION* », Network Economics Consulting Group, working papers, 2001, p10.
- ❖ GASMI Chaker, MAATALLAH Kheireddine, « *LIMITATIONS AND CONSTRAINTS OF THE INSTITUTIONAL CHANGE IN THE ELECTRICITY SECTOR: CASE OF ALGERIA* », in The arab economics and business journal, vol. 8, 2013, p 53-62.
- ❖ GLACHANT J.M., FINON D., « *COMPETITIVE FRINGE IN THE SHADOW OF A STATE OWNED INCUMBENT: THE CASE OF FRANCE* », The Energy Journal, Special Issue on European Electricity Liberalization, 2005, 181-204.
- ❖ KAMERSCHEN, D.R., PORTER, D.V. « *THE DEMAND FOR RESIDENTIAL, INDUSTRIAL AND TOTAL ELECTRICITY, 1973-1998* ». Energy Economics, 2010, 26(1): 87–100.
- ❖ LABANDEIRA X, LABEAGA J M, RODRÍGUEZ, M. « *A RESIDENTIAL ENERGY DEMAND SYSTEM FOR SPAIN* », Energy Journal 2006; 27; 87-112.
- ❖ LEVEQUE François, « *DROIT ET ECONOMIE : L'ANALYSE DU POUVOIR DE MARCHE DANS L'ELECTRICITE* », in Concurrences, n° 3-2005, pp. 28-32.
- ❖ MADLENER Reinhard, BERNSTEIN Ronald, GONZÁLEZ Miguel Ángel Alva, « *ECONOMETRIC ESTIMATION OF ENERGY DEMAND ELASTICITIES* », in E.ON Energy Research Center Series, Vol.3 N°8, RWTH Aachen University, Allemagne, 2011, p 7 ; 26 ; 34.
- ❖ PASHIGIAN Peter, « *LIMIT PRICE AND THE MARKET SHARE OF THE LEADING FIRM* », The Journal of Industrial Economics, Vol. 16, No. 3 (Jul., 1968), p166.
- ❖ POLEMIS, M.L. « *MODELING INDUSTRIAL ENERGY DEMAND IN GREECE USING COINTEGRATION TECHNIQUES* », Energy Policy, 2007, 35(8): 4039–4050.

Références bibliographiques

- ❖ SAISSI Olivier, « *LA POLITIQUE STRATEGIQUE DU NOUVEL ENTRANT - LE CAS DU TRANSPORT AERIEN EUROPEEN* », Revue Transports n°406, Mars - Avril 2001, pp. 86 - 92.
- ❖ SMEERS Yves, « *L'ELECTRICITE: MARCHES ORGANISES ET MARCHES DE GRE A GRE* », Revue d'économie publique 14-2004/1, décembre 2004.
- ❖ VARONE Frédéric, GENOUD Christophe « *LIBERALISATION DES SERVICES DE RESEAU ET RESPONSABILITE PUBLIQUE : LE CAS DE L'ELECTRICITE* », in Politiques et management public, vol. 19, n° 3, 2001.
- ❖ WOODLAND A D. « *A Micro-Econometric Analysis Of The Industrial Demand For Energy In NSW* ». Energy Journal, 1993; 14; 57-89.

THESES:

- ❖ SAGUAN Marcelo, « *L'ANALYSE ECONOMIQUE DES ARCHITECTURES DE MARCHE ELECTRIQUE. APPLICATION AU MARKET DESIGN DU TEMPS REEL* », Thèse pour le Doctorat en Sciences Economiques, Université Paris-Sud 11, France, 2007, p75.
- ❖ VASSILOPOULOS Philippe, « *LES PRIX DES MARCHES DE GROS DE L'ELECTRICITE DONNENT-ILS LES BONS SIGNAUX ET LES BONNES INCITATIONS POUR L'INVESTISSEMENT EN CAPACITE DE PRODUCTION ELECTRIQUE ?* », Thèse pour le Doctorat en Sciences Economiques, Université PARIS – DAUPHINE, Paris, 2007, p 42- 50.

MEMOIRE DE MASTER :

- ❖ LUNDBERG, L. 2009. « *AN ECONOMETRIC ANALYSIS OF THE SWEDISH INDUSTRIAL ELECTRICITY DEMAND* », Lulea University of Technology, Department of Business Administration and Social Sciences, Sweden. Master's Thesis.

TEXTES DE LOI :

- ❖ Loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.
- ❖ Décret exécutif n° 07-310 du 25 Ramadhan 1428 correspondant au 7 octobre 2007 fixant le niveau de consommation annuelle en électricité et en gaz du client éligible et les conditions de retour du client éligible au système à tarifs.

Références bibliographiques

❖ Décret exécutif n° 05-182 du 9 Rabie Ethani 1426 correspondant au 18 mai 2005 relatif à la régulation des tarifs et à la rémunération des activités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz.

DOCUMENTS INTERNES DE L'ENTREPRISE :

❖ « *BULLETIN STATISTIQUE 2012* », SONELGAZ, Alger, 2011.

❖ « *HISTORIQUE DE L'EVOLUTION DES TARIFS ET DES PRIX MOYENS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ 1967-2009* », DGSP, SONELGAZ, Alger, 2011, p5.

RAPPORTS :

❖ ACER/ CEER, « *ANNUAL REPORT ON THE RESULTS OF MONITORING THE INTERNAL ELECTRICITY AND NATURAL GAS MARKETS IN 2012* », 2013 p 55.

❖ OCDE, « *COMPETITION POLICY IN THE ELECTRICITY SECTOR* », Competition Policy Roundtables, 2002, p 35-36.

❖ PREVOT Henri et al., « *RAPPORT D'ENQUÊTE SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ* », Inspection générale des Finances – Conseil Général des Mines, France, 2004, p5.

❖ Commission des Communautés européennes, « *THIRD BENCHMARKING REPORT ON THE IMPLEMENTATION OF THE INTERNAL ELECTRICITY AND GAS MARKET* », DG TREN DRAFT WORKING PAPER, Belgique, 2004.

❖ Conseil Mondial de l'Energie et l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie ADEME « *LES POLITIQUES D'EFFICACITE ENERGETIQUE DANS LE MONDE : CE QUI FONCTIONNE ET CE QUI NE FONCTIONNE PAS* », perspectives énergétiques mondiales, 2013, p 14

SEMINAIRES :

❖ HAKIMI Zoubir, « *LES REFORMES DANS LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE EN ALGERIE* », CREG, Alger, 2008, p9.

❖ PERCEBOIS Jacques, « *TARIFICATION DE L'ELECTRICITE: PRINCIPES ET APPLICATIONS* », CREDEN, Séminaire de Tunis, 2010, p 34.

COURS :

❖ BENHASSINE Wassim, « *LES INDUSTRIES ENERGETIQUES : PETROLE, ELECTRICITE, GAZ, EnR* », cours économie industrielle appliquée, ENSM Alger, 2013, p 31.

Références bibliographiques

- ❖ BESSAI M'hamed Toufik, « *REGULATION GLOBALE ET REGULATION SECTORIELLE* », cours droit de régulation, ENSM Alger, 2014, p29.
- ❖ DESQUILBET J.B., « *LE MONOPOLE CLASSIQUE* », cours de microéconomie, Université d'Artois, France, p1.

ANNEXES

Annexe n° 1

Tarifs hors taxes de l'électricité à partir du 01 décembre 2005

Code tarif	Redevance Fixe DA/mois	Prix de la puissance DA/kW/mois		Prix de l'énergie active cDA/kWh						Prix de l'énergie réactive cDA/Kvarh
		Mise à Disposition	Absorbée	Pointe	Pleine	Nuit	Hors Pointe	Jour	Poste Unique	
31	421 177.73	31.61	157.88	550.71	113.85	49.19	-	-	-	25.84
32	421 177.73	84.12	421.15	-	-	-	-	-	114.12	25.84
41	32 227.79	21.54	96.79	726.68	161.47	85.33	-	-	-	37.94
42	429.71	32.25	150.48	726.68	-	-	150.53	-	-	37.94
43	429.71	32.25	128.80	-	-	85.33	-	356.92	-	37.94
44	429.71	32.25	150.48	-	-	-	-	-	313.02	37.94
51	286.44	29.85	-	716.32	191.07	106.37	-	-	-	-
52	66.40	29.85	-	716.32	-	-	157.19	-	-	-
53	66.40	14.81	-	-	-	106.37	-	429.88	-	-
54-1	-	4.37	-	-	-	-	-	-	177.87	-
54-2	-	4.37	-	-	-	-	-	-	417.89	-

Source : CREG⁹⁵

⁹⁵ CREG, « Décision D/06-05/CD portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz », 2005, p2.

Annexe n° 2

Les périodes tarifaires :

SONELGAZ a mis au point 4 types de tarifs modélisant chacun les consommations possibles des clients selon les postes horaires.

1. Simple tarif :

Il est appliqué aux clients ayant une consommation uniforme durant toutes les heures de la journée.

2. Double tarif :

Il pourrait renvoyer à une consommation qui diffère selon le moment de la journée on distingue alors entre le jour (6h → 22h30) et la nuit (22h30 → 6h) ou selon qu'il s'agisse d'heures de pointe (17h → 21h) ou hors pointe (21h → 17h).

3. Triple tarif :

Il recouvre 3 périodes de la journée à savoir heures pleines (6h → 17h), heures de pointe (17h → 21h) et heures creuses (22h30h → 6h).

Annexe n° 3

Segmentation des clients :

Les clients de SONELGAZ expriment des besoins différents en puissance électrique selon qu'ils soient industriels, commerçant ou tiers, ou résidentiels.

1. Clientèle haute tension (série 30) :

Dénommée aussi classe HTB, elle est alimentée par des tensions de 400 kV, 220 kV, 90 kV et 60 kV. C'est la seule catégorie qui contient deux segments de clients industriels dissociés selon le comportement de consommation :

Tarif 31 : destiné pour les clients ayant 3 modes de consommation répartis entre les postes horaires des périodes pleines, des périodes de nuit, et des périodes de pointe à condition que la consommation au cours de cette dernière n'excède pas 10% de la consommation totale.

Tarif 32 : pour les clients ayant une consommation quasi uniforme étalée sur une longue période de la journée et appelée poste unique.

2. Clientèle moyenne tension (série 40) :

Elle est desservie par une tension de 30 kV, 10 kV et 5,5 kV. Cette catégorie est appelée également classe HTA et comprend 4 segments de clients industriels, commerciaux, et tiers répartis selon leurs modes de consommation :

Tarif 41 : il convient aux clients dont la consommation en heures de pointe ne dépasse pas 20%, et ne descend pas en heures creuses en deçà de 30% de leur consommation totale. Il convient aussi aux clients HT.

Tarif 42 : il est conçu pour les clients dont les consommations en heures de pointe et hors pointe sont inférieures respectivement à 20 % et 30% de la consommation totale.

Tarif 43 : il est destiné aux clients dont les consommations en heures de pointe et en heures creuses dépassent respectivement les 20% et 30% de la consommation totale.

Tarif 44 : c'est un poste horaire unique qui convient aux clients dont la consommation en heures de pointe est supérieure à 30% et en heures creuses et inférieure à 10% de la consommation totale.

3. Clientèle basse tension (série 50) :

Elle est desservie par une tension variant de 220 V jusqu'à 380 V appelée à devenir progressivement 230/400 V. Cette catégorie contient 4 segments de clients résidentiels, commerciaux, et tiers répartis selon leurs modes de consommation :

Tarif 51 : il propose 3 postes horaires pleine, pointe, et creuse et convient aux clients de moyenne tension de très faible importance.

Tarif 52 : il propose 2 postes horaires ; pointe et hors pointe pour les clients basse tension.

Tarif 53 : il propose 2 postes horaires ; jour et nuit pour les clients basse tension.

Tarif 54 : c'est un poste horaire unique comprenant 2 blocs 54-1 et 54-2 facturés respectivement 1.77 DA et 4.17 DA au kWh afin d'inciter à l'économie d'énergie :

54-1 : destiné aux ménages dont la consommation annuelle n'excède pas les 500 kWh/an.

54-2 : destiné aux clients ménages et hors ménage dont la consommation annuelle dépasse les 500 kWh/an.

ANNEXE n° 4

PRESENTATION DU GROUPE SONELGAZ⁹⁶

SONELGAZ vit, depuis quelques années, une phase particulièrement importante de son histoire. Désormais, la restructuration de SONELGAZ, suite à l'avènement de la loi N°01.02 du 05 février 2002 s'est achevée avec la création de l'ensemble des filiales.

SONELGAZ est aujourd'hui érigé en Groupe industriel composé de 34 filiales et 5 sociétés en participation. Ainsi, ses filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations.

On compte:

1. La Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE),
2. La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE),
3. La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport Gaz (GRTG),
4. L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production / Transport de l'électricité,
5. La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA),
6. La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre (SDC),
7. La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (SDE),
8. La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (SDO).

Les sociétés travaux du Groupe SONELGAZ, CEEG, Kahrif, Kahrakib, Etterkib, Inerga et Kanaghaz, sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...) et c'est grâce à ces sociétés que l'Algérie dispose aujourd'hui d'infrastructures électriques et gazières répondant aux besoins du développement économique et social du pays.

Par ailleurs, les filiales métiers périphériques sont en charge d'activités annexes, telles que la maintenance d'équipements énergétiques, la distribution de matériel électrique et gazier, le transport et la manutention exceptionnels, ... etc.

De plus, SONELGAZ détient également des participations dans des sociétés, dont le métier est en rapport avec le domaine de l'électricité et du gaz.

Grâce à sa ressource humaine formée et qualifiée, le Groupe occupe une position privilégiée dans l'économie du pays en tant que responsable de l'approvisionnement de plus de six millions de ménages en électricité et de trois millions en gaz naturel, soit une couverture géographique de près de 99% en taux d'électrification et 48% pour la pénétration gaz.

⁹⁶ <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&id=4> Consulté le 24/08/2014 à 07 :52

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS.....	4
RESUME	5
LISTE DES ABBREVIATIONS	6
LISTE DES TABLEAUX.....	8
LISTE DES FIGURES	9
SOMMAIRE	10
INTRODUCION GENERALE	11
I. CHAPITRE PREMIER : L'ouverture des marchés électriques à la concurrence : enjeux et défis .	14
Introduction :.....	15
1. Présentation de l'industrie électrique :.....	15
1.1. Structure de l'industrie électrique :.....	15
1.1.1. La production de l'électricité :	15
1.1.2. Le transport et la distribution de l'électricité :.....	17
1.1.3. La commercialisation de l'électricité :	18
1.1.4. Spécificités de l'industrie électrique :	18
1.1.5. Spécificités de la demande d'électricité :	19
1.2. Organisation institutionnelle des marchés électriques :	19
1.2.1. Modèle 1 - Monopole verticalement intégré :.....	20
1.2.2. Modèle 2 – Acheteur unique :.....	21
1.2.3. Modèle 3 – Concurrence sur le marché de gros :.....	22
1.2.4. Modèle 4 – Concurrence sur le marché de gros et de détail :.....	24
2. Libéralisation de l'industrie électrique:	25
2.1. Cadre conceptuel de la libéralisation des marchés électriques :.....	25
2.1.1. Les facteurs endogènes intervenant dans la restructuration :	26
2.1.2. Les facteurs exogènes intervenant dans la restructuration :	26
2.2. Les effets escomptés de la libéralisation :.....	27
2.3. Les défaillances liées aux marchés libéralisés : expériences internationales	28
2.4. La régulation au service de la libéralisation :	30
2.5. L'obligation de service public au service de la sécurité énergétique :	31
2.6. Echanges d'électricité dans les marchés libéralisés :.....	32
2.6.1. Marché de gros :.....	32

Table des matières

2.6.2. Marché de détail :	34
2.7. L'opérateur historique face à l'émergence de la frange concurrentielle :	35
3. L'expérience algérienne dans l'ouverture du marché de l'électricité :	37
3.1. Schéma cible de l'organisation de l'industrie électrique algérienne :	37
3.2. Schéma actuel de l'industrie électrique algérienne :	39
3.3. Freins à la mutation de l'industrie électrique algérienne :	41
Conclusion :	42
II. CHAPITRE DEUXIEME : Le passage d'une régulation tarifaire à un prix de marché	43
Introduction :	44
1. Formation des prix sur les marchés libéralisés de l'électricité :	44
1.1. Comparaison entre prix régulés et prix du marché :	44
1.2. Le fonctionnement des marchés de gros :	44
1.2.1. La formation des prix sur les marchés spot :	45
1.2.2. Signaux à l'investissement émis par les prix de spot :	47
1.3. Tarification de détail de l'électricité :	48
2. La régulation tarifaire de l'industrie électrique en Algérie:	51
2.1. Définition de la régulation :	51
2.2. La régulation des entreprises publiques :	52
2.2.1. Cost-of-service :	52
2.2.2. Ramsey-Boiteux :	54
2.3. La régulation incitative :	54
2.3.1. Régulation <i>Price Cap (Fixed price)</i> :	55
2.3.2. Régulation Revenue cap:	56
2.3.3. Yardstick competition:	57
2.3.4. Sliding scale:	57
2.4. Comparaison des modalités de régulation des industries libéralisées:	57
2.5. Commission de régulation de l'électricité et du gaz en Algérie CREG :	58
3. Structure tarifaire actuelle de SONELGAZ :	59
3.1. Respect de la contrainte budgétaire à travers la régulation <i>Cost-Of-Service</i> :	60
3.2. Composition de la facture de l'électricité :	60
Conclusion :	62
III. CHAPITRE TROISIEME : SONELGAZ dans un contexte concurrentiel	63
Introduction :	64
1. La sensibilité des clients éligibles face au prix de l'électricité :	64

Table des matières

1.1. Revue de la littérature des estimations de l'élasticité prix de la demande industrielle :.....	65
1.2. Estimation de l'élasticité prix de la demande industrielle :.....	67
1.2.1. Données :.....	68
1.2.2. Modèle économétrique :.....	69
1.2.3. Les résultats :.....	70
1.3. Discussion des résultats :.....	73
Encadré 1 : Simulation sur la recette de SONELGAZ entre prix gelés et prix requis pour les données de l'année 2009	73
2. Interaction stratégique entre SONELGAZ et le nouvel entrant : duopole de Stackelberg:	77
2.1. Choix du modèle de concurrence dans le marché électrique :	78
2.2. Duopole de Stackelberg entre SONELGAZ et le nouvel entrant :.....	79
2.2.1. Monopole public régulé au <i>Cost-Of-Service</i> :.....	80
2.2.2. Duopole de Stackelberg :.....	82
2.2.3. Interprétation et discussion des résultats :.....	85
Encadré 2 : Détermination de la taille de la frange concurrentielle	86
3. Pistes futures de recherche :	88
CONCLUSION GENERALE	89
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	92
ANNEXES	98
TABLE DES MATIERES	104