

Université d'Oran 2
Faculté des Sciences Economiques, Commerciales et des Sciences de Gestion

THESE

Pour l'obtention du diplôme de Doctorat en sciences
en Sciences économiques

Tarification et Consommation industrielle d'électricité en Algérie

Présentée et soutenue publiquement par :
Mme BOUYACOUB DJOHAR

Devant le jury composé de :

M. SENOUCI Benabbou	**Professeur**	**Université d'Oran 2**	**Président**
M. LELLOU Abderrahmane	**Professeur**	**Université d'Oran 2**	**Rapporteur**
M. BEKKAR Bachir	**Maître de Conférences A**	**Université d'Oran 2**	**Examinateur**
M. CHERIF TOUIL Noureddine	**Professeur**	**Université de Mostaganem**	**Examinateur**
M. CHENINI Abderrahmane	**Professeur**	**Université de Mascara**	**Examinateur**
M.AMRANI Kamar Abdenour	**Professeur**	**Université de Sidi Bel Abbes**	**Examinateur**

Année 2016/2017

Remerciements

Tout d'abord, je tiens à remercier vivement M. Abderrahmane LELLOU, Professeur à l'Université d'Oran 1, pour avoir assuré l'encadrement de cette thèse de Doctorat ainsi que pour ses conseils, aides et remarques capitales.

Je tiens aussi à remercier toute ma famille pour son soutien indéfectible durant la période de réalisation de cette thèse, sans oublier de nombreux enseignants et responsables de la Faculté des sciences économiques, commerciales et sciences de gestion de l'Université d'Oran 2.

La Faculté n'entend donner aucune approbation, ni improbation aux opinions émises dans cette thèse ; celles-ci doivent être considérées comme propres à leur auteur.

Unités, Signes et Abréviations Utilisés

1. Unités Electriques

V = Volt
KV = Kilo Volt
KW = Kilo Watt
MW = Mega Watt
kVA = Kilo Volt Ampere
MVA = Mega Volt Ampere = 1 000 kVA
kWh = Kilo Watt heure
MWh = Méga Watt heure = 1 000 kWh
GWh = Giga Watt heure = 1 000 MWh = 1 000 000 KWh
TWh = Téra Watt heure = 1000 GWh
PMA = puissance maximale absorbée
PMD = puissance mise à disposition

2. Unités Monétaires

DA = Dinar Algérien
cDA = Centime de Dinar

3. Abréviations

HT = Haute Tension (60 kV à 400 kV)
MT = Moyenne Tension (5,5 kV à 30 kV)
BT = Basse Tension (110 V à 220 V)
TEP = Tonne équivalent pétrole = 1000 kg équivalent pétrole
RIN = Réseau interconnecté du Nord
EnR = Electricité renouvelable

4. Les Sociétés du groupe Sonelgaz

SPE = Société Algérienne de Production de l'Electricité
OS = Opérateur Système Electrique
SKTM = Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida
KAHRAMA = Complexe de dessalement d'eau de mer et de production d'électricité - Arzew (Turbine à Gaz)
SKS = Shariket Kahraba Skikda (Cycle Combiné)
SKB = Shariket Kahraba Berrouaghia (Turbine à Gaz)
SKH =Shariket Kahraba Hadjret ennous - Cherchel (Cycle Combiné)
SKT = Shariket Kahraba Terga (Cycle Combiné)
SKD = Shariket Kahraba koudiet eddraouch (Cycle Combiné)
GRTE = Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité

GRTG = Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz
SDA =Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger
SDC = Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre
SDE =Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est
SDO = Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest
SD = Société de distribution

5. Les cimenteries

ECDE (Chlef) = entreprise des ciments et dérivés d'Ech-chlef
SCAEK/Ain Kebira Sétif = société des ciments de Ain Kebira Sétif
SCEG/ Sour El Gozlane (Bouira) = société des ciments Sour El Gozlane Bouira
SCHB Hamma Bouziane constantine= société des ciments Hamma Bouziane Constantine
SCHS Cimenterie Hadjar Soud Skikda= société des ciments Hadjar Soud Skikda
SCIBS/Béni Saf (Ain Témouchent)= société des ciments Béni-Saf Ain -Témouchent
SCIMAT/Ain Touta Batna= société des ciments Ain Touta Batna
SCIS/ ENAPAC (Saida)= société des ciments Saida
SCIZ/Zahana (Mascara)= société des ciments Zahana Mascara
SCMI/ Meftah (Blida)= société des ciments Meftah Blida
SCT/Elma Labiod Tébéssa = société des ciments Tébessa

6. Institutions

EPA = établissement public à caractère administratif
EPIC = établissement public ç caractère industriel et commercial
ONS = Office National des statistiques
FMI = Fonds monétaire international
BM = Banque Mondiale
FMI = Fonds monétaire international
INSEE = Institut national des statistiques et des études économiques
EGA = Electricité et Gaz d'Algérie (avant 1969)
GICA = Groupe industriel des ciments d'Algérie
SPA = société par actions
DCH = direction du capital humain
CREG = commission de régulation de l'électricité et du gaz
UNIPEDE = union internationale de production et de distribution de l'électricité

7. Abréviations économiques

PIB = Produit intérieur brut
PPP = PPA = parité du pouvoir d'achat
WDI = world development indicators
ISMME = industries sidérurgiques, métallurgiques, mécaniques et électriques
C.A = chiffre d'affaires
V.A = valeur ajoutée
EBE = excédent brut d'exploitation
ENE = excédent net d'exploitation
RNEC = résultat net d'exploitation consolidé
CDD = Contrat à durée déterminée
CDI = Contrat à durée indterminée

Sommaire général

	Page n°
Introduction générale	**01**
Chapitre I : la tarification de l'électricité : éléments de théorie	**10**
Section 1 : principes généraux de la tarification	**12**
Section 2 : La problématique des prix dans le service public	**19**
Section 3 : Eléments d'économie électrique	**28**
Section 4 : La consommation de l'électricité : quelques éléments de théorie	**36**
Conclusion du Chapitre 1	**39**
Chapitre II : L'Entreprise SONELGAZ	**40**
Section 1 : De l'EGA à la SONELGAZ	**42**
Section 2 : La Sonelgaz : un établissement public	**50**
Section 3 : la Sonelgaz : un groupe industriel	**55**
Conclusion du Chapitre 2	**84**
Chapitre III : La régulation du marché de l'électricité en Algérie	**86**
Section 1 : Le nouveau système tarifaire	**88**
Section 2 : Evolution des tarifs appliqués 1980-2004	**100**
Section 3 : Le système de régulation du marché de l'électricité à partir de 2005	**108**
Conclusion du Chapitre 3	**121**
Chapitre IV : La consommation globale de l'électricité en Algérie (1970-2014)	**123**
Section 1 : Evolution de la consommation globale d'électricité	**125**
Section 2 : Les caractéristiques de la consommation globale d'électricité	**128**
Conclusion du Chapitre 4	**143**
Chapitre V : la consommation industrielle d'électricité en Algérie 2000-2004	**144**
Section 1 : La consommation d'électricité haute tension	**146**
Section 2 : Les différents modes de consommation de l'électricité Haute tension	**155**
Section 3 : l'analyse du secteur des ciments	**159**
Conclusion du Chapitre 5	**173**
Conclusion générale	**175**
Annexes 1 : Données statistiques	**180**
Annexes 2 : Textes juridiques et réglementaires	**185**
Bibliographie Générale	**239**
Liste des Tableaux, Schémas et Graphiques	**245**
Table des matières détaillée	**247**

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie est un facteur fondamental dans le fonctionnement d'une économie. Son importance est telle, que parmi les indicateurs de développement économique, les institutions internationales retiennent souvent la production par tête d'habitant de l'énergie globalement et de l'électricité particulièrement. Il ressort que les pays les plus développés enregistrent l'indicateur le plus élevé et les pays les plus pauvres ont l'indicateur le plus faible. De ce fait, les spécialistes soulignent souvent la forte corrélation entre le niveau la production (PIB) et le niveau de la consommation de l'énergie par tête d'habitant.

L'objet de notre travail porte d'abord sur la consommation de l'électricité et son évolution au cours des quinze dernières années avec les principaux traits de la consommation de l'électricité (haute tension) par les grandes industries et son évolution également au cours de la période 2000-2014, et enfin, à titre d'illustration, l'analyse du cas de la consommation de l'électricité dans l'industrie du ciment.

De très nombreux travaux théoriques ont été menés sur les déterminants de la consommation de l'énergie, d'une manière générale, et particulièrement de l'énergie électrique, notamment au début des années 1970, à la suite de ce qui a été appelé la crise de l'énergie dans les pays industrialisés. La consommation d'électricité[1] s'est fortement développée dans le monde et a fait l'objet d'un vaste débat. Notre intention n'est pas de présenter tous les tenants et aboutissants de ce vaste débat[2]. Nous essayons de présenter les principales hypothèses et conclusions auxquelles ont abouti ces travaux.

Pour l'Europe et les Etats-Unis d'Amérique, un grand nombre d'ouvrages et d'articles ont été écrits sur cette question[3]. Pour J-P. Hansen et J. Percebois (2015), dans leur monumental ouvrage, « *il existe un lien entre la consommation d'énergie per capita et le PIB per capita, comme l'ont montré les travaux de E.S. Mason (1955) à partir d'une étude statistique en coupe portant sur 42 pays. Les travaux de J. Darmstadter (1971) confirment cette analyse pour l'année 1965 sur la base de 30*

[1]Pierre Jacquet, Rajendra K. Pachauri et Laurence Tubiana (2010) , « Repère 7 : Électricité. L'énergie du développement », *Regards sur la Terre 2010*, Paris, Presses de Sciences Po (P.F.N.S.P.) , «Annuels», 2010, 340 pages URL : www.cairn.info/regards-sur-la-terre-2010--9782724611403-page-298.htm.

[2] J. Percebois (2001) , « Energie et théorie économique : un survol » Revue d'économie politique 2001/6 (Vol.III), p.815-860.

[3] J. Percebois (2001) , « Energie et théorie économique : un survol » Revue d'économie politique 2001/6 (Vol.III), p.815-860.

[3] Percebois J. (1999), l'apport de la théorie économique aux débats énergétiques (avec commentaires de A.Ayoub,M.Boiteux et J.P. Bouttes) in Revue de l'Energie,, n°509, septembre, p.473-488

pays »[4]. Après avoir passé en revue une série d'études réalisées sur des panels de pays différents avec des hypothèses différentes, les deux auteurs concluent leur synthèse en indiquant que finalement, « *une étude économétrique de R. Hannesson (2009) menée sur 171 pays (pays industrialisés, pays en développement et même pays d'économie planifiée) sur la période 1950-2004 montre qu'il existe une bonne corrélation entre le taux de croissance de la consommation d'énergie de cet ensemble de pays, le taux de croissance du PIB, l'évolution du PIB per capita et l'évolution du prix du pétrole*»[5].De plus, l'analyse statistique confirme la forte relation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant. Bien entendu, cette relation ne semble pas parfaite pour toutes les situations. Les pays industrialisés enregistrent la croissance du PIB avec une baisse de la consommation d'électricité, et les pays pauvres, l'enregistrent avec une forte augmentation de la consommation d'électricité. Mais les pays intermédiaires semblent répondre parfaitement au schéma décrit.

La croissance du PIB d'un pays explique en grande partie la croissance de la consommation de l'énergie électrique. Les industries grosses consommatrices de ce type d'énergie, n'accroissent leur consommation que quand elles enregistrent une croissance de leur production, ou, à court terme, réalisent un changement technologique, ce que certains auteurs soulignent également[6]. Le changement technologique peut s'accompagner à court terme d'une croissance de la consommation d'énergie électrique.

Mais les auteurs soulignent que le raisonnement à long terme doit être mené par le biais de l'indicateur « intensité énergétique » qui résume assez bien la situation d'une économie. Cet indicateur est le rapport entre l'énergie finale consommée et le PIB (produit intérieur brut), indicateur de la richesse produite. Il découle que la formule :

Intensité énergétique = consommation d'énergie / PIB

Cet indicateur peut donner lieu à la reformulation suivante en inversant les termes :

PIB = consommation d'énergie / intensité énergétique

Ainsi, la croissance du PIB entraine soit la croissance de la consommation d'énergie, soit la baisse de l'intensité énergétique. Le premier cas semble concerner les pays déjà industrialisés et le second cas concerne les pays en développement.

---

[4] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), Energie, économie et politiques, éd. De Boeck université Bruxelles, 3ème édition, p. 13
[5] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), op. cit. p.15
[6] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), op cit

En revanche, à long terme, pour les pays industrialisés, cet indicateur a régulièrement baissé. Ce qui signifie qu'ils réalisent une économie en matière d'énergie consommée. Cette économie a été réalisée grâce à la hausse des prix de l'énergie. Les auteurs soulignent une forte élasticité au prix[7]. A titre d'illustration, pour l'Union européenne, par exemple, leur économie consommait en moyenne 134,74 kg (équivalent pétrole pour 1000 $ 2011 PPP) en 1991 et seulement 94,53 en 2012, soit une baisse globale de presque 30 % sur toute la période. L'Algérie a consommé respectivement pour les mêmes périodes, 89,10 et 93,76 soit une augmentation de plus de 4 %[8]. Mais la situation des pays industrialisés et celle des pays en développement sont fort différentes en matière de consommation de l'énergie, comme l'ont souligné tous les auteurs[9].

Progressivement, l'énergie a été introduite comme facteur de production dans la fonction de production traditionnelle de Cobb Douglas. Il en a découlé une fonction de production appelée KLEM[10] en référence aux facteurs principaux de production (le capital, le travail, l'énergie et les matières non énergétiques). Ainsi, l'auteure justifie cette nouvelle construction en affirmant que « *La nécessité de comprendre les relations entre ressources naturelles, énergétiques, et l'économie, a conduit à reconnaître l'énergie et les matières premières comme facteur de production à part entière*[11] *».*

Mais, après une analyse des travaux réalisés sur cette question en termes de théories et d'analyses empiriques, l'auteure conclut que « *Malgré une sophistication croissante, les fonctions de production avec facteur énergie sur lesquelles s'appuient les modèles macroénergétiques, ne permettent pas de mettre un terme au débat concernant la substituabilité à long terme du facteur énergie, ni à celui de la liaison progrès technique / énergie, ni d'intégrer les spécificités thermodynamiques de ce facteur*[12] ».

Comment se pose la question en Algérie ?

[7] J-P. Hansen et J. Percebois (2015) , op. cit.
[8] Calculs opérés à partir des données de World Development indicators, *Energy use (kg of oil equivalent) per $1,000 GDP (constant 2011 PPP)*, World Bank, 2016.
[9] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), op cit.
[10] Sylvie Faucheux (1993), **«** Le rôle des fonctions de production dans les politiques de rationalisation énergétique: une analyse critique » in « L'utilisation rationnelle de l'énergie, ouvrage collectif, SEBES, 1993, Genève
[11] Sylvie Faucheux (1993), op. cit. p. 53
[12] Ibidem, p.60

Problématique

L'objet de notre thèse porte précisément sur la relation entre le système de tarification mis en œuvre en Algérie depuis 1981 et la consommation de l'électricité haute tension par les grandes industries.

En Algérie, le domaine de l'électricité a très tôt suscité l'intérêt des pouvoirs publics, comme facteur de développement dont il fallait généraliser la consommation en lançant très vite un vaste programme d'électrification rurale dont le taux était très faible puisqu'il ne dépassait pas 32 % en 1965. La consommation nationale a été multipliée par presque six entre le moment de l'indépendance et 1980. Ce qui a exigé la multiplication des capacités de production de l'électricité par six et nécessité des efforts très importants d'investissement.

Il était évident que si la consommation de l'électricité devait être encouragée, (car c'est un signe de développement, et l'Algérie reste très en retard dans ce domaine même en 2015, comme on le verra plus loin,) il n'était pas possible d'encourager n'importe quelle consommation. Car, l'électricité n'étant pas stockable, le pays devait disposer toujours de capacités supérieures à la demande pour faire face aux consommations de pointe. En effet, la particularité de la consommation de l'électricité est la grande diversité des niveaux de consommation au cours d'une même journée. Au delà de minuit, le pays consomme deux fois moins d'électricité, qu'au cours des heures appelées de pointe (entre 17 h et 21 h) pour des raisons compréhensibles d'éclairage, de fonctionnement de l'économie, des téléviseurs, etc… Quant aux heures pleines de la journée (6h à 17h), la consommation y est inférieure à celle des heures de pointe également de plus d'un cinquième.

Cette diversité de niveaux de consommation nécessite la présence d'un parc de production dont la capacité totale de production soit supérieure à celle de la consommation de pointe. Il en découle que certaines centrales de production sont construites pour satisfaire la demande supplémentaire de pointe et ne fonctionnant que trois ou quatre heures au cours d'une journée. Au plan économique, ces centrales ont donc des coûts moyens de production du kilowattheure très élevés. La démarche des pouvoirs publics s'est trouvée donc dans un paradoxe important :

- soit encourager la consommation telle qu'elle se présente, quitte à construire chaque année de nouvelles centrales pour faire face à des demandes supplémentaires de pointe travaillant moins de 17 % de leurs capacités (4h sur 24 heures de la journée) et, dans ce cas, qui paie les surcoûts qui en découlent ?

- soit encourager la consommation électrique sans encourager n'importe quelle consommation, comme l'ont déjà fait les grandes entreprises d'électricité dans le monde ?

C'est ainsi que, forte de l'expérience des autres pays et notamment celle d'Electricité de France [EDF], la Sonelgaz a opté pour la deuxième alternative, en concevant et en faisant adopter par les pouvoirs publics un système de tarification qui vise à rationaliser la consommation d'électricité dès 1980.

La tarification se définit chez les spécialistes[13] comme la détermination des prix de vente d'un produit ou service ayant les caractéristiques d'un service public et fonctionnant dans le cadre d'un monopole contrôlé par les pouvoirs publics.

Mais, le problème rencontré pour la détermination des prix de vente concerne la base de calcul, puisque les mécanismes de marché ne pouvaient pas fonctionner en situation de monopole.

Dans le domaine de l'électricité, la réponse devant prendre en considération, l'objectif d'encouragement de la consommation, mais pas n'importe quelle consommation, a été vite avancée, dès le début des années soixante, par M. BOITEUX[14], ingénieur économiste devenu plus tard pendant très longtemps président d' EDF et considéré comme le père de la tarification au coût marginal[15]. L'idée principale partagée par de nombreux auteurs, est que l'Etat devrait en ce qui concerne les biens et services produits par des entreprises publiques qui ne sont pas sur des marchés concurrentiels (et les prix de vente des services publics) pratiquer des tarifs qui couvrent non pas les coûts moyens, mais le coût marginal. Cette conception a servi de base pendant longtemps à l'action de l'Etat dans les économies de marché, et principalement en France.

Ainsi, la réponse à la demande d'électricité se réalise, au cours de la même journée, par la mise en marche des centrales électriques en fonction de leurs coûts croissants. On met en fonctionnement d'abord les centrales dont les coûts de production sont les plus faibles. Ce schéma rappelle pleinement la conception du coût marginal. Bien entendu, celui-ci ne concerne pas le KWh supplémentaire produit (les auteurs rappellent qu'il est dans la pratique difficile de le calculer et d'isoler les KWh supplémentaires) , mais concerne la série produite par la dernière centrale mise en fonctionnement. Ce domaine semble être par excellence un domaine d'application du calcul marginaliste.

---

[13] C.BERTHOMIEU, La gestion des entreprises nationalisées, PUF, 1970
[14] cité par L. MONNIER, La tarification de l'électricité de France, Economica, 1983
[15] Dominique Finon

Ainsi, la Sonelgaz a défini un système de tarification, pour les entreprises industrielles, basé sur une différenciation du prix du KWh en fonction des périodes de consommation. Elle en a défini trois : les heures pleines (6h à 17 h et 21 h à 22h 30), les heures de pointe (17h à 21 h) et les heures creuses (22h30 à 6 h). Les tarifs des heures de pointe sont onze fois plus élevés que ceux des heures creuses et cinq fois plus élevés que ceux des heures pleines. Ce qui signifie que le prix du KWh est différent selon les heures de consommation. La consommation en heures de pointe est fortement découragée.

Ce système différencié des tarifs devait, selon l'objectif fixé, amener les gros consommateurs d'électricité et notamment les grosses industries, à rationaliser leur consommation en réduisant celle des heures de pointe, comme cela s'est fait dans les pays développés.

La question principale de notre travail de recherche peut être intitulée comme suit : les industries grosses consommatrices d'électricité ont –elles rationalisé leur consommation d'électricité haute tension à la suite de l'application du nouveau système tarifaire ?

L'objet de notre travail porte d'abord sur l'étude de la nature de la consommation d'électricité haute tension (nature, caractéristiques et évolution)

Par ailleurs, il s'agit de vérifier si la nouvelle tarification, adoptée en 1980 et mise en pratique de manière systématique en 1989, a entraîné un changement de comportement des industries consommatrices d'électricité en haute tension au cours de cette longue période. Il s'agit donc d'analyser la nature de la relation entre les prix moyens d'électricité haute tension et le mode de consommation de ce type d'énergie par les entreprises industrielles

Nos hypothèses de recherche peuvent être formulées de la manière suivante :

Hypothèse 1 : la lecture des différentes facettes de la consommation de l'énergie électrique de haute tension nous donne immédiatement une lecture de l'évolution industrielle du pays.
En travaillant depuis longtemps sur les données relatives à la consommation de l'électricité haute tension par les grosses industries, je me suis rendue compte qu'il y avait une forte relation entre l'évolution de cette consommation et celle du PIB. Ce constat a été conforté par une recherche bibliographique et de nombreux auteurs soulignent avec force cette relation, même avec l'existence de certaines réserves.

Hypothèse 2 : les industries grosses consommatrices d'énergie électrique haute tension ont fini par être sensibles, depuis une décennie, au système de tarification de ce type d'énergie et adaptent progressivement leur comportement en vue de réduire leur facture d'énergie[16]. A partir d'un niveau de prix de l'électricité, les entreprises réagissent en adaptant leur consommation. C'est ce que nous observons pour la période 2000-2014.

Méthodologie

Notre travail de recherches s'est appuyé sur la littérature existante dans le domaine assez particulier de l'économie de l'énergie et spécialement l'économie de l'électricité. De grandes revues existent et permettent de suivre tous les débats relatifs à l'économie de l'électricité[17] .

Après l'état de l'art, notre premier travail a consisté à reconstituer les séries statistiques concernant la demande d'électricité en Algérie. Mais la difficulté d'achever le travail nous a tout le temps obligé à actualiser les données et les analyses. Les retards étaient entretenus par cette recherche incessante de données actualisées. De plus, pour l'illustration, nous avions également besoin de données concernant les secteurs d'activité économique et principalement les cimenteries. Il ya lieu de signaler que les entreprises, d'une manière générale, ne donnent pas trop d'importance aux factures d'électricité, même si elles sont devenues très sensibles au coût financier de l'énergie utilisée.

Le travail de terrain concerne donc le recueil des informations provenant de Sonelgaz et des entreprises utilisatrices d'électricité haute tension et principalement les cimenteries.

Nous présentons notre travail en cinq chapitres :

Pour examiner cette relation entre nouvelle tarification et mode de consommation industrielle d'électricité, nous avons d'abord présenté dans un premier chapitre toutes les notions relatives à la tarification et aux prix de vente pratiqués par les entreprises publiques. Ce chapitre ne présente pas les débats sur des fondements de la tarification au coût marginal de l'électricité (ce qui relève d'une d'une autre recherche), mais seulement les outils que nous utilisons tout au long de ce travail. Il présente également les principales notions de l'économie d'électricité et surtout la problématique des déterminants de la consommation d'électricité haute tension.

[16] Nous avons tiré une conclusion inverse dans notre travail de Magister qui portait sur une période qui a suivi la mise en place du nouveau système de tarification en Algérie in Bouyacoub Djohar (2002), *Tarification et consommation d'électricité*, Magister de sciences économiques soutenu sous la direction du Professeur Abderrahmane Lellou, à l'Université d'Oran en 2002 .

[17] A l'exemple de la Revue française de l'énergie, de la revue historique de l'électricité, de la revue algérienne de l'énergie…

Le deuxième chapitre nous a permis de présenter l'entreprise nationale de production d'électricité et du gaz. Sa longue évolution, puisqu'elle est l'héritière d'EGA, en a fait immédiatement après l'indépendance du pays, un grand service public. Nous présentons son organisation et son fonctionnement avec quelques indicateurs de gestion et des indicateurs de son développement comme l'évolution des investissements réalisés. Ce chapitre nous permet de présenter surtout l'évolution du Groupe Sonelgaz après sa restructuration en 2008 et les résultats réalisés depuis cette date. Sonelgaz devenu groupe national doit assurer un approvisionnement régulier de l'électricité aux ménages et aux industriels malgré une forte augmentation de la consommation, mais d'un autre côté, les tarifs fixés par la CREG (l'autorité de régulation d'électricité et du gaz installée en 2005) sont pratiquement gelés depuis cette date jusqu'au 31 décembre 2015. Au cours de cette période, malgré ses efforts, Sonelgaz enregistre des déséquilibres financiers importants et s'endette lourdement auprès des banques.

Le troisième chapitre concerne la présentation du nouveau système de tarification adopté, en Algérie en 1980 et mis réellement en fonctionnement en 1989. Nous présentons les particularités du système tarifaire appliqué aux industries qui sont grosses consommatrices de l'énergie électrique. La formule de calcul de la facture d'électricité, un polynôme avec un terme constant (la prime fixe) et deux termes variables, la puissance et l'énergie, est présentée dans le détail et permet de comprendre la logique du calcul à la marge appliqué dans ce système de tarification.

Ce chapitre contient également en deuxième section, le mode de régulation adopté en 2005. C'est une véritable réorganisation du secteur de l'électricité avec la levée du monopole de l'Etat et l'introduction des concessions à des entreprises publiques et privées nationales et étrangères.

Le quatrième chapitre a pour objet l'évolution de la consommation d'électricité. Dans ce chapitre, on a effectué la reconstitution des séries d'abonnés et celles des différentes consommations d'électricité, reconstitution faite à partir des différents documents publiés par Sonelgaz, entre 1962 et 2015. Ces séries permettent d'effectuer des calculs intéressants en matière d'évolution et de périodisation du nombre d'abonnés et de la consommation moyenne. Cette reconstitution nous a permis de tirer un certain nombre de conclusions relatives aux évolutions multiples du système électrique. Elles permettent de comprendre également les multiples contraintes rencontrées par l'entreprise Sonelgaz.

Enfin, le cinquième chapitre est réservé à l'examen de la consommation d'électricité haute tension par les différentes industries et par les cimenteries de manière particulière, qui constituent notre terrain d'application. Nous avons pu identifier les différentes évolutions et surtout les différences existantes entre les industries.

CHAPITRE I

LA TARIFICATION de L'ELECTRICITE :

ELEMENTS DE THEORIE

Introduction

Tout d'abord, il faut mentionner que tous les spécialistes de l'économie de l'énergie[18] soulignent fortement la complexité du marché de l'électricité de divers points de vue, et notamment, quand il s'agit d'étudier les prix, la rationalisation de la demande, l'adaptation de l'offre d'électricité, le comportement des principaux acteurs, la libéralisation du marché, l'introduction de l'innovation technologique ….

Notre travail porte sur la question de la tarification et ses conséquences sur la consommation industrielle de l'électricité. La tarification elle-même a fait l'objet de beaucoup de débats et « Les travaux de **Marcel Boiteux** sur la tarification de pointe et la tarification au coût marginal d'un monopole électrique avec optimum d'investissement, sont essentiels pour comprendre l'économie du secteur » comme le soulignent tous les spécialistes de ce secteur et notamment Dominique FINON[19]. Mais avant tout qu'est ce que la tarification ?

Les spécialistes définissent la tarification comme la détermination des prix d'un produit ou service ayant la caractéristique d'un service public et fonctionnant dans le cadre d'un monopole. Ainsi, selon C . BERTHOMIEU , « les tarifs sont des prix de vente demandés par toute entreprise publique ou privée en situation de monopole qui exerce des activités considérées comme d'intérêt général »[20]

Les tarifs sont donc des prix de vente d'un produit, en économie de marché, par des entreprises en situation de monopole.

---

[18] Hansen Jean-Pierre et Percebois Jacques (2012). *L'Energie : Economie et Politique*, Bruxelles : De Boeck (voir les chapitres sur les marchés électriques)

[19] FINON Dominique (2015), *La complexité des marchés électriques : les limites de la libéralisation des industries électriques*, Encyclopédie Energie, article 075, 2015

[20] C. BERTHOMIEU (1970), *La gestion des entreprises nationalisées*, PUF, 1970, p.41

Il s'agit bien de l'économie de marché, car en économie planifiée, les prix sont souvent planifiés et fixés par une autorité centrale, ce qui ne fait pas d'eux nécessairement des tarifs au sens de la théorie économique comme le montre bien A. BUZELAY [21].

Pour les tarifs, en économie de marché, la question qui se pose est de savoir pourquoi, des produits et services, doivent avoir des prix différents de ceux qui sont fixés par les mécanismes de marché traditionnels ?

Il s'agit donc de nous interroger sur la problématique de la tarification en économie de marché, sur le contenu de ce concept, son évolution et ses multiples applications et notamment dans le domaine de l'économie d'électricité. L. MONNIER a consacré un ouvrage à ce sujet qui a fait l'objet de beaucoup de travaux en France[22].

Dans ce chapitre nous présenterons la problématique du service public et l'évolution de sa conception avant de présenter la tarification et ses applications dans le domaine de la production d'électricité.

Section 1 Principes généraux de la tarification

Nous avons vu que la tarification concerne la détermination des prix de vente de produits et services, ayant un caractère de service public, en situation de monopole. Dans cette section nous présentons les principaux éléments concernant à la fois la notion de service public et son évolution.

1. La notion de service public

Tous les juristes conviennent aujourd'hui que cette notion est complexe et son contenu a évolué dans le temps. L'un des grands spécialistes de cette question relativise cette complexité en affirmant que « La notion de service public n'est donc pas si obscure qu'on le prétend parfois et elle est

[21] A. BEZELAY (1970), *Vérité des prix et services publics*, L.G.D.J, 1970.
[22] L. MONNIER, *la tarification de l'électricité en France*, Economica, 1993, 260p. Ce livre est préfacé par M. BOITEUX, président de EDF à cette époque et père de la tarification au coût marginal de l'électricité en France.

demeurée à peu de choses près inchangée depuis-le début du siècle[23] ». Il le définit comme « une activité d'intérêt général gérée par l'administration ou par une personne privée, qui en a reçu délégation et qui est soumise au contrôle de l'administration[24] ».

A. Définitions dans le domaine de l'économie

Dans une économie de marché, pendant longtemps, on a avancé l'idée que l'exercice d'un service public était nécessairement générateur de déficit et ce, en raison d'un décalage entre les prix de vente et les coûts de production. Car les prix étaient fixés par les pouvoirs publics et ne correspondaient que très rarement aux coûts de production[25]. Alors qu'est ce que le service public au plan économique ?

Ce sujet a fait l'objet de nombreuses recherches, en France, au cours des années 1970, années d'un débat important sur les modes de gestion des entreprises nationalisées et sur la logique des prix de vente qu'elles doivent appliquer.

La définition du service public n'est pas uniforme comme le soulignent les auteurs, car c'est une notion juridique qui a subi des mutations.

A.BUZELAY, économiste, fut un des premiers à consacrer, au cours de la décennie 1970, un ouvrage à la question des services publics et des prix. En en faisant l'historique, il affirme que la notion est apparue au cours du 19ème siècle comme « une institution purement administrative, gérée par les agents de l'Etat, et dont le fonctionnement implique des prérogatives de puissance publique et des règles juridiques spéciales constituant le domaine du droit administratif »[26] . Cette première conception était restrictive, car le service public était assimilé aux activités gérées par l'administration elle-même.

Très rapidement, cette conception a été élargie pour englober des activités gérées par des établissements autres que l'administration.

---

[23] Jacques Chevallier (2015), *Le service public*, PUF, 10ème édition mise à jour, p.161
[24] Ibidem, p.161
[25] Jacques Percebois (2015) le souligne avec force en affirmant que « En économie de marché, les prix de l'énergie doivent en principe suivre les coûts de production, de transport et de distribution de l'énergie. Tel n'est pas toujours le cas, loin s'en faut. Dans les pays de l'OCDE les prix de l'énergie sont en général calés sur les coûts… Dans les pays en développement et dans la plupart des pays émergents les prix sont très largement dissociés des coûts et sensiblement inférieurs aux coûts complets.. » in *Marchés, prix et régulation des activités énergétiques*, Encyclopédie Energie, article 021, 2015
[26] A . BUZELAY, op. Cit. P. 4

En définitive, on admet que la notion s'applique à deux catégories d'activités des collectivités publiques:

– d'une part, les services administratifs de l'État et des collectivités locales dont les actes et les personnels sont soumis au droit administratif;

– d'autre part, les services publics industriels et commerciaux dont les actes courants sont soumis en principe au droit privé mais dont les personnels peuvent être soumis au statut de la fonction publique (Électricité de France).

Au plan économique, certains auteurs précisent que « le concept de service public, tel qu'il s'est précisé en France à la fin du XIXe siècle et tel qu'il s'est développé au XXe siècle, repose sur le fait que certaines activités doivent échapper, en fonction de la nature des objectifs et des intérêts qu'elles mettent en jeu, à l'application de la seule logique marchande et à la recherche du profit. Elles doivent être gérées selon des critères spécifiques, permettant un accès de tous à certains biens et services et concourant ainsi à l'équilibre et à la cohésion économique, sociale, culturelle et territoriale de la société. La notion de service public est donc étroitement liée à la conception de l'intérêt général. Elle relève de grands principes : continuité, égalité, préparation de l'avenir et recherche du moindre coût »[27].

Mais, face aux multiples changements économiques et institutionnels que connaissent notamment les pays d'Europe, les services publics « à la française » sont confrontés à plusieurs défis, selon l'expression des spécialistes[28]. Lesquels ?

La réponse à cette question est plurielle. En effet, pour les auteurs,

« le service public ou plutôt les services publics tels qu'ils se sont construits historiquement sont confrontés aujourd'hui à trois défis : la crise et la raréfaction des ressources publiques qui l'accompagnent engendrent un ultralibéralisme destructeur ; l'évolution technologique, notamment dans le domaine des télécommunications, appelle de nouvelles réglementations et de nouvelles alliances industrielles ; la construction européenne ou plutôt la façon dont elle s'opère en privilégiant la seule construction d'un grand marché libéral entraîne déréglementation et remise en cause des solidarités de société »[29].

[27] P. BAUBY et J.C. BOUAL, les services publics au défi de l'Europe, éditions ouvrières, 1993, p. 35
[28] P. BAUBY , Le service public, éd. Flammarion, 1997
[29] P. BAUBY et J.C BOUAL , op. cit. p. 125

A.1. Les critères

On distingue généralement quatre critères constitutifs du service public[30].

– Le principe d'égalité : face aux charges ou aux avantages, tous les citoyens doivent être égaux.

– Le principe de continuité : il ne doit pas y avoir de rupture dans le fonctionnement du service. Ainsi, le droit de grève est-il réglementé dans certains services publics (service minimal à Radio France, par exemple).

– Le principe d'adaptation: il implique que le service public suive les exigences d'un «intérêt général» fluctuant.

– Le principe de gratuité: s'il n'existe pas en droit, il est souvent associé pour les usagers à la notion de service public dont la fixation des prix échappe au marché (par exemple le coût du ticket de métro ou la gratuité du service des pompiers).

A.2. L'évolution

Le service public est, en France, comme on l'a déjà souligné, au centre d'un grand débat. Les flux et reflux de la notion de service public sont les conséquences de l'affrontement idéologique entre libéralisme et socialisme, et leurs alternances au pouvoir. De plus, l'intégration européenne met en lumière les divergences profondes de ce concept d'un pays à l'autre. Certains en sont venus à évoquer l'existence d'un «service public à la française». Selon les spécialistes « si des traits historiques et nationaux ne sont pas niables, les multiples rapports officiels sur les pays d'Europe insistent sur le fait que les différences sont bien plus liées au mode de fonctionnement et d'organisation qu'à la nature du service public, présent partout »[31].

Les auteurs précisent que « le véritable défi provient de l'Union européenne elle-même, dont les textes – constitutifs, du traité de Rome au traité de Maastricht – ignorent la notion de service public pour ne s'attacher qu'aux mécanismes économiques de marché ». L'évolution technique et géopolitique du monde impose ainsi une modernisation et une adaptation des services publics, à l'étroit dans les habitudes nationales.

Les services publics industriels et commerciaux, tels France Télécoms, Air France ou la SNCF, sont au centre d'un processus qui impose de ménager à la fois la nécessaire ouverture à la concurrence et le respect des avantages acquis pour les personnels et les usagers. Une notion nouvelle, celle de «service universel», se profile désormais à l'horizon européen.

---

[30] P. BAUBY, op. cit. p. 36

[31] P. BAUBY et J.C. BOUAL, op. cit. p. 58

Le service public devient alors « une unité administrative, à caractère industriel et commercial, dont la puissance publique a pris effectivement et de façon permanente la responsabilité de gestion afin de produire un bien ou un service reconnu d'intérêt national »[32]

Mais ce service public peut être géré dans des formes différentes.

B. La diversité des formes de gestion

Ainsi défini, le service public peut être géré, selon cet auteur, sous des formes très différentes. Il peut être géré dans le cadre d'organismes publics, tant au niveau national que local, tels que les budgets annexes, les établissements publics à caractère industriel et commercial (EPIC), les entreprises nationalisées, les concessions, les régies et les sociétés d'économie mixte nationales. Telle est la classification opérée par l'auteur que nous avons cité. Nous nous intéressons à ces formes de gestion, car la gestion de l'électricité en Algérie, a revêtu des formes différentes, sans sortir de ce cadre théorique. La forme d'établissement public est la plus importante.

L'établissement public est une structure créée pour assurer une mission de service public. Cette personne morale de droit public est autonome par rapport à l'administration et reçoit à sa création un domaine d'intervention spécialisé. Son autonomie est à la fois administrative et financière, et son activité est précisément délimitée.

Par exemple, la Poste a une activité distincte des services de l'État, et sa mission concerne l'acheminement du courrier et la mise à disposition des usagers de certains services financiers.

Le droit administratif distingue les établissements publics en fonction des collectivités territoriales auxquelles ils sont rattachés. Ainsi, il existe des établissements publics nationaux, par exemple la SNCF, régionaux, départementaux, ou municipaux.

La distinction peut être faite également entre établissements publics administratifs et établissements publics industriels et commerciaux. Les diverses vagues de nationalisations ou de dénationalisations touchent directement cette dernière catégorie.

Les établissements publics industriels et commerciaux n'échappent pas au débat actuel sur l'adaptation des services publics. En particulier, tous les pays européens n'ont pas la même conception du service public et peuvent mettre en cause l'existence d'établissements échappant aux

[32] P. BAUBY, op.cit p.5

règles économiques du marché. Par ailleurs, la complexité de la société moderne fait naître des personnes morales assimilées aux établissements publics, ce qui contribue à rendre leur statut encore plus flou et plus fragile.

2. La déréglementation

A. Généralités

Initiée sur les marchés boursiers à la fin des années 1970, la déréglementation est à l'ordre du jour sur la majorité des marchés caractérisés par des règles concurrentielles et juridiques particulières[33]. D'une manière générale, la déréglementation est rendue nécessaire par la mondialisation de l'économie et la logique libérale qui l'accompagne. Dans le cas français, au-delà d'une pression internationale, la nécessité d'une déréglementation naît de l'intégration au marché commun européen et de la volonté de désengagement de l'État. En effet, « les marchés français les plus réglementés étaient, jusqu'en 1997, des monopoles publics comme le gaz et l'électricité avec EDF-GDF, les télécommunications avec France Télécoms, le transport aérien avec Air France et Air Inter ou les chemins de fer avec la SNCF »[34].

Deux logiques président à la déréglementation de ces marchés: d'une part, l'intégration européenne rend obligatoire la disparition des monopoles et, d'autre part, la nécessité d'une compétitivité accrue dans un cadre concurrentiel pousse à la privatisation, qui ne peut se concevoir dans un marché monopolistique réglementé. Depuis quelques années, les différents gouvernements multiplient la commande de rapports sur ces marchés spécifiques afin d'opérer la déréglementation la plus efficace possible. Un exemple important illustre assez bien la particularité du cas français: la déréglementation des secteurs de l'électricité et du gaz

[33] P.SOHLBERG, les services publics face à la déréglementation, Alternatives Economiques n° 20 avril 1994,
[34] C. STOFFAES, Services publics, question d'avenir, Rapport du Commissariat Général du Plan, éd. Odile Jacob.

B. La déréglementation des marchés du gaz et de l'électricité

Dans ce domaine, P. SOHLBERG, présente la déréglementation de la manière suivante[35], sous forme d'une question : faut-il défendre EDF ?

Le secteur du gaz et de l'électricité, monopole d'EDF-GDF, est un exemple caractéristique du problème posé par la déréglementation. D'abord parce que la distribution d'électricité et de gaz sont le fait d'un monopole public, ensuite parce que cette distribution passe par des réseaux dont l'accès ne peut être généralisé. Néanmoins, « le secteur énergétique est un secteur clé et il est nécessaire que les entreprises françaises, notamment industrielles, puissent s'approvisionner au coût le plus bas possible. Il faut donc fournir au marché de l'énergie un cadre juridique permettant le rétablissement de la concurrence et donc l'abaissement de la facture énergétique dans les productions françaises ». Pour concilier la nécessité d'efficacité économique et la pérennité du système de distribution français, le rapport Mandil (janvier 1994), qui aborde la réforme de l'organisation électrique et gazière, préconise la mise en place d'une nouvelle organisation. Il s'agirait de laisser à EDF-GDF le monopole du réseau d'approvisionnement en permettant l'accès au réseau à de nouveaux producteurs afin de garantir la compétitivité du prix des énergies. Pour ce faire, il faut abolir les monopoles d'importation et d'exportation d'EDF-GDF. « La déréglementation semble également nécessaire pour permettre à EDF-GDF de faire évoluer sa structure ». En effet, « il s'agit, d'une part, d'autonomiser le financement des diversifications engagées (traitement des déchets, cartographie numérique, vente de chaleur pour GDF et éclairage public ou ingénierie pour EDF) et, d'autre part, de favoriser des alliances nationales ou internationales et garantir des financements partagés ». La déréglementation des marchés du gaz et de l'électricité passe donc par l'abandon du monopole de distribution, conformément aux souhaits de la Commission européenne, et par la privatisation d'EDF-GDF, notamment pour assouplir le financement de leur développement. Jacques Percebois conclut que « l'ouverture à la concurrence des industries de réseaux (électricité, gaz, télécommunications, transports publics) impulsée par la Commission européenne suite à l'adoption de diverses directives dans les années 1990 a largement modifié l'organisation de ces filières dans les pays de l'Union Européenne, à l'instar de ce que l'on a aussi observé dans certains Etats des Etats-Unis ou dans quelques pays en développement »[36].

[35] P. SOHLBERG, faut-il défendre EDF ? Alternatives Economiques, n° 132, décembre 1995.
[36] Jacques Percebois (2015) op. cit.

Section 2 La problématique des prix dans le service public

1. L'intervention de l'Etat

D'une manière générale, le secteur de l'énergie est toujours considéré comme stratégique et n'échappe pas à l'intervention de l'Etat comme le souligne J.Percebois en affirmant que « Dans le domaine de l'électricité, l'intervention de l'Etat est encore plus forte pour un produit à la fois stratégique et considéré comme un service public. La filière électrique et la filière gazière sont encore dans de nombreux pays du monde, et étaient jusque récemment en Europe, organisées autour d'entreprises publiques concessionnaires de service public. C'est le domaine des monopoles publics par excellence (monopoles juridiques d'importation, exportation, production, transport, distribution)[37] ».

Les auteurs soulignent aussi que l'intervention de l'Etat sur les prix est fréquente dans les économies de marché, bien qu'elle soit contraire aux principes de ce type d'économie.
En quoi consiste cette politique des prix ?

Elle se définit comme « l'intervention de l'Etat sur les prix des biens et services afin de modifier leur libre fixation et de prévenir des hausses ou des baisses sur un ou plusieurs marchés ou dans toute l'économie »[38]. Bien entendu, plusieurs objectifs sont assignés à cette intervention qui peut prendre plusieurs formes directes et indirectes.

Les objectifs concernent d'abord la recherche de la stabilité des prix, surtout en période d'inflation à laquelle les économies de marché n'échappent pas. Mais l'efficacité de cet instrument n'est pas toujours obtenue. L'Etat peut également intervenir quand il s'agit de marché particulier et souhaite corriger les revenus pour les producteurs ou le pouvoir d'achat pour les consommateurs.

L'intervention de l'Etat s'effectue par des réglementations concernant les marchés. Cette réglementation a de manière directe un impact sur les prix. C. de Boissieu cite quatre modalités habituelles d'intervention de l'Etat sur les marchés.

- Les interventions qui visent à maintenir la concurrence, en empêchant la constitution de monopoles, en interdisant les ententes et les fermetures de marché.
- Les interventions qui visent à contrôler les monopoles en les réglementant. Dans ce cadre, l'Etat définit un cahier de charges des monopoles qu'il reconnaît (transports,

[37] Jacques Percebois (2015) op. cit.
[38] C. De BOISSIEU , Principes de politique économique, Economica, 1990, p.85

énergie,…). Le monopole est accepté, mais l'Etat lui fixe des limites qui ne lui permettent pas de fixer librement ses prix.

- Les interventions qui visent à réglementer la concurrence afin de protéger les consommateurs contre les tentatives de fraude sur les produits, sur leurs caractéristiques, contre la concurrence déloyale etc…
- Les interventions qui tentent de limiter la concurrence internationale. Dans ce cadre, l'Etat peut manipuler différents instruments comme les droits de douane, des quotas, des restrictions liées aux normes d'hygiène etc.

Ces types d'intervention ont un impact direct ou indirect sur les prix.

L'intervention indirecte de l'Etat sur les marchés peut concerner l'offre et la demande des produits. L'abondance de l'offre peut entraîner la baisse des prix et la pénurie de biens peut entraîner la hausse des prix.

En matière de prix, l'intervention peut être directe et revêt généralement deux formes[39].

Il s'agit du contrôle direct. L'Etat conserve l'apparence de marché et agit comme en économie administrée. Il s'agit de la tarification et du blocage des prix.

La tarification implique la fixation du prix d'un bien ou d'un service par les autorités publiques. Le prix fixé est soit un prix maximal que les producteurs ne pourront dépasser (afin de protéger les consommateurs) soit un prix minimal pour protéger le producteur.

Le blocage des prix consiste à interdire toute hausse des prix, sur un marché, à partir du niveau atteint à la date où la mesure est prise.

2. Les prix dans le secteur public

A. Le prix dans la théorie néoclassique

A.1. quelques rappels[40]

La théorie néoclassique des prix est centrée sur la notion de marché. Le marché est considéré comme l'espace où se rencontrent deux agents désireux d'échanger un bien privatif contre une

[39] Ibidem, p.86
[40] C.BERTHOMIEU, la gestion des entreprises nationalisées, op. cit., p.40

quantité d'un autre bien – la monnaie-considérée comme une unité de compte. Le prix auquel se réalise l'échange résulte de la négociation entre ces deux agents. Si le vendeur est producteur de ce bien, il fera en sorte que le prix qu'il réalise couvre au moins le coût de production.

La théorie néoclassique considère que « le prix qui se forme en situation de concurrence pure et parfaite, est égal au minimum du coût moyen de production de la firme marginale, en courte période. En longue période, il est égal au coût marginal de production de la firme la mieux adaptée et la plus techniquement efficace ».

Quant à la situation de monopole parfait, le prix auquel s'échange le produit est toujours supérieur au coût marginal de production.

L'auteur cité précise que ces deux cas idéalisés du marché ne fonctionnent que lorsque l'information circule parfaitement entre le producteur et le consommateur.

A.2. La finalité du système de prix

Les prix sont des indices de rareté et constituent donc des indicateurs qui permettent aux consommateurs d'effectuer leurs choix, c'est à dire prendre des décisions d'achat, et aux producteurs d'effectuer également des choix concernant le volume de production et de leur investissement.

En économie de marché, les prix assurent également une fonction de régulation de l'économie globale en permettant des ajustements réciproques de l'offre et la demande dans les différents marchés.

Ce sont ces bases élémentaires de la théorie néoclassique qui vont servir de fondement à la réflexion concernant les prix de vente des produits et services des entreprises publiques.

B. Les approches de prix dans le secteur public

B.1. l'approche globale de la tarification

La plupart des économistes qui traitent de ce sujet citent les auteurs qui ont marqué la pensée dans ce domaine au cours des cinquante dernières années (dont M.Allais, A.Lerner, A.Lewis, P.Massé, G.Dessus, M.Boiteux)[41].

L'idée principale partagée par ces auteurs est que l'Etat devrait, en ce qui concerne les biens et services produits par des entreprises publiques qui ne sont pas sur des marchés concurrentiels (et les prix de vente des services publics) , pratiquer des tarifs qui couvrent non pas le coût moyen à un moment donné, mais le coût marginal. Depuis longtemps, cette conception a servi de base à l'action de l'Etat en ce qui concerne les entreprises publiques et les services publics[42].

Cette conception a suscité naturellement beaucoup de débats au début de la décennie 1970, notamment sur les avantages et les inconvénients d'une tarification au coût marginal. Les débats tournaient autour de la notion de « vérité des prix » afin d'éliminer les distorsions apparues entre les prix des services publics et leurs coûts.

Selon A.BUZELAY qui a consacré un ouvrage à la question de « vérité des prix et services publics », la vérité des prix vise trois objectifs principaux :

- assurer l'équilibre financier à l'entreprise publique en fixant des prix de vente qui couvrent l'ensemble des coûts,
- assurer l'optimisation des ressources au niveau national en réprimant une consommation qui coûte chère à la collectivité (heures de pointe par exemple),
- servir d'indicateur de rareté pour orienter les choix des consommateurs et celui des producteurs.

Il n'est pas nécessaire de reproduire ces débats dans ce travail qui ne concerne pas directement notre question. Il y a lieu simplement de définir les concepts utilisés.

---

[41] Cahiers d'analyse économique n°2 spécial « l'entreprise publique et la tarification » éd. Cujas 1970
[42] Encyclopédia Universalis, op. cit.

B.2. La complexité de la notion de coût marginal

Les auteurs qui ont défendu la tarification au coût marginal, pour les services publics notamment, au début des années 1970 mettent l'accent sur la notion de coût marginal.

A. BUZELAY[43] considère qu'il faut dépasser la notion statique de coût marginal, inapplicable dans la pratique. Si le coût marginal est égal au coût total de la dernière unité produite en temps X (heures de pointe ou heures creuses) pour un équipement donné, il en découlerait une très grande instabilité du coût marginal qui variera d'un moment à l'autre, et d'un équipement à l'autre. L'auteur considère que la tarification ne peut s'appuyer sur ce qu'il appelle des « décollements de coûts » qui varient tout le temps.

Il en conclut que « les tarifs doivent présenter un minimum de stabilité, ce qui implique un coût marginal qui nivelle, sur une période donnée, la croissance saccadée des coûts ». D'où la nécessité, selon l'auteur, de dépasser le concept instantané de coût marginal. Il propose notamment pour les services publics, comme l'électricité, la distinction entre le coût marginal de courte période et le coût marginal de longue période.

Le coût marginal de courte période est essentiellement fonction des charges d'exploitation (dépenses de fonctionnement) et des coûts de maintenance et d'entretien.

L'auteur précise que dans ce cas, la capacité de production est relativement fixe et l'évolution des quantités produites dépend d'une utilisation plus ou moins intense de l'équipement.

Il en découle que « le coût marginal de courte période est égal à la différence entre le coût variable de la dernière série et le coût variable de l'avant dernière série produite ».

Le coût marginal de longue période prend en compte les charges supplémentaires liées à l'augmentation de ses équipements. Autrement dit, ce coût de longue période intègre, en plus des coûts variables, une partie des coûts fixes découlant de l'investissement.

[43] A. BUZELAY, vérité des prix et services publics, op. cit. p.84

C. La tarification au coût marginal

Nous avons déjà mentionné que l'une des fonctions importantes du système des prix en économie de marché est d'orienter le choix des consommateurs et celui des producteurs afin d'atteindre l'optimum, c'est à dire un maximum de satisfactions pour un volume de ressources rares.

Mais, du point de vue de la théorie néoclassique, pour que le choix des consommateurs soit rationnel, il faut qu'il coïncide avec l'avantage collectif. Et, cette condition est atteinte quand la tarification des biens et services produits par des entreprises publiques obéit à deux règles principales[44] :

- la neutralité tarifaire
- la tarification au coût marginal

La neutralité tarifaire signifie que le consommateur est suffisamment informé qu'il choisit la solution la plus avantageuse pour lui et en même temps la moins coûteuse pour la collectivité. En effet, si le prix de vente est inférieur au coût de production, le choix du consommateur lui est avantageux mais pénalise la collectivité, et une augmentation de la consommation entraîne une déperdition des ressources. « Pour que l'intérêt du consommateur coïncide avec l'avantage collectif, il faut que le bien soit vendu à son coût ».

Ainsi, « l'objectif principal d'une tarification est donc d'informer correctement le consommateur en lui faisant supporter les charges dont sa demande est responsable. Les prix fixés n'entraînent pas de distorsions entre comportements individuels des consommateurs et avantage collectif. C'est dans ce sens qu'on dit qu'une tarification doit obéir au principe de neutralité »[45] .

« La tarification au coût marginal signifie que le prix de vente doit inclure toutes les charges que la collectivité supportera pour une consommation supplémentaire ». Ce qui veut dire que le prix n'est donc pas égal au coût moyen de production. « Le coût marginal correspond au chiffre le plus proche possible des dépenses supplémentaires que l'entreprise doit engager pour satisfaire chaque consommateur ».

---

[44] Encyclopédia Universalis, la politique des prix, 1998
[45] Ibidem,

Dans ce cas, le coût marginal n'est pas seulement le coût suscité par une production supplémentaire. Si les capacités de production n'étaient pas totalement employées, la production supplémentaire n'entraînera pas un coût marginal plus élevé que le coût moyen. Par contre, dans le cas où les capacités étaient totalement utilisées, la production supplémentaire nécessite la mise en route d'un nouvel équipement (une nouvelle centrale électrique par exemple), le coût marginal inclura dans ce cas, l'ensemble des charges (y compris les coûts fixes, amortissement, intérêt du capital …)

Cette procédure signifie que la tarification fait payer aux consommateurs toutes les charges dont ils sont à l'origine.

En fait « la tarification au coût marginal n'a pas pour seule fonction d'orienter le consommateur, elle doit aussi inciter le producteur à toujours se rapprocher du maximum des rendements croissants, c'est à dire accroître sa production s'il est en situation de rendement croissant, et à s'équiper davantage s'il est en situation de rendement décroissant (sous-équipement)[46].

C. La tarification au coût marginal démythifiée

Il est intéressant de remarquer que le père fondateur des réflexions et de l'application dans le secteur électrique, Marcel Boiteux, n'a jamais cessé de démythifier la question du coût marginal en rééditant une notice explicative datant de 1956, soit soixante ans intitulée « pourquoi vendre au coût marginal et de quel coût marginal s'agit-il ? »[47]. La conclusion de cette note est présentée par M.Boiteux de la manière suivante et résume assez bien cette question :

[46] op. cit.

[47] Marcel Boiteux (2015), La vente au coût marginal, Encyclopédie de l'Energie, article 071, 2015
« Cette notice est la reprise exacte de l'article publié pour la première fois dans le Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, pages de l'U.C.S., XLVII, 24 (**1956)**, puis dans la Revue Française de l'Energie, VIII, 81 (1956) et finalement dans l'ouvrage de Morlat G. et Bessière F., études présentées par. (1971). Vingt cinq ans d'économie électrique. Investissements, coûts marginaux et tarifs. Paris : Dunod, 452 p, pp. 265-275. Marcel Boiteux est vivement remercié d'avoir autorisé la publication de cet article dans l'Encyclopédie de l'Energie ».

« Sans doute bien des objections sont-elles nées dans l'esprit du lecteur, à l'examen de cette trop brève esquisse de la théorie marginaliste. Nous voudrions tout au moins avoir dégagé quelques points autour desquels puissent s'engager sans équivoque des discussions fructueuses.

Quant aux principes, la théorie nous paraît reposer sur quelques idées que le bon sens ne saurait répudier : vendre au prix de revient, et, plus précisément, au prix de revient marginal, de telle manière que les choix effectués par les usagers entre les diverses formes d'énergie et les divers modes d'utilisation soient orientés en fonction du coût de la fourniture pour la collectivité.

Dans l'application, la théorie exige quelques précautions : ne pas confondre coût marginal et coût proportionnel ; raisonner sur des équipements adaptés ; interpréter avec prudence le cas des installations « inélastiques ».

Moyennant quoi, la vente au coût marginal n'a rien de paradoxal, ni de monstrueux. Elle conduit d'ailleurs à une tarification qui s'apparente dans une large mesure aux tarifs traditionnels. De sorte qu'il s'agit beaucoup plus d'une prise de conscience que d'un bouleversement des idées.

Comme toute prise de conscience, celle-ci donne plus de rigueur à la pensée, assoit mieux des principes que l'intuition sentait confusément, suggère des améliorations. A cet égard, l'apport du marginalisme est de première importance. Mais son intervention dans la tarification de l'énergie électrique n'a rien de révolutionnaire ».

Source : Marcel Boiteux, 2015, la vente au coût marginal, op.cit.

D. Les tarifs

D1 Définition

Le tarif est une notion très utilisée dans les ouvrages spécialisés sur la question de tarification, mais rarement définie de manière précise.

C. BERTHOMIEU lui consacre un long développement et définit le tarif comme suit :

« Le tarif est en effet traditionnellement employé pour désigner les prix de vente demandés par toute entreprise privée ou publique en situation de monopole qui exerce des activités considérées comme d'intérêt général ou qui produit des biens de grande consommation dont les conditions de commercialisation sont contrôlées par les pouvoirs publics »[48].

[48] C. BERTHOMIEU, la gestion des entreprises nationalisées, op. cit. p. 41

L'auteur précise que cette notion est utilisée pour désigner cette catégorie de prix fixés unilatéralement par le producteur (ou les pouvoirs publics) et que l'acheteur ne peut ni discuter ni infléchir.

Il s'agit bien entendu des prix utilisés par les services publics (électricité, gaz, transports, notamment en France), mais il peut s'agir également d'entreprises privées exploitant une concession de l'Etat.

De ce point de vue, le tarif est donc un prix publié et stable (au moins en courte période). Mais la caractéristique du tarif qui est souvent mise en lumière par les auteurs est la non discrimination à l'égard des différents acheteurs du même produit ou fourniture.

C. BERTHOMIEU précise que la fixation d'un tarif n'obéit ni à la discipline du marché concurrentiel ni à la logique du monopole parfait.

D.2 La structure tarifaire

La structure tarifaire ou la structure des tarifs est une notion centrale dans la fixation des tarifs eux-mêmes. Car les prix de vente, du KWh d'électricité, sont différenciés et se présentent sous forme d'une formule qui prend en compte un ensemble d'éléments constitutifs du tarif.

Cette structure a varié dans le système français de tarification de l'électricité puisque différents modèles ont été appliqués historiquement avant d'arriver à la réforme du « Tarif Vert » en 1956 et qui applique directement les principes du coût marginal. Plusieurs autres réformes ont été adoptées pour affiner cette tarification[49] .

Selon cet auteur, « le coût marginal pris en compte est le coût marginal de longue période, c'est à dire un coût marginal qui intègre le coût du financement des investissements nécessaires pour satisfaire l'accroissement de la consommation ».

Il précise que « EDF livre apparemment un produit homogène pour le consommateur, mais qui ne l'est pas pour le producteur ». Il s'en suit que « les coûts du KWh sont très différents selon les localisations du produit dans le temps et dans l'espace. Dans ses tarifs, elle ne prend en compte que les grands paramètres : la puissance souscrite, l'énergie consommée et l'heure de la consommation ». Les autres facteurs sont réduits dans une « péréquation ».

[49] L. MONNIER, la tarification de l'électricité de France, op. cit.

Depuis cette réforme, tous les tarifs présentent la même structure tarifaire, soit un binôme, qui traduit la dualité technique du service rendu à chaque abonné.

Ainsi, le tarif électrique est composé en général, en France :

- d'une prime fixe par KW souscrite. Elle rémunère la mise à disposition du client d'une certaine puissance,
- du prix de l'énergie, c'est à dire, un prix du KWh effectivement consommé. Ce prix se différencie selon les postes horaires : heures de pointe, heures pleines et heures creuses.

La totalité du coût du combustible ayant servi à la production d'électricité est affecté au prix de l'énergie. La diversité du prix du KWh selon les postes horaires traduit la diversité des coûts marginaux de production selon les différentes centrales de production.

Les coûts de développement des capacités de production, transport et distribution sont intégrés à la prime fixe.

Ainsi, la structure tarifaire regroupe tous les éléments de coût de production et de mise à disposition de l'énergie électrique, les coûts de développement, avec l'objectif d'amener les abonnés à des choix rationnels de consommation.

En Algérie, la réforme adoptée en 1980, a repris les mêmes mécanismes de fixation des tarifs avec une structure tarifaire elle–même basée sur deux termes principaux, la puissance et l'énergie, qui n'a pas changé jusqu'à présent.

Section 3 Eléments d'économie électrique

L'analyse économique de la production et de la distribution de l'électricité appartient à l'économie d'énergie et à l'économie publique. L. Monnier qui a consacré un ouvrage à la question de la tarification de l'électricité souligne qu'il s'agit d'économie d'électricité. Quels en sont les principaux éléments[50].

[50] L. MONNIER, la tarification de l'électricité en France, op. cit.

1. La consommation et la demande

La consommation d'électricité est un indicateur de développement comme on le verra plus loin. Les pouvoirs publics attachent, partout, une grande importance à la connaissance de cette consommation. Bien entendu, si l'Etat encourage et favorise la consommation d'électricité, il cherche à le faire au moindre coût de production.

Dans ce domaine, la connaissance est articulée autour de trois éléments principaux :

- l'analyse du passé permet de dégager les grandes régularités sur la base desquelles on opère des prévisions.
- les prévisions portent généralement sur un horizon de 15 à 20 ans, compte tenu de la lourdeur des investissements qui s'effectuent dans ce domaine.
- enfin, les choix portent sur des demandes à satisfaire. Dans ce domaine, il ne s'agit pas d'encourager n'importe quelle demande ou d'effectuer des choix arbitraires.

La connaissance de la forme de la demande est d'une grande importance puisqu'elle sert à établir les prévisions en matière de production, d'investissement et de gestion.

La consommation renvoie à deux autres termes principaux :

La demande d'électricité représente l'énergie effectivement livrée aux clients et qui figure dans les factures.

Les pertes concernent l'énergie dissipée sur les réseaux de transport et de distribution[51].

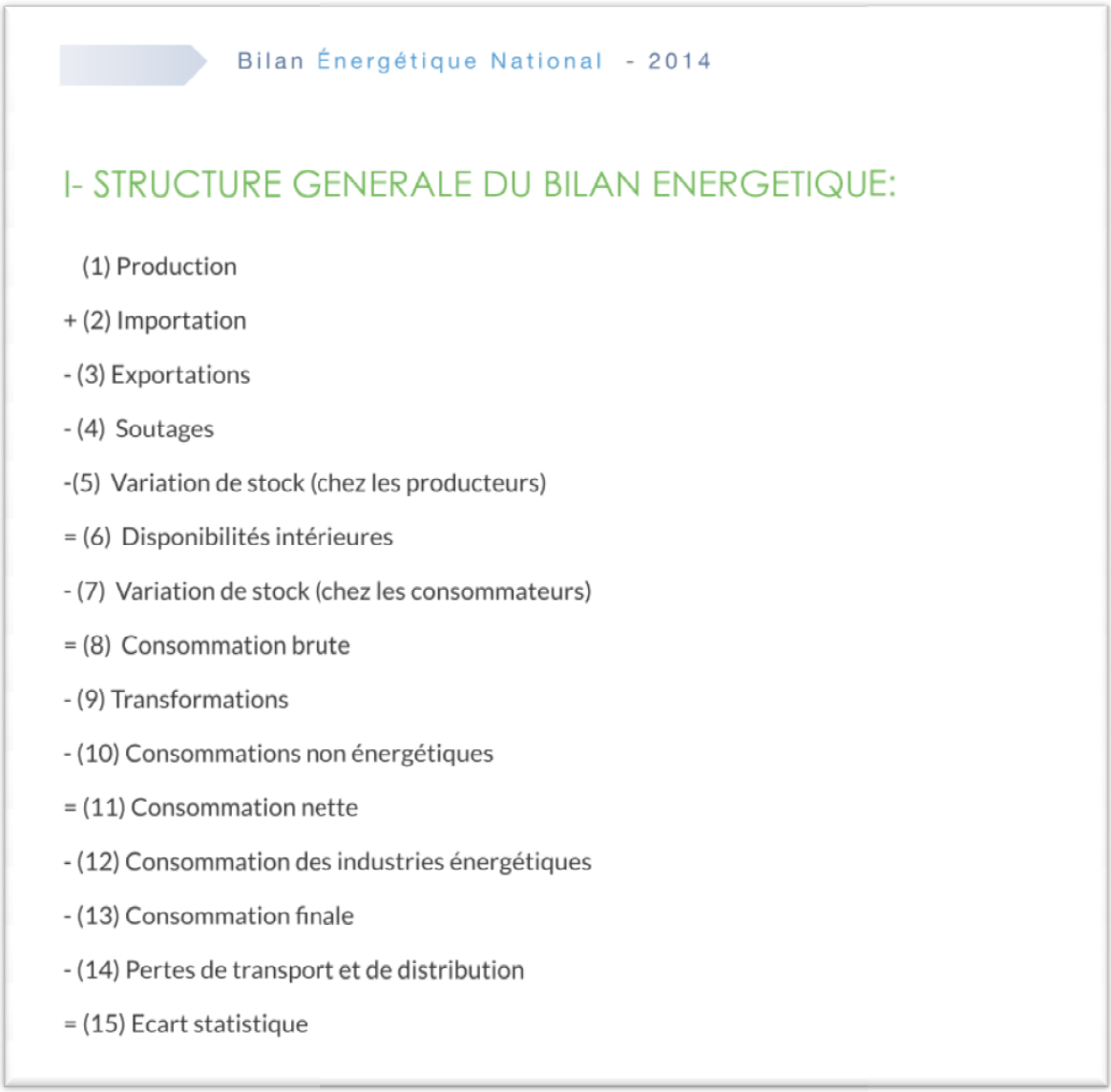
Enfin, la consommation s'obtient par sommation des deux termes précédents et correspond à l'énergie que doit produire l'entreprise pour satisfaire la demande.

Nous avons donc : Consommation d'électricité = Demande + pertes

Le Bilan Energétique National annuel illustre cette grande équation comme suit :

[51] Ces pertes sont dues à l'Effet Joule (perte d'énergie due à la résistance des conducteurs) et pertes dues à l'échauffement des lignes lors du transport. Il y a également les pertes de distribution non négligeables en Algérie dues aux fraudes.

Schéma 1. Bilan Energétique National



Source : Ministère de l'énergie, *Bilan énergétique national 2014*, édition 2015, Annexe méthodologique, 40 pages.

2. La puissance et l'énergie

Dans le domaine électrique, la seule connaissance de la consommation ne suffit pas. Il faut savoir comment ces consommations se répartissent pendant l'année car leur répartition est loin d'être uniforme.

Dans ce domaine deux notions essentielles sont utilisées constamment : la puissance et l'énergie.

Schéma 2. Notions principales d'énergie

La distinction entre PUISSANCE / ENERGIE

En matière d'économie électrique, il est fondamental de faire clairement la distinction entre PUISSANCE et ENERGIE.

Un radiateur électrique de puissance un Kilowatt (1 KW) consomme un kilowattheure (1 KWh) par heure de fonctionnement. S'il est débranché, il aura toujours la même puissance-potentielle- mais, bien entendu, ne consommera rien.

Du point de vue commercial, on distingue, la **PUISSACE SOUSCRITE**, ou la **PUISSANCE MISE A DISPOSITION (PMD**) (maximum que le client s'engage à ne pas dépasser, et que contrôlera le disjoncteur) de **l'ENERGIE CONSOMMEE** qui correspond à l'utilisation concrète, plus ou moins complète et durable , de la puissance souscrite).

Disposer d'une forte puissance, c'est pour l'utilisateur , la possibilité - mais non pas l'obligation - de consommer plus d'énergie électrique dans le même laps de temps, donc de mettre en fonctionnement simultanément un plus grand nombre d'appareils.

Seule la référence à ces deux paramètres Puissance-Consommation permet de traduire la dualité du service assuré par l'E.D.F, à chaque usager.

Unités et Abréviations utilisées

Watt (W): unité de mesure de puissance, Watt-heure (Wh) : unité de mesure de travail et d'énergie

Kilowatt (KW)	1000 W	Kilowatt-heure	1000 Wh
Mégawatt (MW)	1000 KW	Mégawatt-heure	1000 KWh
Giga watt (GW)	1million de KW	Gigawatt-heure	1 million de KWh
Terawatt (TW)	1 milliard de KW	Terawatt-heure	1 milliard de KWh

Remarque : la TENSION DE DESSERTE , déterminée principalement par des besoins de puissance, ne constitue pas une variable commerciale stratégique. Elle se mesure en volts (V) ou kilovolts (1 kV = 1000 V). Les tensions actuellement utilisées couvrent une gamme allant de 110 à 220 V (basse tension BT) à 220 kV (très haute tension (THT), en passant par la moyenne tension, MT (5 à 30 kV) et la haute tension HT (60, 90, ou 150 kV) .

Tableau tiré de :L .MONNIER la tarification de l'électricité de France, Economica , 1983 p. 8

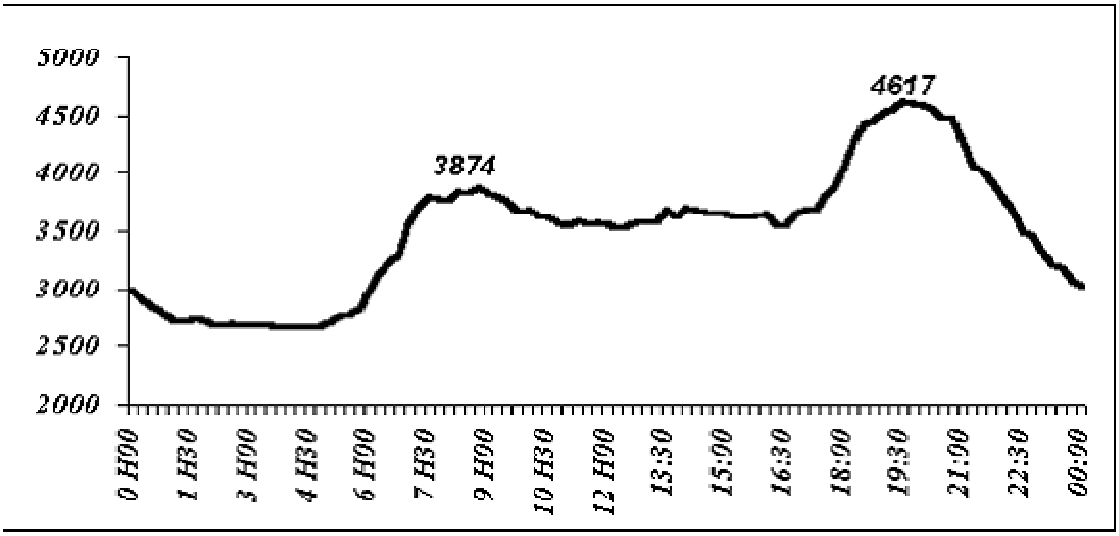
3. La courbe de charge

La courbe de charge est une courbe qui donne l'évolution continue de la puissance appelée par la consommation tout au long d'une même journée.

Cette courbe de charge tracée quotidiennement permet de suivre l'évolution de consommation et de repérer des « pointes » et des « creux » dans la consommation. Il y a une certaine régularité des courbes entre les mêmes journées de la semaine. La différenciation s'opère entre les différentes journées de la semaine, entre les jours ouvrables et les jours de week-end entre l'hiver et l'été, etc.…

Enfin, l'entreprise de production retient la courbe de la journée où la charge maximum a été atteinte. D'une année à l'autre, la charge maximale appelée augmente.

Schéma 3. Courbe de charge de la journée du 23 Janvier 2000

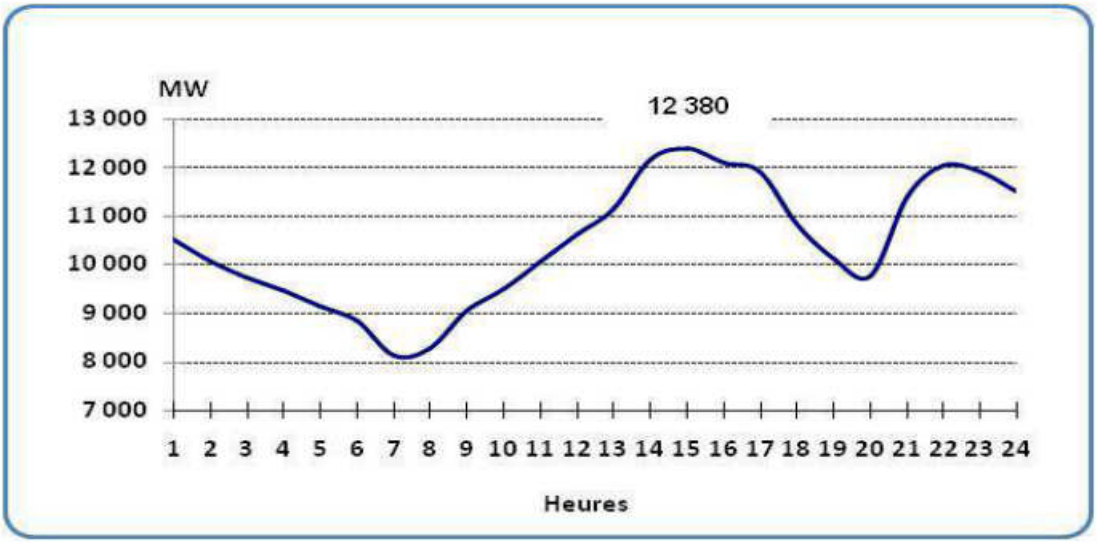


Source : Rapport d'activité Sonelgaz, année 2000.

Selon cette courbe nous constatons que la puissance maximale appelée a été de l'ordre de 4617 MW à 19 h 30 au cours de la journée du 23 janvier 2000. 15 ans après, en 2015, la puissance maximale appelée est de l'ordre de 12380 MW à 14h30 en plein mois d'Août, soit

presque trois fois plus qu'en 2000. Le recours aux climatiseurs a complètement changé la nature de la demande et le mois de la puissance maximale appelée, au cours de cette période 2000-2015.

Schéma 3. Courbe de charge de la Journée du mercredi 05 Août 2015



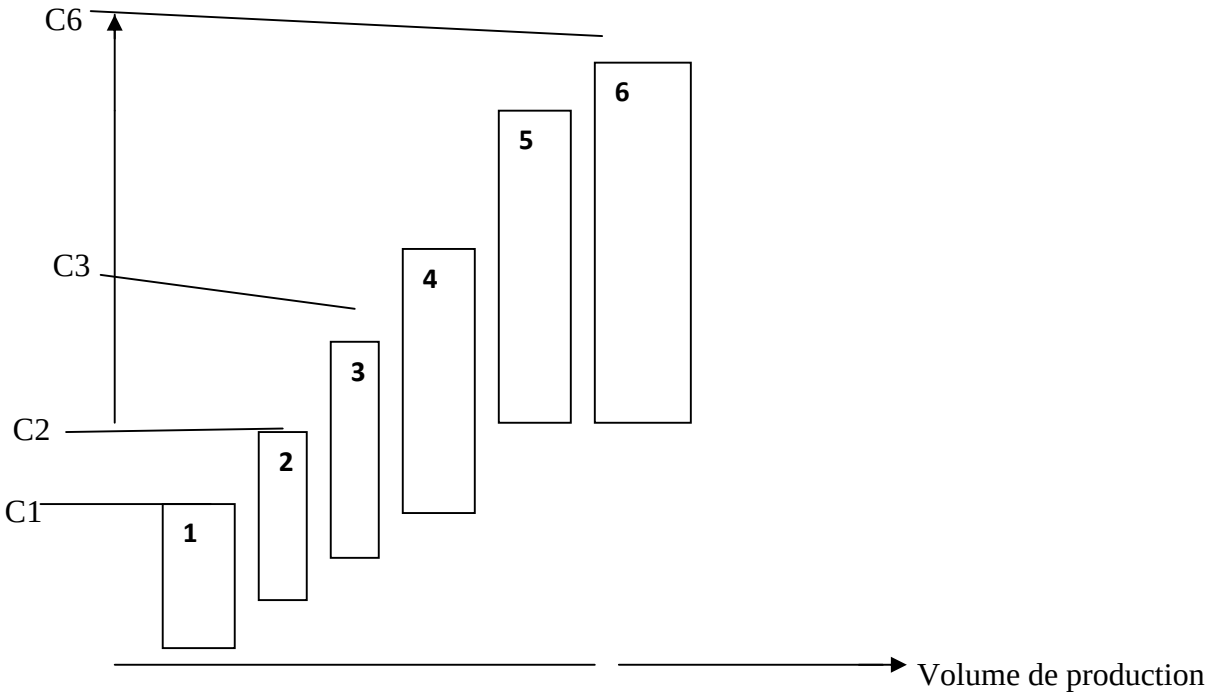
Source : Sonelgaz, Rapport mensuel Statistiques des sociétés énergétiques du groupe Sonelgaz du mois d'Août 2015, p.15

Nous présenterons en détail cette question dans le chapitre relatif à la consommation.

4. L'interconnexion du réseau électrique

La production et la distribution de l'électricité se réalisent par l'intermédiaire d'un réseau interconnecté de centrales de production. Ces centrales sont mises en fonctionnement dans l'ordre croissant du coût de production. La satisfaction du niveau faible de la demande, par exemple la nuit (entre minuit et 6 heures du matin) est réalisée par les centrales ayant les coûts de production les plus faibles. Ainsi, le coût moyen de production est croissant au cours de la même journée, car la demande varie à la hausse très intensément.

Niveau de coût unitaire de production



1 : première centrale de production d'électricité ayant le coût moyen C1 le plus faible

2 : deuxième centrale ---------- C2 avec un coût supérieur à C1

6 : sixième et dernière centrale ayant le coût moyen C6 le plus élevé

En réalité, ces coûts moyens de production peuvent être considérés comme des coûts marginaux dans le réseau électrique. Ainsi, les centrales électriques sont mises en fonctionnement au fur et à mesure que la demande augmente, selon l'ordre croissant du coût moyen.

5. La gestion du parc électrique[52]

Le parc de production est composé de différentes centrales de différents types. En Algérie, il y a des turbines à vapeur, des turbines à gaz et des centrales hydrauliques. Dans les pays développés, les centrales nucléaires produisent, à coté de ce type d'équipement encore en fonctionnement, l'essentiel de l'énergie électrique.

[52] L. MONNIER, la tarification de l'électricité : nouveau débat ? Revue Economies et Sociétés, n°12 Décembre 1983, p.2056

Mais la gestion de la production en fonction de la consommation exige que toutes ces centrales soient interconnectées à ce qu'on appelle le réseau électrique.

A court terme (donc à parc d'équipement donné), la gestion optimale du système conduit à une mise en service des différentes centrales dans l'ordre des coûts d'exploitation croissants. Celui de la dernière centrale appelée définit alors le coût marginal de l'ensemble du système, à savoir ce qu'il en coûte à l'entreprise de production, à cet instant précis, pour produire un KWh supplémentaire. D'où l'idée, très concrète, d'afficher ce coût dans les barèmes proposés aux abonnés, pour orienter leur consommation.

La question de l'adaptation dynamique du parc électrique à une demande en croissance constante se résout de deux manières :

- adapter en volume (quelles capacités développer ?) et
- adapter en structure (quels types de moyens de production choisir ?)

Pour résoudre le problème, les spécialistes minimisent la fonction suivante :

Coût total = coût d'exploitation + coût d'investissement + coût de défaillance

Selon L. MONNIER « Le coût de défaillance représente le préjudice collectif en cas d'impossibilité de réponse à la demande exprimée. A la marge d'un parc optimal, le coût de production du KWh supplémentaire est égal à l'économie de défaillance que cette production permet.

La notion de coût de défaillance joue donc un rôle central dans la détermination du point jusqu'où EDF doit aller pour satisfaire la demande »[53].

6. Prix de l'électricité et comportements des industriels

La question de la relation entre l'évolution des prix de l'électricité et le comportement des industries fortes consommatrices de cette énergie est fondamentale et a fait l'objet de très nombreuses études au lendemain de la crise pétrolière de 1973.

Elle constitue l'objet de notre travail.

[53] Ibidem, p.2057

En France, des études ont tenté de cerner la relation entre le prix de l'énergie et le type de comportement des industries. Ces études sont soit des analyses économétriques des questions d'élasticité- prix, c'est -à -dire la recherche des effets – prix sur l'offre et la demande d'électricité[54], soit des analyses liées au mode de consommation de l'électricité par les industries et leur sensibilité à la variation des prix[55].

La conclusion de ce dernier travail est intéressante à relever :

« l'ensemble des résultats montre à l'évidence la sensibilité des entreprises au prix de l'énergie malgré la faible part de l'énergie dans le coût. Toutefois, cette sensibilité est très variable selon le secteur, la technologie, le niveau absolu de consommation de l'entreprise et évidemment, la part relative du coût énergétique dans le coût global »

L'auteur montre que les hausses de prix de l'énergie ont généré des substitutions avec d'autres facteurs et plus particulièrement avec le capital.

Les industries ont donc été sensibles à la variation des prix de l'électricité et ont modifié leur comportement. Il s'agit là du cas français, c'est-à-dire, une économie de marché développée. Pour l'Algérie, la question se pose :

Y – t – il le même type de comportement dans les industries, fortes consommatrices d'électricité, à la suite de variation des prix ?

Section 4 La consommation de l'électricité : quelques éléments de théorie

De très nombreux travaux théoriques ont été menés sur les déterminants de la consommation de l'énergie d'une manière générale et particulièrement de l'énergie électrique, notamment au début des années 1970, à la suite de ce qui a été appelé la crise de l'énergie dans les pays industrialisés. La consommation d'électricité[56] s'est fortement développée dans le monde et a fait l'objet d'un vaste débat. Notre intention n'est pas de présenter dans ce paragraphe les tenants et aboutissants de ce

[54] J. GIROD, l'élasticité prix dans les modèles économétriques, Economies et Sociétés n° 12, revue citée, pp 1847-1869.
[55] P. CAPROS, prix de l'énergie et comportement des industriels, Economies et Sociétés n°12, op. cit. pp.1977-2013.
[56] Pierre Jacquet, Rajendra K. Pachauri et Laurence Tubiana (2010) , « Repère 7 : Électricité. L'énergie du développement », *Regards sur la Terre 2010*, Paris, Presses de Sciences Po (P.F.N.S.P.) , «Annuels», 2010, 340 pages URL : www.cairn.info/regards-sur-la-terre-2010--9782724611403-page-298.htm.

vaste débat[57]. Nous présentons les principales hypothèses et conclusions auxquelles ont abouti ces travaux.

Un grand nombre d'ouvrages et d'articles ont été écrits sur cette question[58]. Pour J-P. Hansen et J. Percebois (2015), dans leur monumental ouvrage, « *il existe un lien entre la consommation d'énergie per capita et le PIB per capita, comme l'ont montré les travaux de E.S. Mason (1955) à partir d'une étude statistique en coupe portant sur 42 pays. Les travaux de J. Darmstadter (1971) confirment cette analyse pour l'année 1965 sur la base de 30 pays* »[59]. Après avoir passé en revue une série d'études réalisées sur des panels de pays différents avec des hypothèses différentes, les deux auteurs concluent leur synthèse en indiquant que finalement, « *une étude économétrique de R. Hannesson (2009) menée sur 171 pays (pays industrialisés, pays en développement et même pays d'économie planifiée) sur la période 1950-2004 montre qu'il existe une bonne corrélation entre le taux de croissance de la consommation d'énergie de cet ensemble de pays, le taux de croissance du PIB, l'évolution du PIB per capita et l'évolution du prix du pétrole*»[60]. De plus, l'analyse statistique confirme la forte relation entre la consommation d'électricité par habitant et le PIB par habitant. Bien entendu, cette relation ne semble pas parfaite pour toutes les situations. Les pays industrialisés enregistrent la croissance avec une baisse de la consommation d'électricité, et les pays pauvres, l'enregistrent avec une forte augmentation de la consommation d'électricité. Mais les pays intermédiaires semblent répondre parfaitement au schéma décrit.

La croissance du PIB d'un pays explique en grande partie la croissance de la consommation de l'énergie électrique. Les industries grosses consommatrices de ce type d'énergie, n'accroissent leur consommation que quand elles enregistrent une croissance de leur production, ou, à court terme, réalisent un changement technologique, ce que certains auteurs soulignent également[61]. Le changement technologique peut s'accompagner à court terme d'une croissance de la consommation d'énergie électrique.

Mais, les auteurs soulignent que le raisonnement à long terme doit être mené par le biais de l'indicateur « intensité énergétique » qui résume assez bien la situation d'une économie. Cet

[57] J. Percebois (2001), « Energie et théorie économique : un survol » Revue d'économie politique 2001/6 (Vol.III), p.815-860.
[58] J. Percebois (2001), « Energie et théorie économique : un survol » Revue d'économie politique 2001/6 (Vol.III), p.815-860.
[58] Percebois J. (1999), l'apport de la théorie économique aux débats énergétiques (avec commentaires de A.Ayoub,M.Boiteux et J.P. Bouttes) in Revue de l'Energie,, n°509, septembre, p.473-488
[59] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), Energie, économie et politiques, éd. De Boeck université Bruxelles, 3ème édition, p. 13
[60] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), op. cit. p.15
[61] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), op cit

indicateur est le rapport entre l'énergie finale consommée et le PIB (produit intérieur brut), indicateur de la richesse produite. Il découle que la formule :

Intensité énergétique = consommation d'énergie / PIB

Cet indicateur peut donner lieu à la reformulation suivante en inversant les termes :

PIB = consommation d'énergie / intensité énergétique

Ainsi, la croissance du PIB entraine soit la croissance de la consommation d'énergie, soit la baisse de l'intensité énergétique. Le premier cas semble concerner les pays déjà industrialisés et le second cas concerne les pays en développement.

En revanche, à long terme, pour les pays industrialisés, cet indicateur a régulièrement baissé. Ce qui signifie qu'ils réalisent une économie en matière d'énergie consommée. Cette économie a été réalisée grâce à la hausse des prix de l'énergie. Les auteurs soulignent une forte élasticité au prix[62]. A titre d'illustration, pour l'Union européenne, par exemple, leur économie consommait en moyenne 134,74 kg (équivalent pétrole pour 1000 $ 2011 PPP) en 1991 et seulement 94,53 en 2012, soit une baisse globale de presque 30 % sur toute la période. L'Algérie a consommé respectivement pour les mêmes périodes, 89,10 et 93,76 soit une augmentation de plus de 4 %[63]. Mais la situation des pays industrialisés et celle des pays en développement sont fort différentes en matière de consommation de l'énergie, comme l'ont souligné tous les auteurs[64].

Progressivement, l'énergie a été introduite comme facteur de production dans la fonction de production traditionnelle de Cobb Douglas. Il en a découlé une fonction de production appelée KLEM[65] en référence aux facteurs principaux de production (le capital, le travail, l'énergie et les matières non énergétiques). Ainsi l'auteure justifie cette nouvelle construction en affirmant que « *La nécessité de comprendre les relations entre ressources naturelles, énergétiques, et l'économie, a conduit à reconnaître l'énergie et les matières premières comme facteur de production à part entière*[66] *».*

Mais, après une analyse des travaux réalisés sur cette question en termes de théories et d'analyses empiriques, l'auteure conclut que « *Malgré une sophistication croissante, les fonctions de*

[62] J-P. Hansen et J. Percebois (2015) , op. cit.
[63] Calculs opérés à partir des données de World Development indicators, *Energy use (kg of oil equivalent) per $1,000 GDP (constant 2011 PPP)*, World Bank, 2016.
[64] J-P. Hansen et J. Percebois (2015), op cit.
[65] Sylvie Faucheux (1993), **«** Le rôle des fonctions de production dans les politiques de rationalisation énergétique: une analyse critique » in « L'utilisation rationnelle de l'énergie, ouvrage collectif, SEBES, 1993, Genève
[66] Sylvie Faucheux (1993), op. cit. p. 53

production avec facteur énergie sur lesquelles s'appuient les modèles macroénergétiques, ne permettent pas de mettre un terme au débat concernant la substituabilité à long terme du facteur énergie, ni à celui de la liaison progrès technique / énergie, ni d'intégrer les spécificités thermodynamiques de ce facteur[67] ».

Conclusion du Chapitre I

Ce chapitre n'avait pas la prétention de faire un tour complet de la question de tarification. C'est un sujet assez vaste si on doit le lier aux problèmes de prix des services publics. Cette présentation relative à l'économie de l'électricité a permis de montrer la complexité du sujet, et la diversité des approches nécessaires à la compréhension du marché électrique : approche purement technique (ingénieur), économique (macro et micro), économie de l'énergie, juridique et managériale….

Nous avons présenté les éléments principaux qui participent à la compréhension de la question de la tarification de l'électricité comme service public et comme produit d'une entreprise publique.

Nous avons présenté également les différents aspects de la fixation des tarifs et le fondement théorique de la tarification au coût marginal qui sert de base à la détermination des prix de l'électricité depuis le début des années 1960 en France et depuis 1980 en Algérie.

D'un autre côté, pour la compréhension de notre objet de recherche, nous avons présenté les principaux thèmes de ce que les spécialistes appellent l'économie d'électricité.

Nous avons terminé par la présentation de la relation existante entre les prix et le comportement des industries grosses consommatrices de ce type d'énergie en France. Ce thème constitue le cœur de notre recherche sur l'Algérie.

Enfin, nous avons présenté un rapide survol de littérature récente sur la consommation et ses déterminants. La forte relation entre consommation et PIB ne semble pas faire de doute dans tous les travaux menés sur la question. Nous avons dans le chapitre relatif à la consommation reconstitué le cas algérien et calculé les corrélations entre ces deux paramètres.

---

[67] Ibidem, p.60

CHAPITRE II

L'ENTREPRISE SONELGAZ

Chapitre II L'ENTREPRISE SONELGAZ

Introduction

L'histoire de Sonelgaz montre qu'il s'agit de l'une des plus anciennes entreprises d'Algérie, puisqu'elle a été créée le 05 juin 1947 sous forme d'établissement public : Electricité et Gaz d'Algérie, EGA, pour devenir Sonelgaz en 1969.

Elle a connu une forte évolution. Entre l'EGA, de la fin de la première moitié du $20^{ème}$, et la Sonelgaz du début du $21^{ème}$ siècle, il y a peu de choses communes.

Cependant, les missions pour lesquelles elle a été créée à l'origine, produire et distribuer de l'électricité et du gaz, restent toujours en vigueur. D'autres missions sont venues s'ajouter aux premières. Mais celles-ci constituent toujours sa principale mission.

Quelles sont les principales étapes de son évolution ?

Quelles sont les caractéristiques de cette évolution ?

Comment cette évolution a façonné le droit et l'économie d'énergie et particulièrement l'électricité, objet de notre étude ?

Telles sont les principales questions que nous étudions dans ce chapitre.

Section 1 : De l'EGA à la SONELGAZ

1. Les principales étapes de l'EGA

A. La première étape

Avant son indépendance, l'Algérie disposait d'une vingtaine d'entreprises publiques, dont la création avant 1945 était très rare. Les nationalisations opérées en France, en 1945-1946, ne toucheront l'Algérie qu'avec un certain décalage dans le temps. Ce qui a entraîné la création d'un certain nombre d'entreprises publiques propres à l'Algérie. Les entreprises de production et de distribution du gaz ont été nationalisées en 1947 et ont donné naissance à l'entreprise Electricité et Gaz d'Algérie , EGA, dont ce sigle reste toujours vivant dans la culture populaire et gravé dans de très nombreuses installations.

Au lendemain de l'indépendance, toutes les entreprises publiques ont été reconduites comme telles sous des formes d'organisation différentes.

Pour l'EGA, une ordonnance datant du 22 septembre 1962, et signé du Délégué aux Affaires Economiques, qui n'est autre que le futur ministre de l'industrie et de l'énergie, M. Belaîd Abdesselam, a institué un comité de gestion à la tête de l'EGA. Il est chargé de « administrer l'EGA au lieu et place du conseil d'administration qui est dissout » (article 1)[68].

Ce comité de gestion est composé de représentants de l'Etat, du personnel, de l'établissement, des consommateurs domestiques et des consommateurs industriels. Le président de ce comité est désigné parmi les représentants de l'Etat. C'est ainsi que l'EGA a pu assurer la continuité de son service.

En 1964, un décret présidentiel confirme la création d'un comité de gestion « chargé d'assurer le fonctionnement de l'établissement, sous la tutelle du ministère de l'économie »[69].

[68] Ordonnance n° 62-053 du 22 septembre 1962 portant création du comité de gestion de l'EGA
[69] Décret n° 64-185 bis du 22 juin 1964 créant un comité de gestion d'EGA

B. L'organisation de l'EGA

A partir de 1966, les entreprises publiques commencent à retrouver une organisation et des structures traditionnelles[70]. En effet, un décret signé le 27 mai 1966 a eu pour objet « la réorganisation administrative de l'établissement public Electricité et Gaz d'Algérie »[71].

Ce décret instaure une organisation classique d'une entreprise publique placée sous la tutelle du ministère de l'industrie et de l'énergie.

L'entreprise est dirigée par un président –directeur général (P-DG) nommé par décret présidentiel. Ce texte précise que le P-DG « dispose de tous les pouvoirs pour assurer le fonctionnement de l'établissement et nomme à tous les emplois » (art. 2). Mais, au lieu et place d'un conseil d'administration, le décret instaure un « conseil consultatif » composé de 11 membres et représentant l'Etat, le personnel et les usagers.

Ce conseil devait être régulièrement consulté sur toutes les questions de fonctionnement de l'établissement (programme d'investissement, convention Etat- concessions, mode de calcul du niveau des tarifs de l'électricité et du gaz, nomination aux emplois supérieurs, statut du personnel)

Mais, il est important de souligner que le décret en question précise dans son article 5 que la tutelle est assurée par le ministre de l'industrie et de l'énergie et que « les modes de calcul et les niveaux des tarifications générales du gaz et de l'électricité sont approuvés par arrêté du ministre »

La tutelle ministérielle concerne donc principalement le programme des investissements, la relation de l'entreprise avec les tiers, le statut du personnel et le système tarifaire .

[70] Ahmed BOUYACOUB (1986), La Gestion de l'Entreprise Industrielle Publique en Algérie, 2 Tomes , 450p, OPU, 1986.
[71] Décret n° 66-132 du 27 mai 1966 relatif à la réorganisation administrative de l'établissement public Electricité et Gaz d'Algérie.

2. La création de la Sonelgaz

L'EGA a été dissout par ordonnance du 28 juillet 1969 qui énonce la création de la Sonelgaz et fixe un certain nombre de missions[72].

A. L'attribution du monopole sur l'électricité et le gaz

L'ordonnance du 28 juillet 1969 prononce la dissolution de l'EGA et annonce la création de la Sonelgaz.

Cette ordonnance précise dès l'article 4 que *« est attribué à la Sonelgaz, le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation d'électricité »*

Le texte exclut de ce monopole, les installations de production d'électricité existantes dans les entreprises industrielles pour leur propre besoin. Cependant, la construction de ces installations nécessite une autorisation du ministère de l'industrie et de l'énergie.

L'article 7 de la même ordonnance attribue également à la Sonelgaz *« le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de gaz manufacturé »*

Ainsi, le texte de création de la nouvelle entreprise lui attribue un large monopole sur l'électricité et le gaz. Jusqu'à présent, ce monopole n'est pas encore levé. Le projet d'une nouvelle loi sur l'électricité, formulé en février 2001, en fait son principal objet, comme on le verra plus loin.

B. L'organisation de la Sonelgaz

La même ordonnance définit les statuts de la Sonelgaz qui y sont joints en annexe. Ils définissent sa nature en tant qu'établissement.

La Sonelgaz est définie comme « une société nationale, réputée commerçante dans ses relations avec les tiers ». Cette ordonnance ne reprend pas la formulation d'établissement public de l'EGA. Elle agit, bien entendu, sous la tutelle du ministère de l'industrie et de l'énergie.

---

[72] Ordonnance n°69-59 du 28 juillet 1969 portant dissolution de l'EGA et création de la Sonelgaz.

Elle est dirigée par un directeur général auquel l'article 4 donne « tous les pouvoirs pour assurer le fonctionnement de la société ». Cependant, l'autorité de tutelle est requise pour approuver les éléments suivants :

- « les structures internes de la société,
- le statut du personnel,
- la nomination aux emplois supérieurs de la société,
- l'orientation générale de la société » (art.14).

Un comité d'orientation et de contrôle est institué auprès du directeur général « pour l'assister et le conseiller dans sa tâche » (art.9).

Le comité se prononce sur les différents aspects de l'activité de l'entreprise et ses comptes financiers.

En réalité, ce comité avait un simple rôle consultatif et le directeur général avait de larges prérogatives et des pouvoirs très étendus, comme tous les directeurs généraux des grandes sociétés nationales de la décennie 1970[73] .

Les missions définies dans les statuts concernent l'ensemble des activités de la Sonelgaz mais elles sont définies de manière très détaillée dans l'article 4 que nous reprenons in extenso ci-dessous.

« ARTICLE 4

Pour la réalisation des objectifs prévus par les articles 4 à 12 de l'ordonnance n°69-59 du 28 juillet 1969 ci-dessus, la SONELGAZ est chargée notamment :
1°- de procéder aux études de marchés et d'en suivre l'évolution,
2°- de planifier et de préparer les programmes annuels et pluriannuels de production,
3°- D'assurer les approvisionnements nécessaires à l'exécution de ces programmes,
4°- de définire la politique des ventes et d'assurer l'écoulement et la distribution de l'électricité et du gaz sur financières en rapport avec national,
5°- de réaliser directement ou indirectement, toutes études techniques, technologiques, économiques et financières en rapport avec son objet,

[73] Ahmed BOUYACOUB, la gestion de l'entreprise industrielle…., op. cit.

6°- d'acquérir, d'exploiter ou de déposer toute licence, modéle ou procédé de fabrication se rattachant à son objet,

7°- de procéder à la construction, l'installation ou l'aménagement de tous moyens industriels nouveaux et de réaliser pour son propre compte ou pour le compte de tiers, tous travaux d'installation électrique, conformément à son objet,

8°- d'élaborer et de proposer la définition des normes applicables aux installations électriques et gazières de toute nature ainsi qu'aux appareils utilisant l'énergie électrique et gazière, fabriqués ou en usage dans le pays.

9°- de contracter tous emprunts,

10°- de prendre des participations dans tous groupements filiales ou sociétés,

En outre, la SONELGAZ peut effectuer des opérations de vente, d'installations et d'entretien d'appareils domestiques, électriques et gaziers dans les conditions de droit commun conformément aux règles commerciales en vigueur.

En général, la société pourra accomplir, tant en Algérie qu'en dehors du territoire national, dans la limite de ses attributions, toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières se rattachant directement ou indirectement à son objet, et de nature à favoriser son développement ».

Il y a lieu de noter que tout en restant muette sur l'autorité qui définit le système tarifaire, l'ordonnance précise quand même que la Sonelgaz est chargée de définir la politique des ventes et d'assurer l'écoulement et la distribution de l'électricité et du gaz.

La Sonelgaz a fonctionné avec ces missions et cette organisation, jusqu'à la restructuration intervenue en 1982, et faisait partie pendant la décennie 1970 des grandes sociétés nationales.

C. La restructuration de la Sonelgaz

Comme toutes les entreprises publiques, la Sonelgaz a également été restructurée organiquement en 1983. Elle a donné naissance à six autres entreprises publiques devenues autonomes. Il s'agit de ses anciennes unités de travaux.

KAHRIF	Travaux d'électrification.
KAHRAKIB	Montage des infrastructures et installations électriques.
KANAGAZ	Réalisation des canalisations de transport et de distribution du gaz.
INERGA	Travaux de génie civil.
ETTERKIB	Montage industriel.
AMC	Fabrication des compteurs et des appareils de mesure et de contrôle.

Source : Document de présentation de la Sonelgaz, Site Internet de la société,

Par cette restructuration, Sonelgaz a été orientée vers la production et la distribution de l'électricité et du gaz pour tous les types de clients (ménages, industries et services, centrales de production de l'énergie électrique).

Dans la suite de cette restructuration, une loi a été adoptée en 1985 et concerne l'électricité et le gaz. C'est la première loi dans son genre.

3. La loi sur l'électricité et le gaz

La promulgation de la loi n°85-07 du 6 août 1985 relative à « la production, au transport, à la distribution d'énergie électrique et à la distribution publique du gaz » marque une étape importante dans la structuration de l'économie et le droit d'énergie en Algérie.

Cette loi se donnait pour objectif de définir les règles concernant :

- les activités de l'électricité et du gaz,
- les ouvrages et installations les concernant,
- les droits et obligations des entreprises exerçant ces activités.

Cette loi définit les principales règles générales concernant les activités relatives à l'électricité et au gaz. Ces règles peuvent être résumées de la manière suivante.

A. Première règle : le monopole appartient à l'Etat

Alors que l'ordonnance du 28 juillet 1969 concernant la création de la Sonelgaz attribue à cette entreprise le monopole sur ces activités par la formule « est attribué à la Sonelgaz, le monopole de la production, du transport…. (art. 4) », la loi 85-07 affirme clairement que « le monopole de la production, du transport….. d'énergie électrique et de distribution publique du gaz, appartiennent à l'Etat qui peut en confier l'exercice à une ou plusieurs entreprises ou organismes publics nationaux » (art. 3).

Cette loi redéfinit la qualité de monopole et opère la distinction entre l'Etat et les entreprises publiques. C'est à l'Etat qu'appartiennent les monopoles sur toutes les activités (production, transport, distribution, importation, exportation de l'énergie électrique et du gaz naturel), et l'Etat peut en confier l'exercice à une ou plusieurs entreprises et organismes publics.

C. Deuxième règle : les ouvrages et les installations de l'électricité et du gaz ont un caractère stratégique

Les ouvrages et installations confiés aux entreprises exerçant le monopole ou non de l'Etat sont considérés par la loi comme des ouvrages publics. La loi précise (art. 7) « qu'ils ont un caractère stratégique d'infrastructure nationale ».

Il découle de cette règle que les installations et ouvrages ne font pas partie spécifiquement du patrimoine de l'entreprise. Il s'agit du patrimoine de l'Etat confié en gestion à l'entreprise.

D. Troisième règle : Les tarifs sont fixés par Décret

Cette loi reprécise que « les tarifs de distribution d'électricité et du gaz sont fixés par décret » (art.13). Cette précision enlève à l'entreprise chargée de la gestion du monopole toute possibilité d'arrêter une politique des prix qui ne soit pas agréée par l'Etat.

E . Quatrième règle : la nécessité de l'électrification totale du pays

La loi précise dans son article 9 que l'entreprise attributaire du monopole est tenue de mettre en œuvre tous les moyens nécessaires pour l'électrification totale du pays dans le cadre des plans nationaux de développement.

Il s'agit non seulement d'une règle rattachée à l'exercice du monopole sur les activités concernant l'électricité mais également d'un objectif principal à réaliser. Cette électrification rurale a en effet opéré des progrès très importants puisque actuellement le taux d'électrification rurale avancé est de l'ordre de 96 %, alors qu'il dépassait à peine 60 % au milieu des années 1980 [74].

[74] Document de présentation de la Sonelgaz, site Internet de la société.

F. Cinquième règle : la qualité de fourniture de l'électricité et du gaz

La loi précise que l'entreprise bénéficiaire du monopole doit assurer au moins deux qualités principales aux usagers :

- la permanence de la fourniture. Les interruptions de fourniture ne doivent intervenir qu'en cas de travaux nécessaires ou de danger imminent.
- La qualité de la tension et de la pression doit être absolument assurée pour tous les usagers.

G. Sixième règle : la répression de l'usage frauduleux de l'électricité et du gaz

Il est important de souligner que cette loi précise que l'usage frauduleux de ces deux produits est réprimé conformément à l'article 350 du code pénal. Les infractions relatives à ces deux produits relèvent donc du code pénal. Mais la Sonelgaz aura – t – elle vraiment les moyens de lutter contre les fraudes en matière d'utilisation d'électricité, comme on le verra plus loin ?

H. Septième règle : la définition d'occupation des terrains pour les installations et ouvrages d'électricité et du gaz

La loi définit de manière précise les conditions d'occupation des terrains nécessaires à la construction des installations et ouvrages d'électricité et du gaz et prévoit des règles et procédures d'indemnisation des propriétés privées. Des voies de recours sont également envisagées en cas de contentieux entre l'entreprise et les propriétaires de ces terrains.

Cette loi définit l'ensemble des règles d'exercice du monopole concernant les activités d'électricité et du gaz. Elle ne précise pas la nature de l'entreprise publique devant exercer ce monopole. Celle-ci reste donc régie par les statuts de société nationale découlant de l'ordonnance de 1969 et de la restructuration des entreprises intervenue en 1983 pour la Sonelgaz.

Il faut attendre la réforme de 1991, découlant des lois sur l'autonomie des entreprises, pour que la Sonelgaz soit érigée en établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC).

Section 2 : La Sonelgaz : un établissement public

Dans le cadre des réformes de l'entreprise publique intervenues à partir de 1988 et de la définition des différentes formes juridiques que peut revêtir l'activité économique dans le cadre du secteur public, Sonelgaz, à l'instar de toutes les autres entreprises a fait l'objet d'un décret du 14 décembre 1991[75] qui a précisé la qualité d'EPIC de cette entreprise.

Ce décret a été modifié et complété par un autre décret de septembre 1995[76], confirmant la qualité d'EPIC de la Sonelgaz et redéfinissant ses statuts et le cahier des clauses générales (droits et obligations).

1. l'électricité : un service public

A. les missions de service public

Le décret de 1995 précise que la Sonelgaz est un EPIC doté de la personnalité morale et jouit de l'autonomie financière. Mais pour la première fois, le décret précise que la Sonelgaz a une mission de service public.

Il ne s'agit donc pas d'une simple société commerciale comme les sociétés par actions totalement autonomes dans leurs activités.

L'exercice du service public impose des sujétions du point de vue du programme d'investissement mais aussi un plan des tarifs imposés.

Ce décret définit également un cahier des clauses générales, et précise que les droits et obligations de service public font l'objet d'une convention entre l'Etat et la Sonelgaz.

Les différentes missions assignées à la Sonelgaz se présentent comme suit dans l'article 6 du décret :

« ARTICLE 6

Dans le cadre de son objet et de sa mission de service public " SONELGAZ " est tenue :

1) d'assurer la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique de qualité,

---

[75] Décret n° 91-475 du 14 décembre 1991 relatif à la Sonelgaz

[76] Décret exécutif n° 95-280 du 17 septembre 1995 portant statuts de l'établissement public à caractère industriel et commercial " SONELGAZ »

2) d'assurer la distribution publique de gaz, dans le respect des conditions de sécurité et au moindre coût,

3) d'entretenir, réparer, maintenir et renouveler les ouvrages de production, de transport et de distribution d'énergie électrique ainsi que ceux relatifs à la distribution publique du gaz,

4) de planifier de mettre en œuvre les programmes annuels et pluriannuels,

5) d'assurer les approvisionnements nécessaires à l'exécution de ces programmes,

6) d'élaborer les schémas directeurs de développement de l'infrastructure électrique et gazière relevant de son domaine d'activité,

7) de concevoir tous ouvrages, installations ou infrastructures nécessaires à l'accomplissement de ses missions,

8) d'élaborer et mettre en oeuvre la politique commerciale conformément au cahier des clauses générales,

9) de participer à la définition des normes applicables aux matériels et installations électriques et gazières, ainsi qu'aux appareils d'utilisation y compris les appareils de mesure et comptage,

10) d'assurer la maîtrise d'œuvre des programmes de développement de l'infrastructure électrique et gazière et en particulier des programmes d'électrification et de distribution publique de gaz ».

B. la Sonelgaz : un établissement public sous tutelle

La Sonelgaz est devenue réglementairement un établissement public régi par le droit public dans ses relations avec l'Etat et est réputé commerçant dans ses relations avec les tiers, selon l'expression consacrée dans ce domaine.

Elle est dirigée par un directeur général nommé par décret. Il est chargé de mettre en œuvre les délibérations du conseil d'orientation et de surveillance et « assure la direction et la gestion administrative, technique et financière de l'établissement » (art.7).

Le conseil d'orientation et de surveillance est présidé par le ministre chargé de l'énergie ou son représentant et regroupe sept représentants de différents ministères, un wali, un représentant des consommateurs et les représentants des travailleurs. Le D.G y assiste avec voix consultative et en assure le secrétariat.

Ce conseil délibère sur les grandes questions relatives au fonctionnement de l'entreprise (art.14) dont :

- le plan à moyen terme et la convention Etat –Sonelgaz,
- l'organisation de l'établissement,
- les projets d'emprunt,
- les modifications de statut de l'établissement,
- le projet de création de filiales.

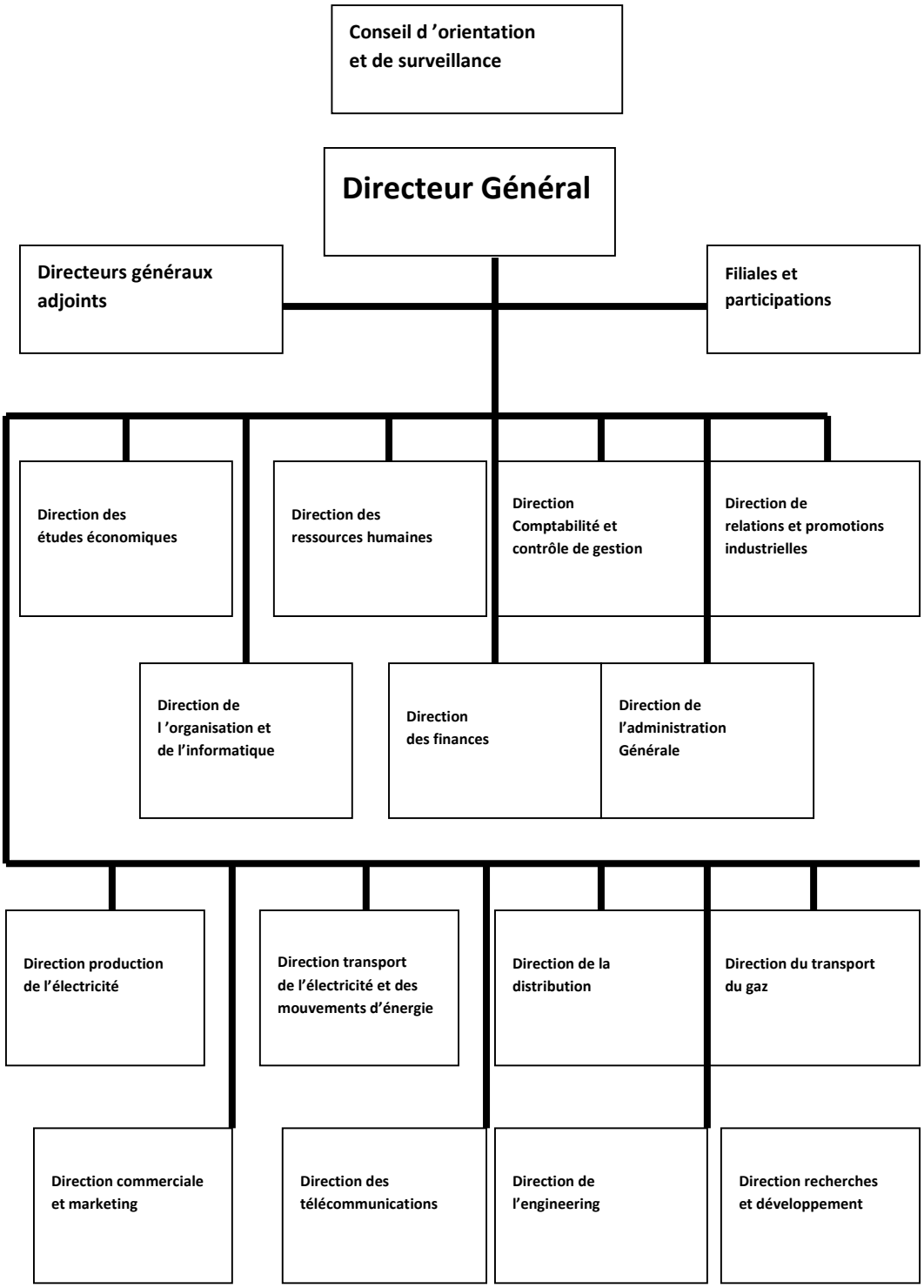
2. L'organisation de la Sonelgaz

A. L'organigramme central et local de la société

Sonelgaz est peut-être la seule entreprise présente dans toutes les communes d'Algérie et sur tout le territoire national. C'est ce qui en fait une entreprise très particulière. Son organisation est donc très étoffée. Le siège de l'entreprise regroupe la direction générale (le DG et trois DG adjoints) et un grand nombre de directions centrales (15 au total) qui traduisent la diversité des fonctions de l'entreprise. A côté de cette organisation pyramidale très centralisée, il y a une organisation régionale représentée par six directions :

Oran, Alger, Sétif, Annaba, Hassi R'mel et Hassi Messaoud . Chaque zone dirige un certain nombre de centres qui eux-mêmes dirigent des agences.

Schéma 5. ORGANIGRAMME DE LA SONELGAZ



Source : Document *Présentation de Sonelgaz*, Alger 2000

B. La filialisation de certaines activités

La filiale est une notion nouvelle qui entre dans le langage organisationnel de l'entreprise Sonelgaz à partir de 1996. Ainsi, dans le cadre de sa stratégie de recentrage sur son métier de base et de promotion industrielle, Sonelgaz a réorganisé, dès cette date, un certain nombre d'activités périphériques sous forme de filiales, et constitué des joint-ventures avec des partenaires algériens et étrangers[77]. Il s'agit notamment de 16 sociétés ainsi dénommées :

TRANSMEX	Société de Transport et de Manutention Exceptionnelle des Equipements Industriels et Electriques.
MEI	Maintenance des Equipements Industriels.
TRANSFOS CENTRE	Réparation des transformateurs MT/BT.
TRANSFOS EST	Réparation des transformateurs MT/BT.
TRANSFOS OUEST	Réparation des transformateurs MT/BT.
SAT-INFOS	Imprimerie.
MPVA	Maintenance et Prestation Véhicule d'Alger.
MPVO	Maintenance et prestation véhicules / Ouest
MPVE	Maintenance et Prestation Véhicule Est.
MPVS	Maintenance et Prestation Véhicule Sud.
SPAS	Société de Surveillance et de sécurité.
ALGESCO	Société Mixte Algéro -Américaine de réparation de Turbine à Gaz.
SAFIR	Société Algéro - Française d'ingénierie et de réalisation.
SIMAS	Société de mécanique Lourde et Chaudronnerie Sous Pression.
INMA	Société d'ingénierie de Maintenance.
ABBESCO	ABB ELECTRIC Services company

[77] Document de présentation de la Sonelgaz, mai 2001

Section 3 : la Sonelgaz : un grand groupe industriel

Ce processus de transformation de l'organisation de Sonelgaz a duré plusieurs années. De simple grande entreprise industrielle, elle s'est transformée en grand groupe économique. Tous les paramètres de ce groupe ont connu une croissance foudroyante. Mais, pendant une dizaine d'années, les tarifs d'électricité et du gaz n'ont pas connu d'augmentation, ce qui a poussé le PDG à « tirer la sonnette d'alarme » régulièrement, à chaque occasion jusqu'à décembre 2015, date de la première révision des anciens tarifs, comme le montre bien le Rapport d'activité du Groupe de l'année 2014 :

> Ce gel des tarifs a généré un manque à gagner qui est un transfert au profit de la clientèle de l'ordre de 141 milliards de dinars.
> Au regard du volume important des engagements des sociétés, allié à la faiblesse des capacités d'autofinancement, le recours accru à l'endettement a constitué le levier quasi unique de mobilisation de fonds pour la couverture des programmes de développement. A ce titre, un montant de 474 milliards de dinars a été mobilisé auprès des banques nationales pour faire face aux besoins des filiales chargées de la réalisation des infrastructures énergétiques.

Rapport d'activité 2014, Groupe Sonelgaz , 102 p., juin 2015

Selon les rapports d'activité de l'entreprise, plusieurs facteurs ont contribué à la fragilité de la situation du Groupe :

- Une forte augmentation de la consommation (électricité et gaz) générée par l'augmentation du parc de logements et l'utilisation massive des climatiseurs,
- Une forte nécessité de réaliser des investissements nécessaires pour répondre aux pointes de la demande,
- Une absence d'autofinancements résultant de la faiblesse financière progressive du Groupe,
- Le recours de plus en plus important à l'endettement et au découvert bancaire générant lui-même des charges financières importantes.

A partir de l'année 2010, le Groupe s'est retrouvé dans un cercle vicieux de l'endettement et de l'obligation de réaliser des investissements colossaux. Ainsi, la situation financière du Groupe a

commencé à se dégrader, comme nous le verrons plus loin, alors qu'il est pris dans un tourbillon de forte croissance d'activités.

Le Rapport d'activité de l'année 2012 insiste sur l'urgence d'un plan d'urgence pour l'entreprise de la manière suivante :



Tiré du Rapport annuel d'activité du Groupe Sonelgaz pour l'année 2012

Mais avant de mettre en relief les principaux dysfonctionnements du Groupe comment s'est opérée l'évolution de son organisation ?

1. La transformation organisationnelle

Suite à la promulgation de la loi N°02/01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, Sonelgaz devient Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz, une Société par Actions (SPA).

Ce statut lui donne la possibilité d'élargir ses activités à d'autres domaines relevant du secteur de l'énergie et aussi d'intervenir hors des frontières de l'Algérie.

En tant que SPA, elle doit détenir un portefeuille d'actions et autres valeurs mobilières et a la possibilité de prendre des participations dans d'autres sociétés.

Cela annonce l'évolution de 2004, date qui voit Sonelgaz se transformer en un Groupe Industriel.

En effet, en 2004, Sonelgaz devient une holding de sociétés.

Une partie de ses entités en charge de ses métiers de base sont érigées en filiales assurant ces activités :

- La Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE).
- La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE).
- La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz (GRTG).

En 2006, cinq (05) autres sociétés sont créées. Il s'agit de :

- L’Opérateur du Système Electrique (OS), chargé de la conduite du système Production / Transport de l'électricité.
- La Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger (SDA).
- La Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre (SDC).
- La Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est (SDE).
- La Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest (SDO).

Durant cette même année, les cinq (05) entreprises de travaux ont réintégré le Groupe.

Au-delà de cette évolution, assurer le service public reste la mission essentielle de Sonelgaz et constitue le fondement de sa culture d'entreprise.

La période 2007 – 2009 a été considérée par la direction de l’entreprise comme une période de « parachèvement de la restructuration » :

En effet, le mot d’ordre affiché était : « Réorganiser pour mieux progresser », une démarche poursuivie par le Groupe Sonelgaz durant ces années et « l'enjeu étant la qualité du service rendu à la clientèle », un projet mûri au sein de l'entreprise, pour aboutir à la finalisation de son organisation en Groupe Industriel (maison mère / filiales) constitué de trente- trois (33) filiales et de six (06) sociétés en participation directe.

Cette période reste marquée par la détermination de Sonelgaz à « faire plus et mieux », en mobilisant des financements importants afin de développer et renforcer ses infrastructures électriques et gazières.

La dynamique d'investissement a concerné tous les métiers et toutes les zones géographiques, pour assurer un approvisionnement en énergie et assurer un service de qualité à la clientèle.

En 2011, il y a eu un amendement des statuts de Sonelgaz

Les statuts de Sonelgaz, adoptés en 2002, ont été révisés et approuvés par le conseil des Ministres, le lundi 2 mai 2011 et deviennent , de ce fait, en conformité avec le dispositif de la loi N°02 - 01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations.

Désormais, Sonelgaz.Spa est organisée en "société holding" sans création d'une personne morale nouvelle et prend la dénomination de **Sonelgaz**. Par ailleurs, la société holding **Sonelgaz** et ses sociétés filiales forment un ensemble dénommé "Groupe Sonelgaz ".

Dans les statuts amendés, Sonelgaz conserve le rôle de détenteur du portefeuille des actions constituant le capital social de ses filiales.

Les conseils d'administration des filiales, constituent les relais incontournables permettant à la société holding de suivre et d'orienter le pilotage des filiales.

Résumé des principales dates de Sonelgaz

1947 décret du 16 août 1947, ces 16 compagnies concessionnaires sont transférées à EGA. Elles détenaient alors 90% des propriétés industrielles électriques et gazières du pays. 1969 Création de Sonelgaz 1983 Première restructuration : naissance des filiales travaux 1991 Un nouveau statut pour Sonelgaz 2002 La transformation en SPA 2004 - 2006 Le Groupe Sonelgaz: l'expansion En 2004, Sonelgaz devient une holding de sociétés. En 2006, cinq (05) autres sociétés sont créées 2007 - 2009 Parachèvement de la restructuration : Le renouveau Groupe Industriel (maison mère / filiales) constitué de trente- trois (33) filiales et de six (06) sociétés en participation directe 2011 - Amendement des statuts de Sonelgaz "Groupe Sonelgaz ".39 filiales et 5 sociétés en participation

Source : élaboré à partir de *Document de présentation de Sonelgaz, Alger, 2014*

2. La présentation du Groupe Sonelgaz (2015)

a. Evolution

Sonelgaz est aujourd'hui érigé en Groupe industriel composé de 40 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.

Elle compte:

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

Les sociétés travaux du Groupe Sonelgaz, 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 prés de **99%** en taux d'électrification et **52%** pour la pénétration gaz (année 2006).

b. Les pôles d'activité

Les nouveaux statuts de la holding Sonelgaz consacrent le principe du groupe industriel constitué de la Sonelgaz/SPA et de ses filiales. Les activités opérationnelles étant dévolues à ses sociétés, la holding Sonelgaz assure, désormais, le pilotage du Groupe, à travers l'exercice des missions de politique et stratégie. A ce titre, elle élabore et met en œuvre la stratégie de développement du Groupe dans son ensemble ainsi que la politique financière et Ressources Humaines. Elle a également pour objet la gestion du portefeuille, veille à l'application de la règlementation et assure ses missions liées à l'audit interne et l'inspection.
Pour assurer donc ses nouvelles missions, Sonelgaz s'est dotée d'une nouvelle d'une nouvelle organisation qui a ainsi mis en place quatre pôles, à savoir :

- Le pôle des Industries Energétiques, par abréviation (PIE), qui sera chargé du suivi des sociétés SPE, SKTM, GRTE, GRTG, OS, CEEG, SDA, SDC, SDE, SDO, SKS, SKT, SKB, SKD ainsi que les sociétés en participation, AEC, TMBT, AOMc, SKH et NEAL.
- Le pôle Travaux et Services (PTS), chargé du suivi des sociétés KAHRAKIB, KAHRIF, KANAGHAZ, INERGA, ETTERKIB, SOPIEG, TRANSMEX, SAT INFO, SMT, FOSC, MPV, HMP, IFRG, ELIT, CREDEG et les sociétés en participations, ALGESCO, BAOSEM, ex AETC et SAFIR.

- Le pôle des Activités Industrielles, chargé du suivi des sociétés, AMC, ROUIBA ECLAIRAGE, MEI, CAMEG, SKMK, GEAT, HYENCO, et la société en participation SIMAS, en liquidation.
- Le pôle des Activités de sûreté Interne, chargé du suivi des sociétés SWAT, SAR, SAT, SAH et de la SPAS en liquidation.

La direction Générale du développement Industriel et de l'Intégration Nationale, prend la dénomination de Direction Générale des Activités Industrielles, du Développement Industriel et de l'Intégration Nationale, par abréviation DGDI, en sus de ses activités elle sera chargée du suivi des sociétés, AMC, ROUIBA ECLAIRAGE, MEI, CAMEG, SKMK, GEAT, HYENCO et la société en liquidation SIMAS du pôle des Activités Industrielles.

Par ailleurs, la Direction des Ressources Humaines, se transforme en Direction Exécutive du Capital Humain et du Développement de l'Organisation, par abréviation DCH, et prendra sous sa coupe les activités de développement des Activités.

Le rapport de présentation de cette organisation précise que la DCH aura pour mission générale :

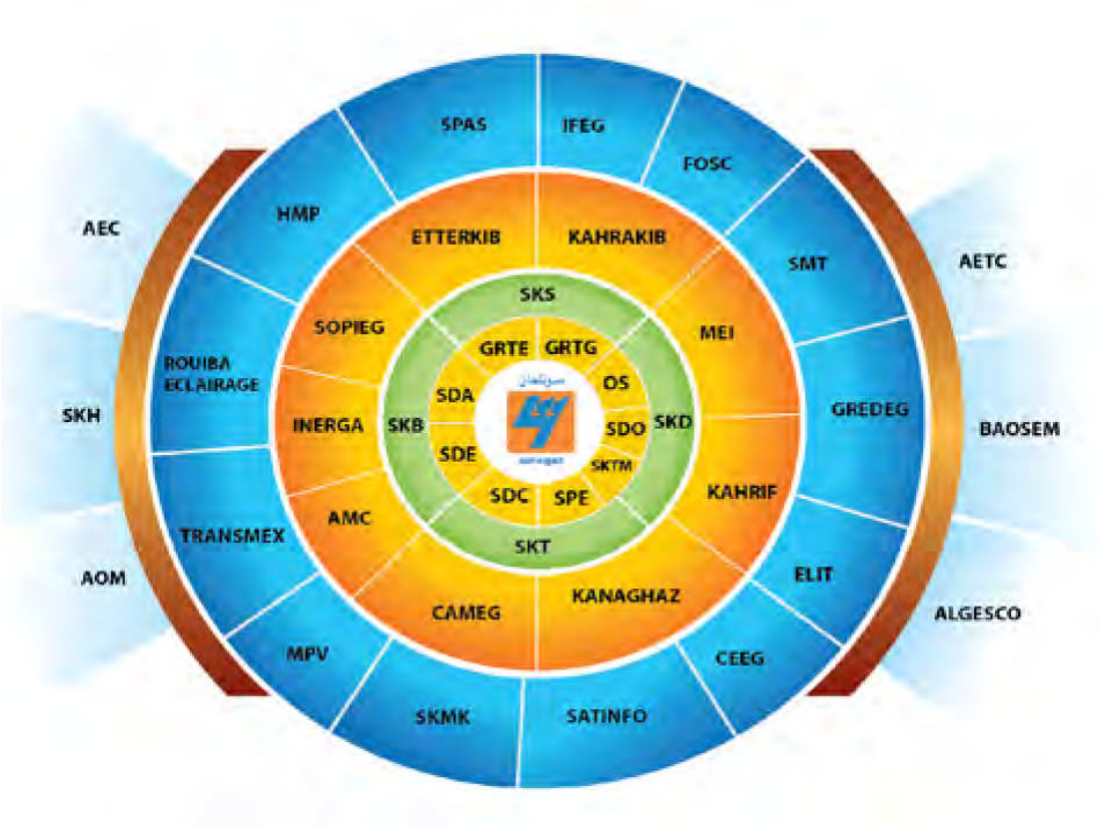
- Définir et piloter les politiques RH, ainsi que l'animation de la filière RH et les études d'organisation des sociétés du Groupe Sonelgaz.
- Déterminer et déployer les politiques RH et d'organisation de manière conjuguée pour l'ensemble des activités et des sociétés du groupe, et cela en tout ce qui concerne,
- Le management des talents
- Le dialogue social sur les orientations stratégiques
- Le développement des ressources humaines et la formation, les systèmes d'évaluation, et de rémunération.
- L'accompagnement des transformations, des organisations et des conditions de travail.
- Le pilotage de la mise en œuvre des outils et des processus RH communs ainsi que ceux de l'organisation sur tout le périmètre des sociétés du Groupe .

L'exercice 2011 a encore été une année riche en événements pour le Groupe Sonelgaz. Outre les actions de consolidation de son processus de construction, le Groupe Sonelgaz s'est également attelé durant cet exercice à prendre en charge l'ensemble des décisions et actions, qu'elles soient d'ordre interne ou législatif, en vue de leur adaptation à son environnement.

Les plus importantes étant « l'amendement des statuts de Sonelgaz par le décret présidentiel n°11-212 du 02 juin 2011 ; la mise en place d'une nouvelle décision portant sur les nouvelles règles en matière de commandes, lettres de commandes et achats en vue d'une plus grande

transparence dans la passation des marchés ; la refonte des organisations des filiales dans l'objectif d'en améliorer l'efficacité et enfin, la mise en œuvre effective des nouvelles lois portant sur le passage au nouveau système finances comptabilité et au code des marchés publics ».

Schéma 6. Présentation du Groupe Sonelgaz :



Source : Documents du Groupe Sonelgaz[78]

[78] Cette présentation est tirée des documents Sonelgaz et notamment :

- Rapport d'Activités et comptes de gestion consolidés 2014, 102 pages
- Electricité et Gaz, Ministère de l'énergie et des mines, Rapport 2015, 15 pages
- Synthèse des Bilans d'activités du Groupe Sonelgaz pour l'année 2015, Newsletter n°35- Juin 2016, 35 pages

A la fin de l'année 2015, selon le *Rapport d'activité du Groupe Sonelgaz pour l'année 2015*, le Groupe Sonelgaz est composé de 40 filiales et 7 sociétés en participation qui se présentent comme suit :

- Société algérienne de l'électricité et du gaz (Groupe Sonelgaz)

Filiales du Pôle des Industries Energétiques :

- Société algérienne de production de l'électricité (SPE)
- Shariket kahraba oua takat moutadjadida (SKTM)
- Société algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité (GRTE)
- Société algérienne de gestion du réseau de transport du gaz (GRTG)
- Opérateur système électrique (OS)
- Compagnie d'engineering de l'électricité et du gaz (CEEG)
- Société de distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA)
- Société de distribution de l'électricité et du gaz du Centre (SDC)
- Société de distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (SDE)
- Société de distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (SDO)
- Sharikat kahraba skikda (SKS)
- Sharikat kahraba berrouaghia (SKB)
- Sharikat kahraba koudiet eddraouch (SKD)
- Sharikat kahraba terga (SKT)

Filiales du Pôle Travaux et Services :

- Société de montage industriel (ETTERKIB)
- Société de réalisation d'infrastructures (INERGA)
- Société de réalisation de canalisations (KANAGHAZ)
- Société de travaux d'électrification (KAHRIF)
- Société de travaux et montage électrique (KAHRA-KIB)
- Société du patrimoine immobilier des industries électriques et gazière (SOPIEG)
- Société de transport et de manutention exceptionnels des équipements industriels et électriques (TRANSMEX)
- Société algérienne des techniques d'information (SA-TINFO)
- Société de médecine du travail des industries élec-triques et gazières (SMT)- Fonds des œuvres sociales et culturelles des travailleurs des industries électriques et gazières (FOSC)
- Société de maintenance et prestation véhicules (MPV)
- Hôtel le mas des planteurs (HMP)
- Institut de formation en électricité et gaz (IFEG)
- El djazair information technologie (ELIT)
- Centre de recherche et de développement de l'électricité et du gaz (CREDEG)

Filiales du Pôle des Activités Industrielle :

- Appareils de mesure et de contrôle (AMC)
- Rouiba éclairage (entreprise de fabrication et de commercialisation de matériels d'éclairage public)
- Société de maintenance des équipements industriels (MEI)
- Comptoir algérien du matériel électrique et gazier (CAMEG)
- Sharikat khadamat mouhaouilet kahrabaia (SKMK)
- General electric algeria turbines (GEAT)
- Hyunson engineering and construction (HYENCO)

Filiales du Pôle des Activités de Sûreté Interne :

- Shariket wikaya amn mounchaat takawiya (SWAT)
- Shariket amn oua riayat el mounchaat takaouia (SAR)
- Shariket amn el mounchaate et takawiya (SAT)
- Shariket el amen wa el himaya (SAH)

Sociétés en participation :

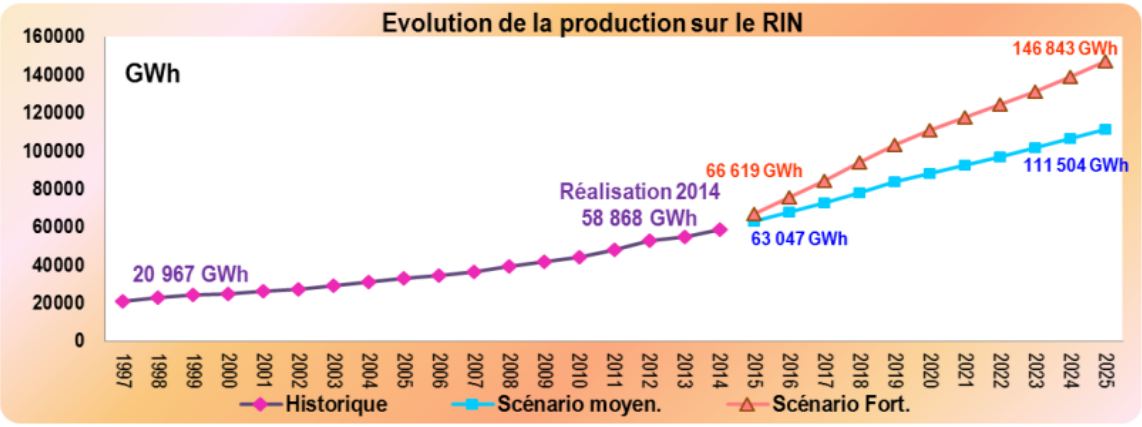
- Algerian energy company (AEC)
- Tahliyat miyah bahr taref (TMBT)
- Algerian operating maintenance company (AOMc)
- Sharikat kahraba hadjert ennous (SKH)
- Algerian engineering service company (ALGESCO)
- Bulletin des appels d'offres du secteur de l'énergie et des mines (BAOSEM)
- Algerian energy telecom company (Ex AETC)

3. Evolution de la production et perspective

La synthèse des plans de développement 2015 – 2025, publiée par le Groupe, est relative aux infrastructures électriques, gazières et immobilières des sociétés du Groupe Sonelgaz et concerne les ouvrages décidés et en idée de projet : Production, Transport de l'électricité, Transport du gaz, Distribution de l'électricité et du gaz et les infrastructures d'accompagnement. Le montant global des investissements est de l'ordre de 5 760,658 milliards DA dont 4 827,934 milliards sont à la charge des sociétés du Groupe Sonelgaz.

Il s'agit là d'un effort considérable quand on sait que le Groupe affiche un déficit financier important depuis 2010 jusqu'au 31 décembre 2015.

Graphique 1. Evolution de la production d'électricité sur le Réseau interconnecté National RIN



Sonelgaz, Newsletter n°34 – *Plan de développement 2015 – 2025*, juin 2015

a) la Période 2019-2025

Afin d'assurer la couverture de la demande prévisionnelle (scénario fort), Sonelgaz a été obligée de prévoir la réalisation d'une capacité additionnelle 12 150 MW (CC et TG) sur la période 2020-2025. Jusqu'à 2019, avec les capacités décidées, Sonelgaz affirme que la couverture de la demande sera assurée avec la réserve requise.

Le montant global du programme de développement de la production d'électricité 2015-2025 du Réseau Interconnecté National s'élève à 1 541,4 milliards DA.

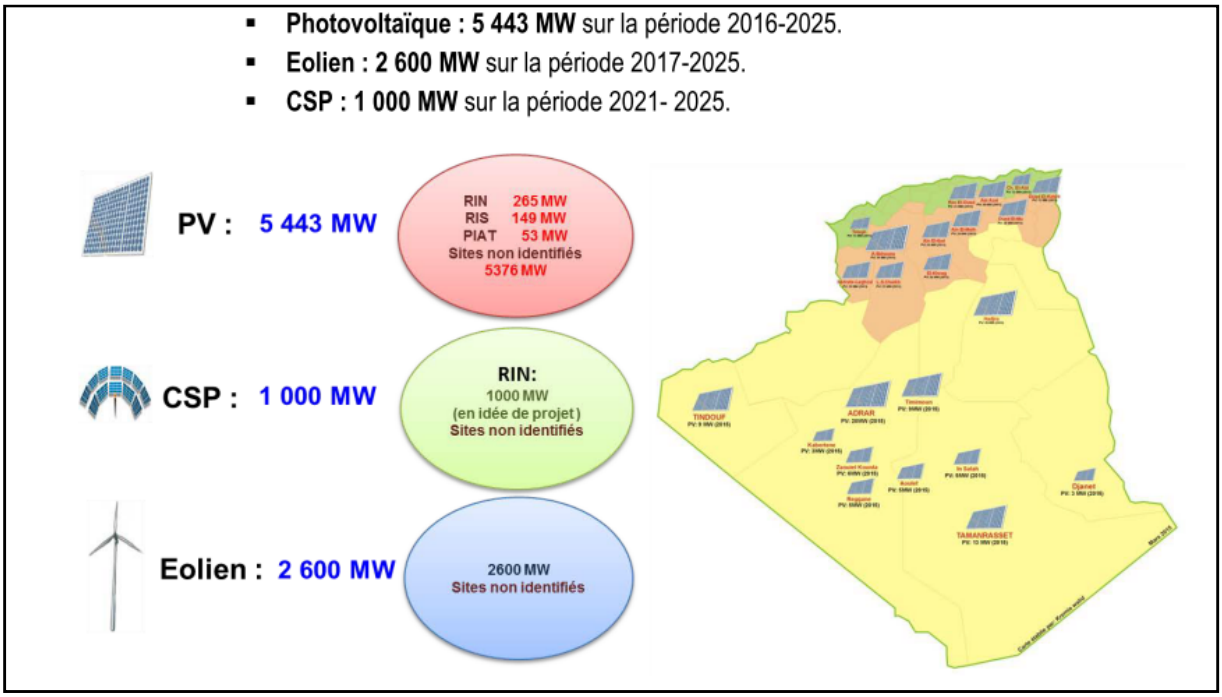
Le montant total du plan de développement des moyens de production (décidés et en idée de projet) pour les trois réseaux (RIN, PIAT et RIS) y compris le programme PV en cours de réalisation par SKTM s'élève à 1 755 milliards DA.

b) La production de l'électricité renouvelable

Sur la base du nouveau programme des énergies renouvelables adopté par le gouvernement, Sonelgaz prévoit la réalisation d'une capacité de 9 043 MW, répartie comme suit :

- Photovoltaïque : 5 443 MW sur la période 2016-2025.
- Eolien : 2 600 MW sur la période 2017-2025.
- CSP : 1 000 MW sur la période 2021- 2025.

Schéma 7. Prévisions de développement en énergies renouvelables



Sonelgaz, Newsletter n°34 – *Plan de développement 2015 – 2025*, juin 2015

Le montant estimatif pour la réalisation du programme de développement de la production d'électricité renouvelable (EnR) 2015-2025 s'élèverait à près de 2 011 Milliards DA.

La réalisation du programme EnR est tributaire de la disponibilité du financement. Aussi, l'évaluation financière est donnée à titre indicatif et n'est pas intégrée dans le montant global du plan de développement.

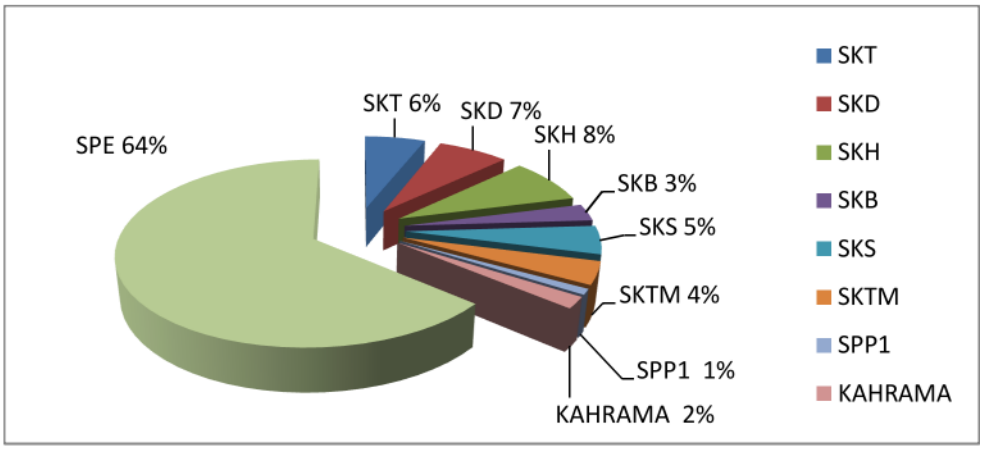
Ainsi, la longueur du réseau de transport de l'électricité atteindra 59 552 km en 2025.

4. Les capacités installées

Beaucoup d'efforts ont été fournis par Sonelgaz et ses sociétés filiales pour le renforcement des capacités de production, qui ont connu ces dernières années une évolution conséquente de la puissance de production d'électricité installée. Celle-ci est passée de 7 492 MW en 2005 à 17 238,6 MW en 2015, soit près de 10 000 MW additionnelle mise en service en dix ans.

La répartition de la puissance installée par filière et par producteur pour l'année 2015 est illustrée dans les graphiques ci-après :

Schéma 8. Répartition de la puissance installée par filière et par producteur pour l'année 2015



Ces capacités installées ont évolué de la manière suivante :

Tableau 1. Evolution de la puissance installée 1980-2015 par producteur

	1980	**1990**	**2005**	**2010**	**2014**	**2015**	**2015 en %**
SPE	1852	4567	6762	8446	10131	11259	65,31
SKTM	-	-	-	-	528	681,8	3,95
Kahrama	-	-	230	345	345	345	2,00
SKS	-	-	500	825	825	825	4,79
SKB	-	-	-	489	489	489	2,84
SKH	-	-	-	1227	1227	1227	7,12
SPP1	-	-	-	150	150	150	0,87
SKT	-	-	-	-	1122	1122,1	6,51
SKD	-	-	-	-	1140	1140	6,61
Total	**1852**	**4567**	**7492**	**11482**	**15957**	**17239**	100,00

Le parc de production national est constitué des centrales électriques de la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE) et de Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), ainsi que des sociétés en partenariat, à savoir:

· Kahrama Arzew mise en service en 2005 ;
· Shariket Kahraba Skikda « SKS » mise en service en 2006 ;
· Shariket Kahraba Berrouaghia « SKB » (Médéa) mise en service en 2007;
· Shariket Kahraba Hadjret Ennouss « SKH » mise en service en 2009 ;
· SPP1 mise en service en 2010 ;
· Shariket Kahraba Terga « SKT » mise en service en 2012 ;
· Shariket Kahraba de Koudiet Edraouch « SKD » mise en service en 2013.

Schéma 9. Puissance installée par type d'équipement en %

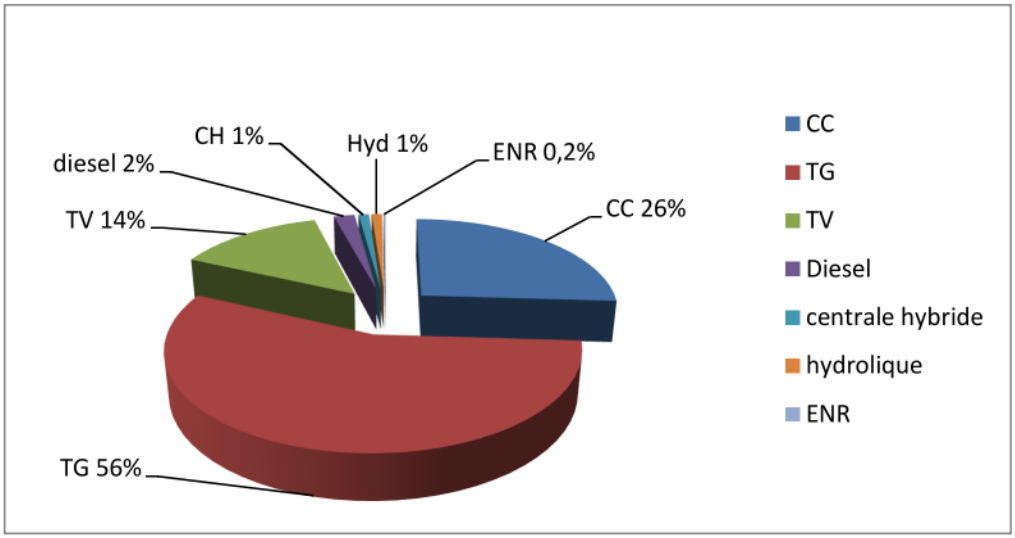


Tableau 2. Evolution de l'énergie électrique produite 1980-2015 en MW

Type d'équipement	**1980**	**1990**	**2005**	**2010**	**2014**	**2015**	**2015 en %**
Thermique vapeur	3621	8397	16624	9692	10221	10227	15,82
Thermique gaz	2223	6704	15679	19564	20211	26970	41,71
Cycle combiné	-	-	386	15341	28444	26122	40,40
Hydraulique	251	135	555	173	193	145	0,22
Diesel	125	216	281	403	248	276	0,43
Hybride	-	-	-	1	1181	889	1,37
Eolien	-	-	-	-	1	19	0,03
Photovoltaïque	-	-	-	-	1	14	0,02
Total	**6220**	**15452**	**33525**	**45174**	**60500**	**64662**	100,00

Source : Sonelgaz, Newsletter n°34 – *Plan de développement 2015 – 2025*, juin 2015

Le Réseau interconnecté du Nord (RIN) s'étale sur le nord du pays et couvre aussi les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa, est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation. Durant les dix dernières années, la puissance maximale appelée du réseau interconnecté du nord est passée de 5 921 MW en 2005 à 12 380 MW en 2015, soit une évolution moyenne annuelle de 7,2%.

5. La clientèle

a. Une très grande croissance

La clientèle a évolué de manière profonde tant au plan quantitatif qu'au plan structurel comme le montrent les données relatives à la distribution de l'électricité.

Sonelgaz est une entreprise présente dans toutes les localités du territoire national. C'est une forte contrainte puisqu'elle doit développer une organisation adéquate susceptible d'encadre l'ensemble de ses activités.

A la fin de l'année 2014, elle comptait plus de 8 millions d'abonnés (toutes catégories), alors qu'à la fin de 1970, elle ne comptait que 721000 abonnés, pour atteindre plus de 4 moins et demi en 2000. En 15 ans, le nombre d'abonnés a connu une croissance de presque 80 %. Cette augmentation du nombre d'abonnés va générer une forte augmentation de la consommation.

Tableau 3. Evolution du nombre d'abonnés Electricité par catégorie

Nombre d'abonnés	**2000**	**2010**	**2014**
Haute Tension	62	97	105
Moyenne Tension	30 391	43 435	50 599
Basse Tension	4 513 836	6 757 839	8 041 637

En effet, la consommation d'électricité a connu une croissance de 137% entre 2000 et 2014, presque le double de la croissance du nombre d'abonnés.

Tableau 4. Evolution des ventes d'électricité en GWh

Evolution des ventes de l'électricité	**1980**	**1990**	**2000**	**2010**	**2014**
Ventes de l'électricité par Sonelgaz en GWh	5454,8	13013,2	20761,0	35803,0	49192,1
Indice d'évolution	100,0	238,6	380,6	656,4	901,8

Comme le montre la décomposition de cette consommation, la croissance de la demande des différentes catégories de consommateurs n'a pas été uniforme. La haute tension a enregistré une croissance de presque 91 % suivie de la moyenne tension avec 102 % et enfin la basse tension a enregistré la plus forte croissance avec 185,4%.

Tableau 5. Evolution des ventes d'électricité par catégorie

Type d'abonnés	GWh			Variation en %
	2000	**2010**	**2014**	**2014/2000**
Haute tension	4847	7220	9248,3	**+ 90,80**
Moyenne tension	6538	10201	13185,3	**+ 101,67**
Basse tension	9376	18383	26758,5	**+ 185,39**
Total	**20761**	**35803**	**49192,1**	**+ 136,94**

b. Une transformation structurelle de la consommation

Ce processus de croissance a été accompagné par une profonde restructuration de la demande d'électricité. Si dans les années 1980 et bien avant, la consommation de la basse tension était minoritaire avec seulement 27% du total consommé, en 2014, cette catégorie est devenue dominante avec 54,4%.

La structure de la clientèle a totalement changé, puisque depuis l'année 2010, c'est la consommation basse tension qui est devenue majoritaire et accapare plus de 54 % de la consommation. La consommation de l'électricité par les professionnels (haute et moyenne tensions) est devenue minoritaire puisqu'elle représentait 73 % en 1980 et seulement 45,6 % en 2014. Il s'agit d'une changement radical de la clientèle qui va entrainer un changement organisationnel et de nouvelles contraintes pour l'entreprise.

Tableau 6. Evolution de la structure de consommation d'électricité par catégorie

Structure de la Consommation en %	**1980**	**1990**	**2000**	**2010**	**2014**
Haute Tension	35,0	28,4	23,3	20,2	18,8
Moyenne Tension	38,0	35,7	31,5	28,5	26,8
Basse Tension	27,0	35,9	45,2	51,3	54,4
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : Elaboré par l'auteure d'après les données de Sonelgaz

c. Une transformation de la consommation industrielle

Il y a bien entendu aussi des transformations de la structure de consommation à l'intérieur de chaque catégorie.

A l'examen de la catégorie haute tension, objet de notre thèse, on constate une importante transformation, qui reflète l'image de l'industrie et de son évolution.

En 1980, trois secteurs dominaient la consommation d'électricité haute tension (hydrocarbures, matériaux de construction et industries lourdes (ISMME)[79] avec 82 % de la consommation haute tension. En 2014, ces trois secteurs ne consomment que 69,6%. Un autre secteur a émergé au cours des années 2000, à savoir celui de la production des eaux avec 22,6 % de la consommation. Nous examinerons plus en détail cette transformation opérée dans la consommation de l'électricité haute tension, dans le chapitre 5 qui lui est consacré.

Cette croissance de la consommation et la transformation de la structure de la clientèle ont eu une conséquence importante sur l'équilibre financier de l'entreprise. Dans tous ses derniers rapports d'activité présentés aux organes de gestion et au conseil d'administration en fin d'année, elle consacre une partie à la question de l'équilibre financier et met en relief les facteurs susceptibles d'expliquer les déséquilibres importants de ces dernières années.

[79] ISMME : Industries sidérurgiques, métallurgiques, mécaniques, électriques et électroniques.

Tableau 7. Evolution de la structure de consommation d'électricité par Branche d'activité

Structure des ventes d'électricité H.T aux différentes branches d'activité économique	1 980	2 000	2 014
Eaux	2,3	1,1	22,6
Hydrocarbures	29,8	45,3	33,0
Mines et carrières	3,4	0,9	0,4
I.S.M.M.E	23,4	21,6	13,3
Matériaux de construction	28,8	23,5	23,3
Inudustries textiles	1,7	0,5	0,1
Bois papier, Liège	3,8	1,1	0,0
Chimie, caoutchouc, plastique	6,0	5,1	4,3
Industries agro-alimentaires	**	**	0,4
Hotels, Restaurants, cafés	**	**	0,2
Transport et PTT	0,9	0,9	2,4
Total	100	100	100,0

Source : Calculé par l'auteure d'après données de Sonelgaz

6. Un mouvement d'investissement colossal

Parce que la demande connait, pour des raisons qu'on abordera plus loin, une explosion, et surtout parce que Sonelgaz est une entreprise de service public, le mouvement d'investissement n'a pas cessé. Il s'est amplifié et l'entreprise s'est retrouvée en train de réaliser des objectifs de service public sans toujours bénéficier des financements publics, notamment avant 2011, et surtout sans bénéficier de financements suffisants de la part des pouvoirs publics, comme le souligne le rapport d'activité pour 2015[80].

[80] Sonelgaz, Synthèse des Bilans d'activités du Groupe Sonelgaz pour l'année 2015, Newsletter n°35- Juin 2016, 35 pages

Tableau 8. Evolution du Volume des investissements réalisés par Sonelgaz

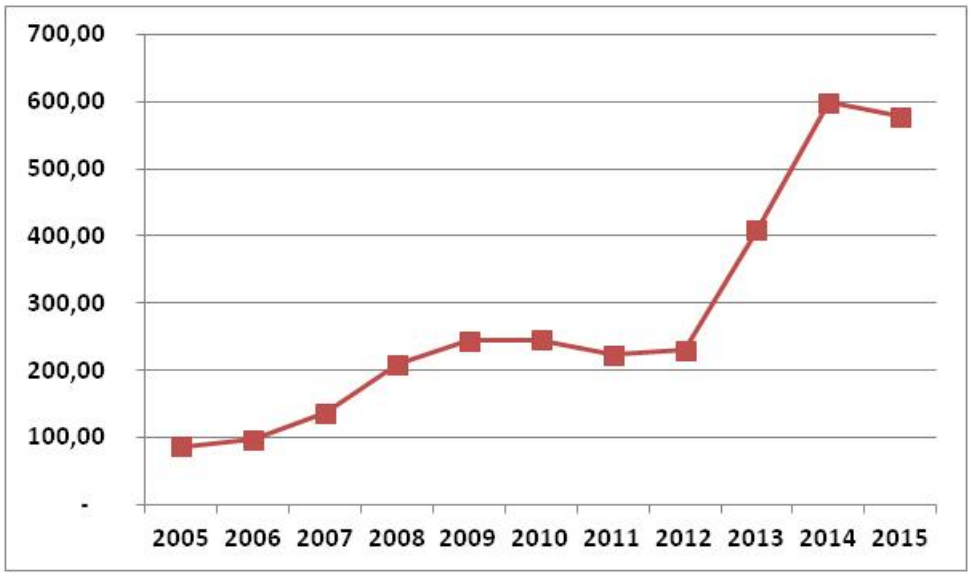
En milliards (MM)	en MM DA	taux de change du $	En MM de $
2005	86,24	73,276	1,18
2006	97,42	72,647	1,34
2007	137,17	69,292	1,98
2008	208,44	64,583	3,23
2009	243,93	72,647	3,36
2010	245,61	74,386	3,30
2011	222,98	72,938	3,06
2012	230,43	77,536	2,97
2013	408,97	79,368	5,15
2014	598,58	80,579	7,43
2015	577,42	100,691	5,73
Total de la période	3 057,18		38,73

Elaboré à partir des données Sonelgaz et de la Banque d'Algérie

Sur onze années, Sonelgaz a consenti un investissement global de 3057,18 milliards de dinars, correspondant à 38,78 milliards de dollars.

L'investissement réalisé au cours des dernières années 2008-2015 correspond à l'équivalent de 160,3% du chiffre d'affaires réalisé au cours de cette période, ce qui traduit un effort considérable de la part de l'entreprise.

Graphique 2. Evolution du volume annuel des investissements réalisés en milliards de DA



Source : Elaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

A l'examen de la structure des investissements réalisés par le groupe Sonelgaz en 2015, il apparait que plus de 66,5 % du volume investi a été consacré à l'électricité (production et transport), le tiers restant a été consacré au gaz[81].

Mais la seule production de l'électricité occupe la première place avec 53,8 % du total investi, comme le montre le tableau relatif à la distribution des investissements réalisés dans les principaux métiers.

Tableau 9. Réalisations financières des investissements par métiers en millions de dinars

Sociétés	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Production de l'Electricité :	**40 222**	**66 078**	**176 939**	**327 588**	**285 177**
SPE				307 090	231 886
SKTM				20 498	53 291
Transport de l'Electricité	**59 944**	**50 493**	**51 067**	**62 097**	**67 184**
Transport du Gaz	**47 407**	**23 579**	**20 537**	**38 902**	**39 361**
Distribution de l'Electricité et du Gaz :	**58 193**	**62 548**	**98 771**	**113 407**	**138 015**
Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger	6 008	7 056	12 962	7 092	4 844
Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre	18 766	18 049	22 208	31 958	36 696
Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est	15 708	19 694	30 240	36 013	49 511
Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest	17 711	17 749	33 361	38 344	46 963
Opérateur du système électrique	**2**	**1**	**3**	**5**	**3**
Total métiers de base	**205 768**	**202 699**	**347 317**	**541 999**	**529 740**
Maison Mère	23	12	7	15	45
Prise de Participations de la Maison mère	6 391	4 291	2 139	456	1 441
Total Sonelgaz	**6 414**	**4 303**	**2 146**	**471**	**1 486**
Sociétés travaux	**1 651**	**7 329**	**3 673**	**4 915**	**4 784**
Sociétés prestations de services et	**1 466**	**986**	**1 404**	**2 090**	**2 400**
Production industrielle					
CAMEG	7 683	15 112	54 425	49 107	39 013
Total sociétés Travaux et Services	**10 800**	**23 427**	**59 502**	**56 112**	**46 197**
Total GENERAL	**222 982**	**230 430**	**408 965**	**598 582**	**577 423**

Source : Sonelgaz, Newsletter n°35- Juin 2016, page 22

[81] Calculs effectués d'après tableau in Sonelgaz, Synthèse des Bilans d'activités du Groupe Sonelgaz pour l'année 2015, Newsletter n°35- Juin 2016, 35 pages

Tableau 10. Distribution des investissements dans les métiers de base en 2015

Répartition des investissements réalisés en 2015	%
Production de l'électricité	53,8
Transport de l'électricité	12,7
Transport du gaz	7,4
Distribution de l'électricité et du gaz	26,1
Total	100,0

Source : élaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

Cette distribution des investissements change un peu d'année en année, mais la part du lion revient toujours à l'électricité depuis de nombreuses années avec plus de 50% du total investi et ce en raison, comme on l'a souligné plus haut, de la forte croissance de la consommation.

Ainsi Sonelgaz est tirée par un facteur (la consommation des ménages) qui échappe totalement à sa maitrise car dépendant de la croissance démographique, de la croissance de la construction des logements et aussi de la croissance des utilisations des appareils electro-ménagers (climatiseurs notamment)

d. Le portefeuille des créances[82]

Le Rapport de la fin de l'année 2015 souligne que « le solde global des créances « énergie et Travaux » exigibles des sociétés de distribution (hors créances détenues sur l'Etat dans le cadre du soutien des consommateurs du Sud dont le montant a atteint un niveau de 5,5 milliards de DA à fin de l'exercice 2015) a atteint à fin 2015 un montant de 44,4 milliards de DA. Ce niveau est en légère hausse de 2,8% par rapport à 2014. Cette augmentation est la résultante de la hausse du solde des créances des Sociétés de distribution (SD) de la SD Alger de (+2,5%/2014), de la SD Centre de (+4%/2014) et de la SD Est de (+10,9%/2014). A noter la baisse du solde des créances détenues par la SD Ouest de 4,7% par rapport à l'exercice précédent. Cette performance résulte de la concrétisation des plans d'actions des SD visant le recouvrement des créances du secteur privé notamment les Abonnés ordinaires (AO), le renforcement en Personnel Petite

[82]Sonelgaz, *Synthèse des Bilans d'activités du Groupe Sonelgaz pour l'année 2015*, Newsletter n°35- Juin 2016, page 18.

Intervention formés et outillés et la mise en place des équipes dédiées pour le suivi des coupures et des encaissements ».

Tableau 11. Structure des créances des sociétés de distribution est comme suit pour 2015 :

en Milliards de DA	Total	en %
Clients administratifs	20,867	48,0
Clients privés	22,563	52,0
Total pour 2015	43,430	100,0

Source : élaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

Ce volume des créances non payées est très important et l'on constate que presque 50% des créances relèvent de clients administratifs (institutions, administrations, écoles….) contre lesquels l'entreprise Sonelgaz n'a pas toujours de grands moyens d'action.

e. Les pertes

Les entreprises de production et de distribution de l'électricité[83] mettent toujours en relief les pertes d'électricité dues au transport (pertes normales tendant à être réduites avec l'amélioration des installations et infrastructures techniques) et également les pertes dues à la distribution (résultant de fraudes et raccordements illicites…)

Le taux de perte en % = le volume d'entrée moins le volume de sortie /volume d'entrée x 100
Le taux de pertes global électricité des sociétés de distribution semble se stabiliser en-dessous de la barre des 20%. Le rapport de 2015 souligne que « La réalisation de l'exercice 2015 est de 16,8 % en amélioration de 5,5% par rapport à l'exercice précédent suite à l'amélioration des taux de pertes de l'ensemble des sociétés de distribution par rapport à 2014 »[84].
Il y a lieu de souligner quand même que 80 % des pertes sont des pertes de distribution c'est à-dire de gestion.

Tableau 12. Volume et Taux de perte d'électricité par type

	GWh 2015	% en 2015	taux de perte
Pertes de transport	2 319	20,7	3,60%
pertes de distribution	8 878	79,3	16,80%
Total	11 197	100,0	17,60%

Newsletter n°35- Juin 2016

[83] Hansen J.P. et J. Percebois (2015), *Energie, économie et politiques*, éd. De Boeck université, Bruxelles, 3ème édition, 780p.
[84] Sonelgaz, Newsletter n°35- Juin 2016, p.19

Ces taux sont importants et expliquent en partie le manque à gagner de l'entreprise. Elle calcule systématiquement ces taux, qui sont des indicateurs de gestion, qu'on retrouve dans les rapports d'activité.

Selon le rapport de Sonelgaz, les principales causes génératrices de pertes électricité demeurent persistantes malgré les efforts importants consentis par les sociétés de distribution[85]

- « La fraude sur réseaux et compteurs : à travers la manipulation des compteurs, le branchement sur réseau.
- Les raccordements illicites de l'habitat précaire en cours de résorption par leur intégration, en accord avec les Autorités Locales, dans les programmes de raccordement des quartiers et lotissements sociaux et l'électrification rurale.
- Les insuffisances dans la gestion : (qualité de la relève, qualité de la facturation, intégration différée des clients, insuffisance dans le traitement des signalés …etc.), »[86]

Mais le phénomène des pertes n'est pas particulier à l'Algérie. Il existe dans tous les réseaux électriques de tous les pays du monde, à des degrés divers, comme on voit le voir.

f. Les pertes dans le monde

La Banque mondiale publie des séries statistiques relatives à la production et la consommation d'électricité par pays et par habitant. Elle en a fait un indicateur de développement, comme on l'a souligné. Dans cette série, elle publie aussi les taux de perte de l'électricité, considérés comme un indicateur de gouvernance.

L'examen de ces taux pour 2013, montre que les pays développés affichent des taux largement inférieurs à 6 % alors que les pays en développement affichent plutôt des taux qui avoisinent les 20% comme pour l'Algérie.

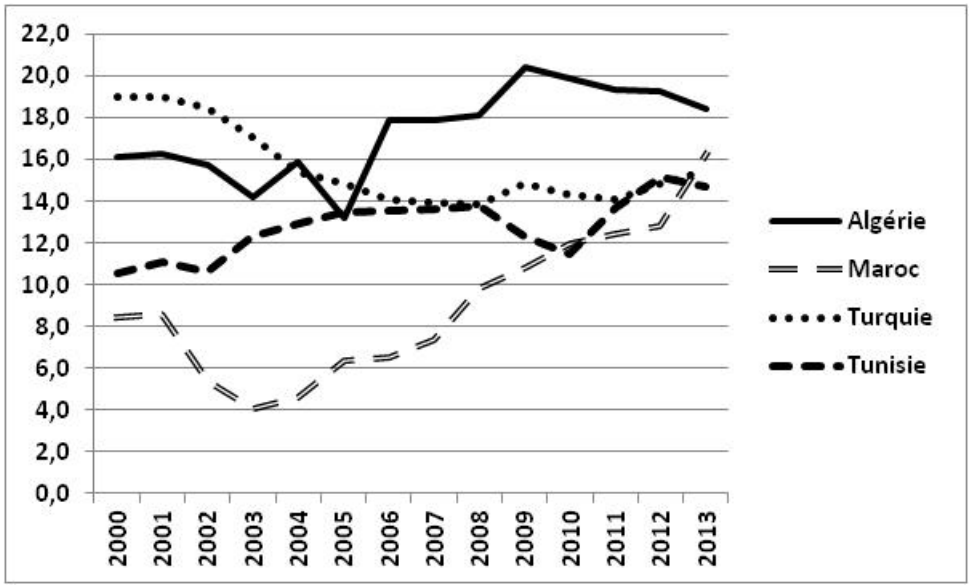
A titre d'exemple, pour l'année 2013, les USA affichaient le taux de 6%, la moyenne de la zone Euro est de 6,1 %, le Japon 4,6%, la Corée du sud 3,4%.

[85] Le Soir d'Algérie du 27 février 2016 titrait « Fraudeurs d'électricité : le plan de bataille de Sonelgaz » ou encore « Sonelgaz déclare la guerre aux fraudeurs » in Liberté du 27 février 2016
[86] Sonelgaz, Newsletter n°35- Juin 2016, p.20

Quant aux pays dont les taux sont très élevés, on observe que le Togo affiche 87,4%, suivi de Haïti 54,2%, le Niger 33,6%.

L'Algérie affiche en 2013 le taux élevé de 18,4%, suivie du Maroc 16,3%, la Turquie 15,5% et la Tunisie 14,7%.

Graphique 3. Evolution du taux de perte d'électricité par pays



Elaboré par l'auteure à partir des données de la Banque mondiale, WDI, 2016

7. La ressource humaine

Elle a connu une évolution très rapide quantitativement et qualitativement et ce, grâce aux recrutements et à la formation.

Les rapports d'activité de Sonelgaz réservent depuis longtemps une place particulière à la question des ressources humaines en lui consacrant toujours un chapitre. On peut résumer ces données de la manière suivante.

a. Evolution globale

En cinq ans (2010-2015), les effectifs employés ont connu une croissance globale de plus de 33%. Mais si les effectifs permanents ont connu une forte croissance avec le taux de 65%, les effectifs temporaires ont connu une diminution de 12%.

Tableau 13. Evolution des effectifs employés par le Groupe Sonelgaz

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Permanents	38506	51731	54665	57501	60637	63481
Temporaires	27070	16921	17 923	19758	23726	23808
Total	65576	68652	71588	77259	84363	87289

Tableau 14. Evolution des effectifs permanents employés par le Groupe Sonelgaz

	1970	1980	1990	1995	2000	2010	2015
Personnels permanents	5400	14199	21672	22822	21279	38506	63481
indice d'évolution	100	263	401	423	394	713	1176

Selon la structure de l'emploi de Sonelgaz, les contrats temporaires (CDD) représentaient en 2010 41,3 % du total et seulement 27,3% en 2015. Il y a donc un processus important de permanisation des contrats de travail. Ce processus permet une meilleure prise en charge des personnels et surtout une meilleure formation.

Tableau 15. Evolution de la structure des effectifs par type

Nature des contrats de travail	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Permanents	58,7	75,4	75,3	74,4	71,9	72,7
Temporaires	41,3	24,6	24,7	25,6	28,1	27,3
En %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : élaboré par l'auteure d'après les données de la Sonelgaz

b. La formation importante

L'entreprise Sonelgaz a une ancienne tradition de formation continue de ses agents, dans le cadre de ses écoles ou en partenariat avec des centres externes. Elle consacre un budget important à la formation qui était supérieur à 6 % de la masse salariale avant 2011 et qui tourne actuellement autour de 3% , et le nombre de jours de formation par agent tourne autour de 10 jours par an.

Tableau 16. Evolution de la part des dépenses de formation

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
dépenses formation en % de la masse salariale	8,5	6,4	5,0	4,0	3,5	3,16
Nombre de jours de formation par agent et par an	14	14	13,7	9	10	8,6

Source : élaboré par l'auteure d'après les données de la Sonelgaz

c. Le poids de la masse salariale

Du fait de la croissance des effectifs employés et de la revalorisation des salaires, la masse salariale de Sonelgaz a connu une forte croissance passant de 40,3% de la valeur ajoutéeen 2010 à 62,5% en 2015.

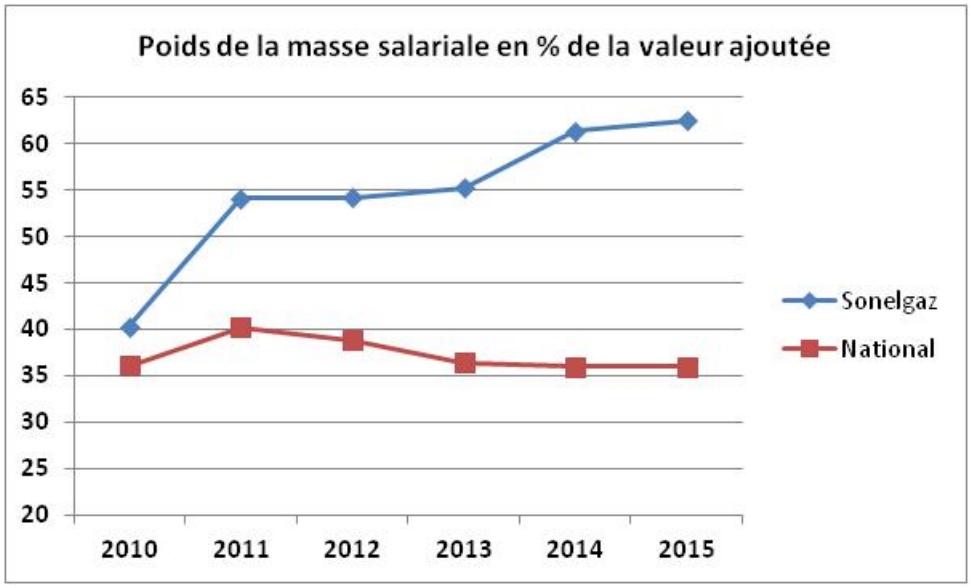
Ce taux est très élevé par rapport à la moyenne nationale du PIB hors hydrocarbures qui se situe à 36%.

Tableau 17. Evolution de la part des salaires dans la valeur ajoutée en %

En %	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Part de la masse salariale en % de la valeur ajoutée du Groupe Sonelgaz	40,3	54,1	54,2	55,3	61,4	62,5
Part de la masse salariale en % du PIB global Hors Hydrocarbures	36,1	40,2	38,8	36,4	36	36

Calculé à partir des données Sonelgaz et des données Comptes économiques de l'ONS

Graphique 4. Evolution de la part des salaires dans la valeur ajoutée en %



Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz et de l'ONS

8. Les déséquilibres financiers

a. Les déséquilibres importants

Depuis de nombreuses années et particulièrement, depuis 2010, tous les rapports d'activité du Groupe Sonelgaz mettent en relief les difficultés financières rencontrées en raison du blocage des tarifs, de la nécessité de réaliser des investissements très lourds pour répondre à la demande croissante et des difficultés de financement.

Le PDG du Groupe ouvrait, en juin 2015, le Conseil d'administration devant adopter les comptes de 2014 de la manière suivante :

> Sur le plan financier, les contraintes sont restées importantes. Les impacts des préfinancements des programmes publics associés au non remboursement des créances détenues sur l'Etat et de la faiblesse des revenus, en raison du gel des tarifs, ont généré un déficit de trésorerie global de l'ordre de 89 milliards de dinars alors que le résultat net consolidé est déficitaire d'environ 48 milliards de dinars.

Rapport d'activité 2014 du Groupe Sonelgaz, 102p.

Tableau 18. Evolution du Chiffre d'affaires et du Résultat net du Groupe Sonelgaz

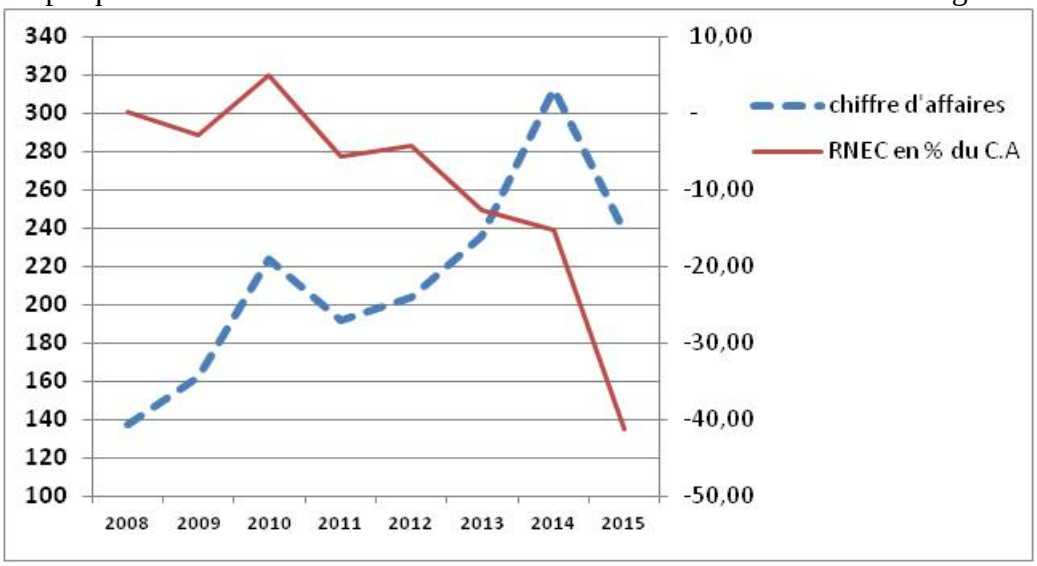
en milliards de dinars	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Résultat net de l'ensemble consolidé (RNEC)	0,140	-4,684	11,38	-10,721	-8,789	-29,73	-47,781	-98,00
Chiffre d'affaires (C.A)	137,5	162	224,2	191,8	203,9	236,1	313,1	238
RNEC en % du C.A	**0,10**	**-2,89**	**5,08**	**-5,59**	**-4,31**	**-12,59**	**-15,26**	**-41,18**

Source : Elaboré à partir des « Bilan et TRC » des différentes années, du Goupe Sonelgaz

Pourtant au cours de l'année 2011 avec le parachèvement de la constitution du Groupe Sonelgaz, il y a eu un assainissement financier important

« Enfin 2011 a été l'année du parachèvement de la mise en œuvre des mesures d'assainissement financier du Groupe consacré par le rachat du découvert bancaire par le trésor public et la mise en œuvre du rééchelonnement de la dette du Groupe Sonelgaz. Les besoins en ressources nécessaires à la réalisation des investissements se sont inscrits dans la continuité des années précédentes avec un recours au Fonds National d'Investissement pour le financement du projet d'usine de fabrication des panneaux photovoltaïques de la filiale Rouiba Eclairage. Le Groupe continue d'investir des sommes importantes qui dépassent de loin ses possibilités limitées depuis maintenant six années par le gel des tarifs de vente des énergies électrique et gazière… l'exercice 2011 a été clôturé avec un déficit financier de l'ordre de 55 milliards de dinars »[87].

Graphique 5. Evolution du Chiffre d'affaires et du taux de déficit de Sonelgaz



A gauche, le chiffre d'affaire en milliards de dinars et **à droite** le taux de déficit (ou excédent) du Groupe
Elaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz.

[87] Sonelgaz, *Newsletter n°17- Juin 2012*, page 5

b. L’assainissement financier

Enfin, selon le Rapport d’activité de Sonelgaz*, 2011 a été l’année du parachèvement de la mise en œuvre des mesures d’assainissement financier du Groupe consacré par le rachat du découvert bancaire par le trésor public et la mise en œuvre du rééchelonnement de la dette du Groupe Sonelgaz. Les besoins en ressources nécessaires à la réalisation des investissements se sont inscrits dans la continuité des années précédentes avec un recours au Fonds National d’Investissement pour le financement du projet d’usine de fabrication des panneaux photovoltaïques de la filiale Rouiba Eclairage. Le Groupe continue d’investir des sommes importantes qui dépassent de loin ses possibilités limitées depuis maintenant six années par le gel des tarifs de vente des énergies électrique et gazière. Toutefois, il y a lieu de signaler que certaines mesures d’assainissement financier préconisées par le Groupe Sonelgaz n’ont pas été suivies d’effet.

*Sonelgaz, *Newsletter n°17- Juin 2012*, page 5

Conclusion du Chapitre II

Sonelgaz est l'une des rares entreprises publiques à avoir connu tous les statuts juridiques (EPIC, EPE, SA, holding, Groupe)) et toutes les restructurations des entreprises publiques pour finir comme grand groupe industriel, après avoir bénéficié du monopole de l'Etat sur l'électricité, comme opérateur historique pouvant supporter la concurrence d'une éventuelle entreprise de production privée ou étrangère. Ce chapitre a essayé de mettre en relief cette évolution et les conséquences sur son fonctionnement. Plusieurs conclusions méritent d'être rappelées :

1° l'entreprise Sonelgaz a connu une longue évolution, depuis sa création en 1969. Cette évolution a concerné à la fois son organisation, ses missions et son fonctionnement. Son histoire reflète celle des entreprises publiques.

2° le monopole a été attribué à Sonelgaz dans le texte de sa création. Et ce sont les textes de 1991 et 1995 qui ont précisé la notion de service public liée à l'exercice du monopole dans les domaines de l'électricité et du gaz.

3° Elle n'a été organisée en EPIC qu'en 1995. Mais elle vite évolué comme société (EPE) en procédant à la filialisation d'un certain nombre d'activités et en se développant. Elle est devenue bénéficiaire depuis 1997 et son chiffre d'affaires atteint des volumes importants, presque 60 milliards de DA en 2000. Ce qui fait d'elle l'une des toutes premières sociétés du pays après Sonatrach, à cette époque.

4° Le cadre juridique relatif à l'énergie a été enrichi d'une loi sur la maîtrise de l'énergie adoptée en août 1999 et qui définit les conditions et les moyens d'une véritable politique nationale de l'énergie, mais c'est la loi sur l'électricité 2002 qui introduit un nouveau cadre qui bouleverse totalement le marché de l'électricité puisqu'il supprime le monopole dévolu à l'Etat, ouvre le secteur à l'investissement privé et créé une autorité de régulation, la CREG, chargée dorénavant de toutes les questions économiques et tarifaires de l'électricité.

5° Sonelgaz commence à se réorganiser progressivement à partir de 2005 pour se retrouver en 2011 sous forme de grand groupe industriel avec une quarantaine de filiales. Face à une forte

croissance de la consommation d'électricité, Sonelgaz se retrouve obligée d'assurer un grand nombre d'investissements dans tous les domaines du marché électrique, l'amenant à assurer 3057,18 milliards de dinars d'investissement entre 2005 et 2015, somme considérable pour les moyens d'une simple entreprise. Cette somme correspond à l'équivalent de 160,3% du chiffre d'affaires de l'entreprise pour cette période. Elle n'a bénéficié que d'un faible apport financier de l'Etat, puisque le financement de ces investissements a été assuré par le lancement d'obligations en 2005, 2006 et 2007 et le recours à un endettement massif auprès des banques dont les surplus de liquidités le permettait.

6° des déséquilibres financiers sont enregistrés depuis 2009 et s'accroissaient de manière à remettre en cause son équilibre face au gel des tarifs pratiqué implicitement entre 2005 et décembre 2015, malgré ses appels incessants à la révision des tarifs. La décision de la CREG ne fut prise pour l'augmentation des tarifs d'électricité qu'en décembre 2015 pour une application à partir de janvier 2016.

CHAPITRE III

LA REGULATION DU MARCHE DE L'ELECTRICITE EN ALGERIE

Introduction

Le système tarifaire actuel a été introduit en Algérie en 1980. Jusqu'à cette date, les barèmes pratiqués pour la facturation de l'électricité dataient d'avant l'indépendance[88].

Mais la loi sur l'électricité a été promulgué en 2002[89] et a institué une Commission de régulation de l'électricité et du gaz appelée CREG qui « a pour mission de veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l'électricité et du marché national du gaz, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs » (art. 113).

Cette nouvelle institution indépendante transforme totalement le statut de Sonelgaz vis-à-vis des pouvoirs publics et introduit de nouvelles règles de fonctionnement et de gestion du service public.

Dans ce chapitre, nous présenterons les caractéristiques du système tarifaire tel qu'il a été conçu en 1980 et l'évolution des tarifs appliqués depuis cette date et le mode de régulation introduit en 2002 et mis en place à partir de 2005.

[88] D'après la Note de présentation de Sonelgaz publiée dans le site Internet de cette entreprise.
[89] 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.

Section 1 Le « nouveau » système tarifaire

1. Présentation

A. Définition du système tarifaire

Le système tarifaire est une notion utilisée pour désigner le système des prix de l'électricité. Cette notion est définie comme *« l'ensemble des tarifs en vigueur, c'est -à –dire les spécifications fixant les éléments pris en compte et les modalités de calcul des sommes dues au fournisseur par le client, selon les caractéristiques de la fourniture »*[90]

Cette définition met en relief plusieurs aspects :

- un système tarifaire est composé de plusieurs tarifs,
- chaque tarif repose sur des spécifications définissant les éléments de calcul,
- il y a plusieurs caractéristiques de fourniture de l'électricité.

Il s'agit donc d'un ensemble d'éléments entrant dans la composition d'un tarif. Le système tarifaire est donc un véritable système de prix. Il ne s'agit pas d'un seul prix, mais d'un ensemble articulé sur des caractéristiques de la fourniture de l'électricité, et des modes de consommation.

Cette définition adoptée au niveau international montre qu'il y a une certaine universalité dans le mode de gestion de la fourniture de l'électricité qui est un produit très spécifique.

B. Le choix du nouveau système tarifaire

C'est le Décret n° 80-96 du 30 mars 1980 qui a instauré le nouveau système tarifaire applicable à partir de 1981.

[90] UNIPEDE (1972), Eléments de définition de la tarification, document 120p. Paris, 1972

Il y a lieu, tout d'abord, de rappeler que si l'Algérie a adopté en 1980 un système qui était déjà en vigueur dans la plupart des économies de marché, c'est en raison de la conjoncture économique qui régnait au début de la décennie 1980.

En effet, au début de cette décennie, un débat important a été mené sur le bilan de la décennie précédente[91] et surtout sur le mode de fonctionnement des entreprises publiques.

Les principales conclusions de ces débats concernaient les entreprises publiques, leur mode de fonctionnement et leur organisation. Ainsi, ont été mis en relief « les gaspillages de ressources » et « la mauvaise gestion » notions consacrées depuis cette date dans le code pénal et servant à sanctionner les gestionnaires des entreprises publiques[92].

Ces débats ont donné naissance à la restructuration organique et la restructuration financière des entreprises, entamée en 1982.

Sonelgaz, entreprise considérée comme gérant un service public et un moyen de développement par l'objectif d'électrification rurale, a pu dès le début de cette décennie, faire adopter son nouveau système tarifaire.

2. Les objectifs du nouveau système tarifaire

Plusieurs objectifs ont été assignés au nouveau système tarifaire. Ils l'ont été de manière directe et de façon générale.

A. Les objectifs directs de simplification du système

De nombreux objectifs ont été directement visés par l'adoption du nouveau système tarifaire. On peut relever quatre principaux objectifs importants liés directement à la nature du nouveau système.

Premièrement : l'élimination de la différenciation régionale

L'ancien système tarifaire hérité par la Sonelgaz était régionalisé. Des différences existaient entre les différentes régions et particulièrement entre le Nord et le Sud du pays. Cette conception

[91] Voir à ce sujet A.BOUYACOUB, la gestion de l'entreprise industrielle publique en Algérie, 2 tomes, 450 p. OPU, 1987.
[92] Il a fallu attendre 2015 pour que la gestion des entreprises publiques soit dépénalisée.

maintenait des différences de tarifs entre les mêmes types d'abonnés du pays. Le nouveau système tarifaire introduit des barèmes identiques pour toute l'Algérie en éliminant la différenciation régionale.

Deuxièmement : l'élimination de la différenciation saisonnière

Le système tarifaire reposait jusqu'à cette date sur des barèmes opérant une différence entre l'hiver et l'été. Dorénavant, il n'y a plus de différence relavant de la saison dans le système de facturation.

Troisièmement : l'introduction des postes horaires

Le nouveau système tarifaire introduit la notion de postes horaires qui opère une différenciation entre les différentes heures de la journée, en ce qui concerne la consommation d'électricité principalement pour les utilisateurs industriels.

Ainsi , trois postes horaires ont été adoptés et définis sur la base de l'heure légale comme suit :

Les heures de pointe : ce sont les heures de tous les jours de l'année de 17 heures à 21 heures. Dans la pratique, il s'agit des heures les plus chargées de la journée, c'est – à dire, les heures au cours desquelles la consommation électrique, au niveau national, est à son niveau maximum.

Les heures pleines : ce sont les heures de tous les jours de l'année de 6 heures à 17 heures et de 21 heures à 22 h 30. Il s'agit de tranches horaires moyennement chargées.

Les heures creuses : ce sont les heures de tous les jours de l'année de 22 h 30 à 6 heures. Il s'agit de tranches horaires les moins chargées.

Le système de tarification va être fondé sur les postes horaires, notamment pour les industries consommatrices d'électricité en haute tension. Il en découlera des tarifs très différents, pour le KWh, consommé au cours de différents postes horaires.

Quatrièmement : la simplification du nombre et de la forme des tarifs

Le nouveau système tarifaire introduit une limitation du nombre de tarifs et une simplification de leur forme. Cette simplification vise à faciliter la gestion des abonnés dont le nombre croit sans cesse, comme on le verra plus loin. Le nouveau système introduit des procédures dont le but est de faciliter la facturation et de la rendre lisible.

B. Les objectifs économiques

Le nouveau système tarifaire repose sur une conception économique, déjà en vigueur dans les économies de marché, à savoir que la tarification d'un service public, en général, doit refléter la structure des coûts de production et respecter le principe du coût marginal. Plusieurs objectifs en découlent.

B.1. La structure de la tarification doit refléter celle des coûts de production

Pendant les deux premières décennies de l'Algérie indépendante, l'électricité était considérée, par les ménages, comme un signe d'accès à un minimum de confort, et notamment pour les zones rurales qui n'y avaient pas accès. Très tôt, l'effort de l'Etat a été orienté vers l'électrification rurale qui visait la couverture de l'ensemble du territoire national.

L'Etat a inscrit cette option comme objectif principal de la Sonelgaz dès sa création en 1969. A cette époque la question du coût de production de l'électricité ne se posait pas.

Par ailleurs, l'électricité était considérée comme une ressource importante pour les industries naissantes. Mais, comme on le verra plus loin, la consommation industrielle d'électricité a très vite augmenté pour atteindre 37 % du total de l'électricité consommée dans le pays en 1981, alors que ce taux n'atteignait pas 9 % en 1968. Entre 1970 et 1981, le volume de consommation industrielle a été multiplié par plus de neuf (9, 10 fois) alors que celui des ménages n'a été multiplié au cours de

cette période que par 3,27. La consommation totale d'électricité a été multipliée par plus de 4 au cours de cette période comme le montre le tableau suivant.

Tableau 19. Indice d'évolution de la consommation d'électricité

	Haute tension	Moyenne tension	Basse tension	Total
1970	100	100	100	100
1981	906	305	327	412

Calculs opérés à partir des données contenus dans Rapport Mensuel Statistiques établi par la Sonelgaz mensuellement.

Bien entendu, cette croissance de la consommation n'a été possible que grâce à une croissance de la production résultant d'un processus très important d'investissements. Ces investissements concernaient à la fois les centrales de production électrique et les réseaux de transport et distribution de l'électricité. Le coût supporté par la Sonelgaz est devenu très important et des déficits commençaient à apparaître dans les comptes de l'entreprise.

Toutes ces raisons ont orienté la réflexion vers une participation des utilisateurs de l'électricité aux vrais coûts de production de cette ressource. Ainsi est née l'idée de faire supporter aux consommateurs, et notamment les industriels, les vrais coûts de production de l'énergie électrique qu'ils utilisent et de dissuader son utilisation abusive aux heures de pointe.

B.2. La recherche d'une forte liaison entre le volume consommé et le niveau de la facture

Le mode de calcul de l'ancien système ne privilégiait pas le facteur « énergie consommée». Il privilégiait le facteur « puissance réservée » ou absorbée. Ce qui ne permettait pas aux utilisateurs de vraiment saisir la relation entre le volume de consommation de KWh et le niveau de la dépense, fortement déterminée par le niveau de « la puissance réservée ».

Le nouveau système prend en compte cinq éléments importants que nous présenterons en détail dans la deuxième section. Il s'agit de :

- la redevance fixe
- la puissance mise à disposition (ou réservée)
- la puissance absorbée
- l'énergie effectivement consommée
- l'énergie réactive

L'objectif principal était d'amener les utilisateurs industriels à considérer l'énergie électrique comme un facteur de choix économiques et technologiques et comme un facteur d'amélioration de la productivité. Le coût d'utilisation d'électricité dans la production industrielle devait progressivement être considéré comme un paramètre important de gestion de ces entreprises industrielles. Cet objectif va être difficile à atteindre comme le note le bilan qui en a été fait par la Sonelgaz, en 1996, qui conclut que « le nouveau système tarifaire n'a pas eu d'impact significatif sur le mode de consommation des clients Haute Tension »[93] . Nous en étudierons les causes plus loin.

B.3. La recherche de la rationalisation de la consommation d'électricité

L'énergie électrique est un produit non stockable. Par conséquent, face à une demande croissante, le système de production doit être capable de répondre instamment. Ainsi, des capacités de production suffisantes doivent être disponibles pour faire face à toute croissance de la consommation et surtout pour faire face aux variations qui interviennent au cours d'une même journée comme on le verra plus loin.

Au cours des deux premières décennies, les tarifs d'électricité n'ayant pratiquement pas changé, cette ressource devenait « quasiment gratuite » pour les utilisateurs économiques. Bien entendu, elle ne l'était pas pour l'entreprise Sonelgaz et encore moins pour l'Etat qui en assurait la

[93] Bilan Physique et Financier, Clients Haute Tension, Rétrospective 1985-1995, Sonelgaz, mars 1996, p.19

subvention. Ainsi, la subvention accordée à la Sonelgaz était en réalité une subvention accordée indirectement aux utilisateurs de l'énergie électrique dont les industriels étaient les plus importants.

L'ancien système de tarification ne permettait pas aux utilisateurs de sentir le véritable coût de production de cette ressource et ne les incitait donc pas à une utilisation rationnelle. Comment pouvaient-ils le faire alors que cette ressource était quasiment gratuite, de par la faiblesse des factures d'électricité ?

Ainsi, le but ultime du nouveau système est d'entraîner une rationalisation de la consommation d'énergie électrique dont l'offre n'était pas illimitée. Cette offre ne pouvait pas simplement suivre la courbe de la demande car il fallait opérer des investissements de plus en plus coûteux.

Ainsi, l'hypothèse fondamentale du nouveau système tarifaire est que la livraison de l'électricité à son coût de production allait progressivement entraîner un changement de comportement des utilisateurs industriels. Autrement dit, face à une augmentation des tarifs, entraînant des factures de plus en plus lourdes, les industries vont rechercher une utilisation économique de l'électricité et faire la chasse à tous les gaspillages.

L'objet de ce travail est justement d'analyser le comportement des utilisateurs industriels face à ce nouveau système tarifaire. Ont- ils réellement et rapidement changé leur mode de consommation de l'énergie électrique ? C'est l'objet de notre chapitre 5.

3. **Les caractéristiques du nouveau système tarifaire**

Le nouveau système tarifaire opère une classification par groupe d'utilisateurs selon le niveau de tension. Il y a trois séries de tarifs.

Les tarifs série 30 : contiennent deux tarifs pour les clients Haute Tension

Les tarifs série 40 : contiennent quatre tarifs pour les clients Moyenne Tension

Les tarifs série 50 : contiennent cinq tarifs pour les clients Basse Tension

Dans notre travail nous nous intéressons uniquement aux «Tarifs série 30 » qui concernent les industries et donc la consommation de l'électricité Haute Tension :

Haute tension :	60 - 90 - 220 kV (KiloVolts)
Moyenne tension :	5,5 - 10 - 30 kV (Kilo Volts)
Basse tension :	220 - 380 volts

A. Les principes généraux

A.1. l'électricité est un service public

Le premier principe qui transparaît dans la formulation du nouveau système tarifaire, mais qui était déjà présent depuis la création de Sonelgaz, est que **les tarifs sont fixés par décret** et donc par l'Etat. Par ce mode de fixation des tarifs, la qualité de service public est confirmée et sa gestion est déléguée à l'entreprise Sonelgaz.

D'ailleurs, la loi relative à l'électricité adoptée en 1985 confirme ce principe général dans son article 13 en énonçant que « les tarifs en matière de distribution d'électricité et de gaz sont fixés par décret ».

L'entreprise de production n'a donc aucune liberté de fixation des tarifs et le changement de ces tarifs se réalise par décret, ce qui suppose l'aval des plus hautes autorités du pays (le Président de la République ou le Premier Ministre)[94]. Auparavant, les tarifs étaient agrées par l'autorité de tutelle, c'est à dire le ministère chargé de l'énergie.

A.2. les postes horaires pour la consommation industrielle

Comme nous l'avons déjà indiqué, pour la consommation industrielle la consommation de l'électricité est enregistrée selon trois postes horaires :

Les heures de pointe : 17 h à 21 h

Les heures pleines : 6h à 17 h et de 21 h à 22 h 30

[94] Mohammed BOUSSOUMAH (1992), la notion de service public en droit algérien, numéro spécial de la Revue Algérienne des sciences juridiques, politiques et économiques, 1992.

Les heures creuses : 22 h 30 à 6 h

Il en découle que le KWh consommé à des heures différentes de la journée n'est pas facturé de la même manière. Un compteur spécial est donc mis en place dans toutes les industries consommatrices de haute tension.

A.3. La structure générale des tarifs

Tous les tarifs émanant du nouveau système tarifaire sont basés sur une seule formule polynôme (terme fixe, facturation de la puissance et la facturation de l'énergie)[95]

La redevance fixe **: C'est** un montant fixe qui ne varie pas en fonction de la consommation d'électricité. Elle est calculée pour couvrir les frais de gestion technique et commerciale : l'entretien du raccordement au réseau, entretien courant et vérification du comptage, la relève et la facturation.

La Puissance Mise à Disposition PMD

C'est la puissance maximum que Sonelgaz réserve à un client en vertu d'un accord passé avec lui et qu'il peut bien entendu réviser. Elle s'exprime en MW. Les valeurs sont normalisées. Le client peut utiliser jusqu'à concurrence de cette puissance réservée. Il ne peut pas utiliser plus**.**
Elle est facturée en KW. Enfin, la facturation se fait par tranche de puissance, et le client a intérêt à ne pas surestimer la puissance qu'il utilise.

La Puissance Maximale Absorbée PMA

[95] Le système tarifaire, Document Sonelgaz, 1990.

Il s'agit de la puissance maximum appelée pendant une durée précise. Elle est également facturée selon les MW absorbée. L'objectif est d'inciter le client à étaler sa consommation et à éviter les appels de puissance à la pointe. Mais la PMA ne doit pas dépasser la PMD.

Economiquement, cet élément correspond aux investissements consentis par la Sonelgaz pour permettre à son abonné d'appeler, à son gré et à tout instant, une puissance mobilisée par lui.

L'énergie :

La facturation de l'énergie consommée, c'est à dire le nombre de KWh consommés, est opérée selon la consommation relative à chaque poste horaire.

Comme on le verra plus loin, l'heure de pointe est facturée à un prix 11 fois supérieur au prix de l'heure creuse. Cet élément est censé rémunérer le coût de production du KWh utilisé.

L'énergie réactive :

Il s'agit de l'énergie résiduelle qui perturbe le réseau de distribution. Le nouveau système prévoit des bonifications si le rapport énergie réactive sur énergie active est inférieur à 50 % et un malus dans le cas contraire.

Mais dans les factures d'électricité, cet élément est négligeable et représente moins de 2 % du montant global, comme on le verra plus loin.

B. La formule générale de facturation de l'électricité

Cette formule est appelée « formule tarifaire » et sert de base à la construction de tous les tarifs d'électricité.[96]

Son expression générale est une équation à plusieurs termes, c'est -à -dire, un polynôme qui comporte les principaux éléments de facturation :

- un terme constant qui facture la redevance
- un terme qui facture la puissance mise à disposition PMD et la puissance maximale absorbée PMA
- un terme qui facture l'énergie active et réactive.

[96] Brochure « Nouveau système de Tarification » abonnés HT et MT, Sonelgaz, Avril 1989.

La formule générale se présente de la manière suivante :

$$R = a + [c.Pc + d.Pa] + [\sum eh \times Eh + g(W - r E)]$$

R = **le montant de la facture que l'abonné doit payer**

a = Premier Terme = Redevance Fixe. C'est le terme constant fixé par en DA/mois.

c.Pc et d.Pa = Deuxième terme. Il facture la puissance selon ses deux grandeurs :

c est le prix unitaire en DA /KW/ mois

Pc est la puissance mise à disposition exprimée en KW

d est le prix unitaire de la puissance absorbée en DA/KW/mois

Pa est la puissance maximale absorbée durant la période de facturation

(1 mois) donnée par un appareil de comptage

eh × Eh + g (W – r E) = Troisième terme facturant l'énergie active et l'énergie réactive

eh est le prix unitaire de l'énergie active pour le poste horaire h en DA/mois/KWh

Eh est l'énergie active « KWh » consommée dans le poste horaire h dans la période de facturation (1 mois)

g est le prix unitaire facturant l'énergie réactive en DA/ K var h

W est l'énergie réactive consommée en Kvarh au cours de la période

r est la valeur du rapport tg = W / E, prix égal à 0,50 qui correspond à 1 Cos φ de 0,894. Si W/E est supérieur à 0,50, g sera le prix du malus et le client sera pénalisé pour consommation d'énergie supérieur à 0,50 × E.

Si W/E est inférieur à 0,50 g sera le prix du bonus à défalquer sur la facture du client

Cette deuxième partie du troisième terme est compliquée et représente un élément résiduel dans la facture comme nous l'avons déjà souligné. Nous donnerons plus loin la structure des factures payées par les consommateurs de haute tension.

C. La diversité des tarifs

Nous avons déjà indiqué qu'il y avait une diversité de tarifs avec la même structure, c'est –à-dire, comportant les trois éléments : la redevance fixe, la puissance et l'énergie. Mais ces trois éléments sont combinés différemment selon les différentes séries.

On constate qu'à l'intérieur d'une même série, des choix sont possibles pour les consommateurs et que les barèmes des différents éléments sont très proches comme le montre le tableau des tarifs actuellement en vigueur pour tous les abonnés.

Ce tableau permet de donner une idée des barèmes de prix et de la diversité de choix qui sont proposés pour chaque type d'abonnés.

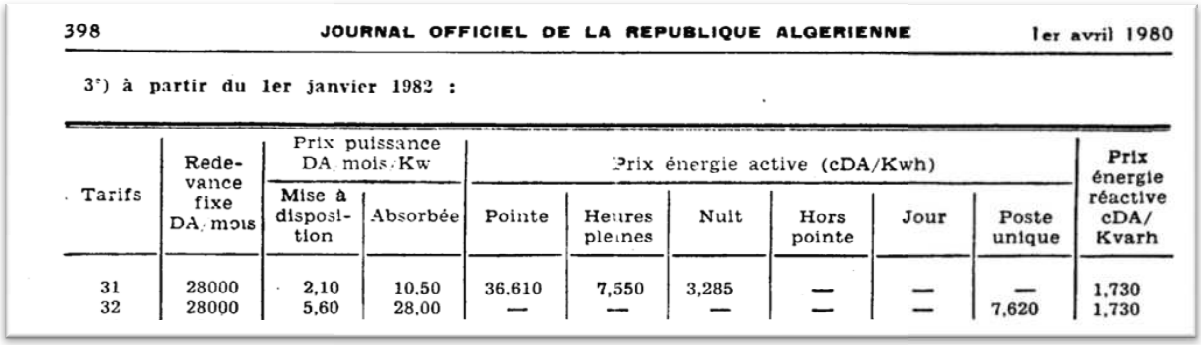
Pour la haute tension que nous avons étudiée c'est la série 31 du tarif.

Tableau 20. Evolution des Tarifs des différents éléments

		1980	1981	1982	2000	01/07/2004
Redevance fixe	DA par mois	20400	24000	28000	315932,2	345227,6
Puissance mise à disposition	DA/mois /KW	1,53	1,8	2,1	23,7	25,91
Puissance absorbée	DA/mois /KW	7,65	9,0	10,5	118,43	129,41
Heures de pointe	cDA /KWh	27,11	31,61	36,61	413,1	451,4
Heures pleines	cDA /KWh	5,84	6,65	7,55	85,4	93,3
Heures creuses	cDA /KWh	2,715	2,895	3,285	36,9	40,3
Energie réactive	cDA /Kvarh	1,35	1,53	1,73	19,38	21,18

Elaboré à partir des journaux officiels 1980, 2000 et 2004 relatifs aux tarifs de l'électricité

Tableau 21. Exemple de Journal officiel de 1980 du 1er avril 1980



398 JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE 1er avril 1980

3°) à partir du 1er janvier 1982 :

Tarifs	Redevance fixe DA/mois	Prix puissance DA mois/Kw		Prix énergie active (cDA/Kwh)						Prix énergie réactive cDA/ Kvarh
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Heures pleines	Nuit	Hors pointe	Jour	Poste unique	
31	28000	2,10	10.50	36.610	7,550	3,285	—	—	—	1,730
32	28000	5,60	28,00	—	—	—	—	—	7,620	1,730

Section 2 Evolution des tarifs appliqués 1980-2004

Depuis la mise en application du nouveau système tarifaire en 1981, les tarifs ont subi différentes augmentations et à des moments différents. Mais ce système a connu des transformations importantes en 2004, en relation avec la nouvelle loi sur l'électricité promulguée en 2002.

Dans cette section, on étudiera les évolutions entre 1980 et 2004.

1. Evolution générale des tarifs

A. La nature des augmentations

Le tableau concernant l'évolution des tarifs que nous avons reconstitués à partir des différents décrets relatifs à l'électricité montre que les différents paramètres ont augmenté selon le même rythme.

- Entre 1980 et 2004 les tarifs ont été multipliés par 16,72
- entre 1980 et 2000 les tarifs ont été multipliés par 15,30
- entre 1980 et 1982 les tarifs ont connu une augmentation de + 37,30 %
- entre 1982 et 1989 les tarifs ont connu une augmentation de + 10 %
- entre 1989 et 2000 les tarifs ont été multipliés par 10,26
- entre 2000 et 2004 les tarifs ont connu une augmentation de +9,27%

Pour mieux comparer, il y a lieu de savoir que l'indice des prix à la consommation a été multiplié par 13,11 entre 1980 et 2004. Les tarifs de l'électricité haute tension ont été réajustés de manière très élevés par rapport à la forte inflation qu'a connue cette période et notamment (1990-1998)

Il est remarquable de constater une véritable uniformité d'évolution des différents éléments constituant le tarif.

B. La stabilité de la structure des tarifs

Pour mesurer la stabilité de la structure des tarifs nous avons calculé le rapport entre la redevance fixe et le prix du KWh en heures de pointe à des périodes différentes. Ce rapport nous donne le nombre de KWh pour une redevance fixe.

Tableau 22. Redevance fixe

	Rapport en KWh
1980	75249
2000	76478
2004	76479

En vingt cinq ans, la structure des tarifs n'a pratiquement pas changé puisque le rapport entre la redevance et le prix du KWh en heures de pointe n'a varié que de 1,6 % et il semble bien que cette variation soit due à une question pratique quand il s'agissait d'arrondir les chiffres à l'occasion des augmentations.

D'un autre côté les prix relatifs des postes horaires n'a pas varié en vingt ans.

Le rapport entre les tarifs des heures de pointe et celui des heures creuses s'établit à 11,14 en 1982 et à 11,19 en 2000 et 11,19 en 2004. Autrement dit, les heures de pointe coûtaient, au KWh, 11,19 fois plus cher que les heures creuses pendant presque 35 ans. Ce rapport n'a pas changé.

L'uniformité de l'évolution de la structure des tarifs n'est pas nécessairement une bonne chose comme le souligne le Bilan décennal réalisé par la Sonelgaz[97]. En effet, cette uniformité a été considérée comme « non rationnelle » puisqu'elle ne mettait pas l'accent sur l'énergie consommée à des postes horaires différents. Le Bilan la rendait responsable de la non-incitation des industries à

[97] Bilan Physique et Financier, op. cit.

changer de comportements dans le domaine de la consommation d'électricité. D'un autre côté, le Bilan mentionnait que la structure des coûts de production a fortement varié entre les périodes puisque les différents coûts (main-d'œuvre, exploitation, investissement) n'ont pas évolué de la même manière, d'une part, et, que les coûts d'investissement et d'exploitation des différentes centrales de production ayant des âges différents ne sont pas les mêmes non plus.

Tableau 23. Indice d'évolution en termes courants des différents éléments du Tarif d'électricité HT

années	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1989	100	100	100	100	100	100	100
1991	106	106	106	106	106	106	106
1992	234	234	234	234	234	234	233
1994	504	504	504	502	505	504	501
1995	529	529	529	529	530	529	526
1996	555	556	555	556	557	554	552
1997	701	702	701	701	702	698	697
1998	767	767	766	767	769	765	762
1999	861	862	861	861	864	859	856
2000	1026	1026	1025	1026	1029	1022	1020
2004	1121	1122	1120	1121	1124	1116	1115

Calculs opérés à partir du tableau de l'évolution des tarifs

1 : Redevance fixe

2 : Puissance mise à disposition

3 : Puissance absorbée

4 : Heures de pointe

5 : Heures pleines

6 : Heures creuses

7 : Energie réactive

C. La stabilité de la structure des factures payées

L'analyse de la structure des factures réellement payées par les industries montre qu'il y a une forte stabilité de cette structure. Cette stabilité est due à celle des tarifs comme nous l'avons indiqué plus haut et surtout à la stabilité du mode de consommation. Celui-ci détermine le poids des termes du polynôme.

Les calculs opérés sur deux années 1991 et 2000 donnent les structures suivantes des factures payées par la totalité des industries consommatrices de haute tension

Tableau 24. Structure des factures payées par l'industrie pour l'électricité haute tension en %

Années	Redevance fixe	PMD	PMA	Heures de pointe	Heures pleines	Heures creuses	Energie réactive	Total en %
1991	10,4	6,6	13,5	37,3	24,0	6,0	2,2	100
2000	6,7	5,1	16	38,7	25,3	6,6	1,6	100
2004	7,4	6,8	20,1	28,2	32,0	4,8	0,8	100

Source : Calculs effectués à partir de « Rapport Mensuel Statistiques » Sonelgaz de 1991, 2000 et 2004

Ce tableau indique la part des trois termes :

- Pour la Redevance fixe, la part est passée de 10,40 % à 6,70 %. Le poids de ce terme, étant fixe, diminue toujours quand la consommation de l'énergie augmente. Celle – ci a augmenté de presque 50 % entre ces deux années.
- Pour la puissance, son poids global est passé de 20,10 % à 21,10 %. Il a très peu changé entre 1991 et 2000, mais il a fortement augmenté entre 2000 et 2004. C'est la puissance maximale absorbée (PMA) qui a augmenté, ce qui signifie que les industries n'ont pas rationalisé leur consommation.
- Pour l'énergie, son poids est passé de 69,50 % à 70,60 entre 1991 et 2000 pour retomber à 65 %. La part de l'énergie réactive, négligeable comme nous l'avons déjà indiqué, a diminué. Par contre le poids des heures de pointe a légèrement augmenté en passant de 37,30 % à 38,70 % pour retomber de manière significative en 2004 à 28,2%. Il s'agit ici de

leur poids dans la facture globale. Dans les analyses précédentes, nous avons surtout analysé leur poids dans le terme énergie.

On constate qu'à partir de l'année 2000, les consommateurs de haute tension ont amorcé un changement important en matière de gestion des postes horaires et semblent éviter, quand c'est possible, de fonctionner pendant les heures de pointe.

2. Une application lente et difficile

A. La mise en place difficile du nouveau système

Le nouveau système a été adopté en 1980 pour être appliqué progressivement à partir de cette date. Le Décret du 30 mars 1980 précise que les abonnés de haute tension et de moyenne tension se mettront au nouveau système de tarification dans un délai maximum d'une année. Pour les abonnés de basse tension, un délai de trois années est accordé.

Mais l'application de ce nouveau système ne se fera pas automatiquement. Il aura fallu presque une dizaine d'années, après son adoption, pour la publication du deuxième décret de révision des tarifs qui est intervenu en 1989.

Au cours de cette période 1980-1989, les tarifs d'électricité haute tension ont connu une augmentation de 51% largement inférieure à celle des prix à la consommation qui ont enregistré une augmentation 116 ,3%.

Mais, l'indice des prix à la consommation a connu une augmentation de 77 % entre 1982 et 1989 alors que celle des tarifs de l'électricité n'a pas dépassé les 10 % au cours de la période de mise en œuvre du nouveau système tarifaire, comme le montre le tableau suivant.

Le rattrapage a été effectué sur les tarifs à partir de 1989, puisqu'ls ont été multipliés par 11,26 entre 1989 et 2000, alors que les prix à la consommation n'ont été multipliés que par 5,3.

Il s'en est suivi une forte augmentation de la facture d'électricité, augmentation que les entreprises utilisatrices n'ont pas toujours pu supporter, surtout à une époque où elles traversaient elles-mêmes une profonde crise.

Tableau 25. Evolution des indices de tarifs et des prix à la production

Période	Tarifs de H.T	Prix à la consommation
1980-1982	+ 37,30 %	+ 22,2 %
1982-1989	+ 10 %	+ 77 %
1989-2000	+ 926%	+ 429,5 %
2000-2004	+ 9,27 %	+ 14,6 %

Pour les tarifs calculs opérés à partir du Tableau d'évolution (voir plus haut) pour les prix à la consommation données de l'ONS

Pour l'ensemble de la période 1980-2004, les tarifs ont été multipliés par 16,72 et les prix à la consommation par 13,11. On voit bien que que les prix de l'électricité sur la longue période ont enregistré une hausse beaucoup plus grande que celle de l'inflation.

B. Les difficultés de paiement des nouvelles factures par les industries

Ces augmentations ne sont pas restées sans effet sur les entreprises industrielles.

Le Bilan réalisé par la Sonelgaz en 1996 révèle que le volume des factures impayées est devenu très important.

En effet, ce montant a atteint la somme de 846 millions de dinars à la fin de l'année 1995 alors qu'il était de 763 millions DA en 1994. En une année, le montant des factures impayées a connu une croissance de 11,1 %[98].

Les factures impayées représentaient 21,2 % du chiffre d'affaires de Sonelgaz en 1995.

D'un autre côté, les créances détenues sur les utilisateurs de haute tension se montaient à 1430,1 millions DA, soit 35,7 % du chiffre d'affaires de l'entreprise.

Ces deux éléments montrent que la gestion des abonnés haute tension a rencontré d'énormes difficultés avec les augmentations de tarifs qui ont l'air d'avoir surpris la plupart des industries grosses consommatrices d'électricité. Pourtant, ces augmentations s'inscrivent dans la logique de l'inflation que le pays a connue au cours de la décennie 1990.

[98] Bilan Physique et Financier, op. cit. p. 24

C. Evolution des tarifs et de l'inflation

Les industries se plaignent de l'augmentation rapide des tarifs d'électricité. Ont-elles réellement augmenté de manière plus rapide que le rythme de l'inflation générale du pays au cours de cette décennie ?

Nous avons déjà constaté que les tarifs ont connu une évolution uniforme de tous les paramètres. Ce qui est considéré comme un facteur négatif ne favorisant pas l'incitation des industries à rationaliser leur consommation d'électricité.

Quant à savoir si les tarifs ont évolué plus rapidement ou moins rapidement que l'inflation générale, la réponse est très nette dans le graphique représentant les deux courbes : celle du tarif et celle des prix à la production.

On constate une évolution similaire des deux courbes entre 1989 et 1998 avec cependant des périodes où le décalage entre les deux courbes est important.

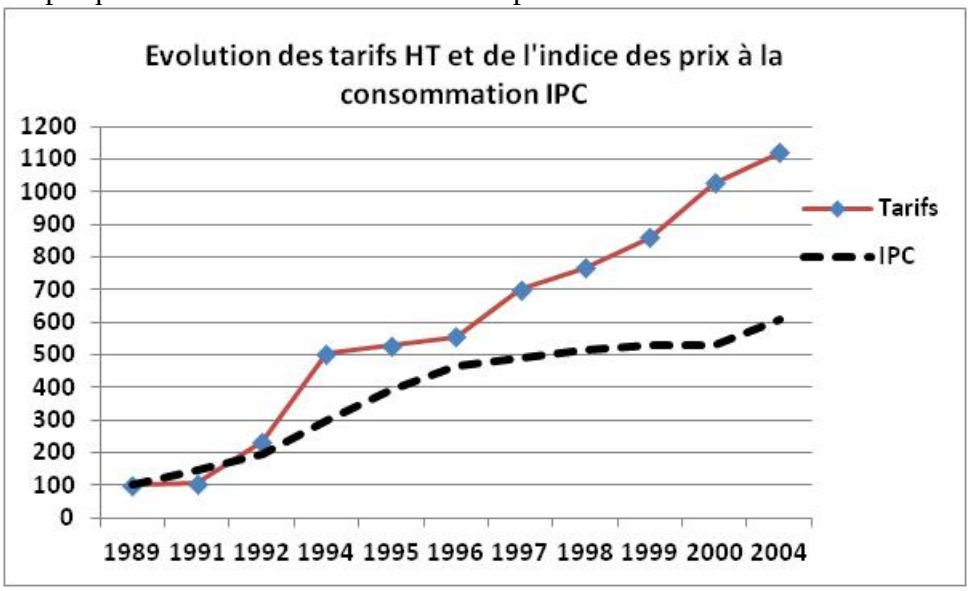
- entre 1989 et 1991 les tarifs ont augmenté de manière nettement moins rapide que le rythme d'augmentation des prix
- en 1994 Sonelgaz opère un rattrapage en augmentant ses tarifs à un niveau élevé dépassant l'évolution générale des prix
- entre 1995 et 1997 les tarifs ont évolué plus faiblement que les prix
- à partir de 1998 jusqu'à 2004, les tarifs augmentent plus rapidement que les prix et l'on voit d'après le graphique l'écart qui se creuse entre les deux paramètres.
- Au cours de la période 1989-2004, les tarifs ont été multipliés par 11,21 alors que l'indice des prix à la consommation n'a été multiplié que par 6,06 .

Tableau 26. Comparaison entre l'indice d'évolution des tarifs et l'indice d'évolution des prix à la consommation

Années	Indice d'évolution des tarifs	Indice d'évolution des prix
1989	100	100
1991	106	146,8
1992	234	193,4
1994	504	300,8
1995	529	390,3
1996	555	463,3
1997	701	489,8
1998	767	514,1
1999	861	527,7
2000	1026	529,5
2004	1121	606,7

Elaboré à partir des données sur les Tarifs et ONS

Graphique 6. Evolution des tarifs et des prix à la consommation



Elaboré à partir des données sur les Tarifs et des données ONS

Section 3 Le système de régulation du marché de l'électricité à partir de 2005

1. La libéralisation du marché de l'électricité

La loi n°02-01 relative à « l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations »[99] libéralise le marché de l'électricité. Comme c'est le cas dans toutes les économies de marché, le secteur de l'électricité ne sera plus géré, en Algérie, directement par l'Administration centrale, c'est-à-dire, le ministère de l'énergie et des mines. La loi ouvre la possibilité à l'émergence de nouvelles sociétés de production de l'électricité (privées et mixtes) et définit les règles d'une véritable concurrence et l'élimination de tout favoritisme éventuel. C'est la raison pour laquelle une institution indépendante de l'administration centrale est créée et sera chargée d'un certain nombre de missions relatives à la régulation du marché de l'électricité et notamment « chargé d'assurer le respect de la réglementation technique, économique et environnementale, la protection des consommateurs, la transparence des transactions et la non-discrimination entre opérateurs » (art.2).

Trois nouveautés importantes sont introduites par la loi de 2002.

a. La levée du monopole de l'Etat sur la production de l'électricité.

La nouvelle loi ouvre le champ à l'investissement privé national et étranger dans le domaine de la production de l'électricité. De ce fait, elle supprime le monopole existant jusqu'à ctte date et dévolue à Sonelgaz.

Deux articles codifient cette ouverture du marché de l'électricité. La loi précise en ses articles 6 et 7 que :

« Art. 6. — Les activités de production de l'électricité sont ouvertes à la concurrence conformément à la législation en vigueur et aux dispositions de la présente loi.

Art. 7. — Les nouvelles installations de production de l'électricité sont réalisées et exploitées par toute personne physique ou morale de droit privé ou public titulaire d'une autorisation d'exploiter ».

[99] 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. Journal Officiel n°8 du 06 février 2002.

b. Le transport de l'électricité reste un monopole naturel

Le transport de l'électricité reste cependant aux termes de la loi un monopole naturel.

« Art. 29. — Le réseau de transport de l'électricité est un monopole naturel. Sa gestion sera assurée par un gestionnaire unique. Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité bénéficie d'une autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la commission de régulation. Cette autorisation est incessible ».

« Art. 31. — Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité est une entreprise commerciale créée conformément aux dispositions de l'article 169 de la présente loi. »
« Art. 169. — La filiale transport de l'électricité SONELGAZ SPA désigne le gestionnaire du réseau transport de l'électricité ».

c. La transformation de Sonelgaz en Holding qui reste une entreprise publique

La loi transforme l'entreprise Sonelgaz qui était jusqu'à cette date un EPIC (établissement public à caractère industriel et commercial) chargé de gérer le monopole de l'Etat sur les acticités de l'électricité. La loi fait de Sonelgaz un Holding chargé de gérer toutes les filiales qui lui appartenaient. La loi précise cependant que :

« Art. 165. — L'établissement public à caractère industriel et commercial SONELGAZ transformé en holding de sociétés par actions exerce, par le biais de ses filiales, les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité et de transport et de distribution de gaz dans les conditions prévues par la présente loi et la législation en vigueur.
L'Etat demeurera l'actionnaire majoritaire de SONELGAZ SPA ».

En revanche, la loi précise dans cette disposition que Sonelgaz, même transformée en société par actions, reste une entreprise publique et ouvre la possibilité à la participation du capital privé national ou étranger à son capital.

d. Les tarifs sont fixés par une commission de régulation

La loi créé un organisme indépendant chargé de la régulation du marché de l'électricité. La loi consacre un titre entier à la régulation.
Cette commission est chargée entre autres de fixer les tarifs :
« Art. 68. — Les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz sont fixés par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire. Ces tarifs doivent être transparents et non discriminatoires. Ils sont établis et publiés conformément aux dispositions de la présente loi ».

Les tarifs de l'électricité ne seront plus fixés par le ministère de l'énergie, comme c'est le cas jusqu'à cette date. Ce n'est plus l'administration qui assurait la tutelle sur l'unique entreprise de production de l'électricité chargé d'un monopole qui détermine les tarifs et surtout leur variation.

2. La création d'une commission de régulation du marché de l'électricité : la CREG

Cette commission a été installée le 24 janvier 2005. Pour devenir réellement opérationnelle, cette autorité aura besoin de ressources humaines formées à la régulation en nombre important. Cette mise en œuvre prendra plusieurs années. Les rapports d'activité de la CREG mentionnent cette difficulté et le démarrage laborieux de son travail[100].

a. La création d'une autorité de régulation

Pour assurer la concurrence, la loi créé une commission qui n'existait pas jusqu'à présent dans les termes suivants :

Il s'agit d'une institution de régulation chargée principalement de veiller au fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité, compte tenu de son ouverture au capital privé, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs bien entendu.

[100] Rapport d'activité de la CREG 2005, 34 pages, décembre 2005.Jusqu'à présent 10 Rapports sont publiés dans le site de la CREG (de 2005 à 2014) : http://www.creg.gov.dz

Cette institution de régulation est à l’image des autres institutions du même genre comme celle des télécommunications l’ARPT, créée elle-aussi au cours de la même période des réformes économiques d’ouverture et de libéralisation de l’économie.

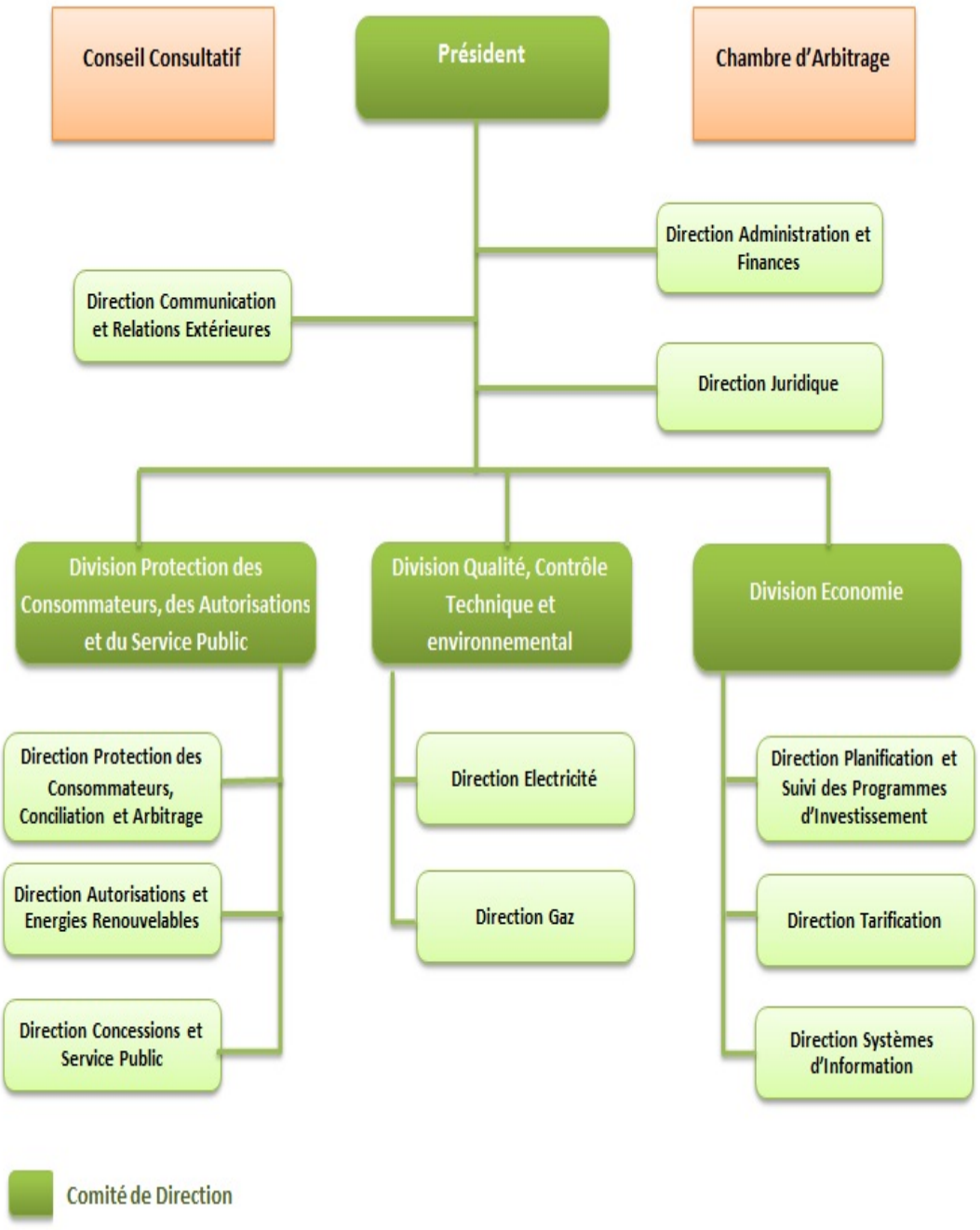
La loi précise ainsi :

« Art. 111. — Il est créé une commission de régulation de l’électricité et du gaz (CREG) dénommée "la commission".

Art. 112. — La commission de régulation est un organisme indépendant doté de la personnalité juridique et de l’autonomie financière. Son siège est fixé à Alger.

Art. 113. — La commission de régulation a pour mission de veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l’électricité et du marché national du gaz, dans l’intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs ».

Schéma 10. L'Organigramme de la CREG



Rapport d'activité 2014 de la CREG, Alger 2015

b. Les missions de la CREG

Avec l'ouverture du marché et la possibilité d'émergence de plusieurs opérateurs privés, cette autorité enlève à l'administration étatique toute possibilité d'accorder des privilèges à l'opérateur historique qui est Sonelgaz, comme c'est le cas dans les secteurs comme les télécommunications où ont émergé des opérateurs privés puissants (Djezzy et Watania à côté de Algérie-Telecom)

Trois principales missions principales sont fixées par la loi :

« Art. 114. — La commission est investie :

— d'une mission de *réalisation et de contrôle du service public de l'électricité* et de la distribution du gaz par canalisations;

— d'une mission de *conseil auprès des autorités publiques* en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité et du marché national du gaz ;

— d'une mission générale de *surveillance et de contrôle du respect des lois* et règlements y relatifs ».

Dans son article 115, la loi détaille les missions de cette commission elle en énumère 35 comme suit :

Art. 115. — Dans le cadre des missions prévues à l'article 114 ci-dessus, la commission :

« 1. contribue à l'élaboration des règlements d'application prévus dans la présente loi et des textes d'application qui lui sont rattachés;
2. formule des avis motivés et soumet des propositions dans le cadre des lois en vigueur ;
3. coopère avec les institutions concernées pour le respect des règles de la concurrence dans le cadre des lois et règlements en vigueur;
4. instruit les demandes et propose au ministre chargé de l'énergie la décision d'octroi de la concession;
5. propose des standards généraux et spécifiques, concernant la qualité de l'offre et du service client ainsi que les mesures de contrôle ;
6. approuve préalablement les règles et procédures de fonctionnement de l'opérateur du système et de l'opérateur du marché et du gestionnaire du réseau de transport du gaz;

7. s’assure du respect des conditions de neutralité du gestionnaire du réseau de transport du gaz, de l’opérateur du système et de l’opérateur du marché par rapport aux autres intervenants;
8. s’assure de l’absence de position dominante exercée par d’autres intervenants sur la gestion de l’opérateur du système et de l’opérateur du marché ;
9. contrôle et évalue l’exécution des obligations de service public ;
10. contrôle l’application de la réglementation technique, les conditions d’hygiène, de sécurité et de protection de l'environnement ;
11. contrôle la comptabilité des entreprises ;

12. prend toute initiative dans le cadre des missions qui lui sont confiées par la présente

loi ou les règlements en matière de surveillance et d’organisation du marché de l’électricité et du marché national du gaz ;

13. se prononce préalablement sur les opérations de concentration d’entreprises ou de prise de contrôle d’une ou de plusieurs entreprises électriques par une autre qui exerce dans les activités visées à l’article 1er ci-dessus et dans le cadre de la législation en vigueur;

14. établit et met à jour des besoins en moyens de production d’électricité et le programme indicatif d’approvisionnement en gaz du marché national;

15. approuve les plans de développement des réseaux de transport électricité et gaz soumis par les gestionnaires des réseaux et en contrôle l’application;
16. instruit les demandes et délivre les autorisations pour la réalisation et l’exploitation de nouvelles installations de production de l’électricité et de transport y compris les lignes directes d’électricité et les canalisations directes de gaz. Elle contrôle le respect des autorisations délivrées;
17. organise un service de conciliation et d’arbitrage ;
18. assure le secrétariat de la chambre d’arbitrage ;
19. instruit les plaintes et recours des opérateurs, utilisateurs de réseaux et clients;
20. peut organiser des consultations préalables relatives à ses prises de décisions ;
21. détermine les sanctions administratives pour le non-respect des règles ou des standards et ainsi que les indemnités payables aux consommateurs ;
22. détermine par application de la réglementation la rémunération des opérateurs du secteur;
23. détermine par application de la réglementation les tarifs à appliquer aux clients du système à tarifs ;

24. propose, après consultation des opérateurs, aux institutions concernées annuellement ou quand des circonstances particulières le recommandent le maintien ou la modification du niveau des tarifs ;
25. établit le calcul des coûts et pertes relatifs aux sujétions de service public et aux coûts de transition ;
26. assure la gestion de la caisse de l'électricité et du gaz pour la prise en charge de la péréquation des tarifs et des coûts liés à la période de transition au régime concurrentiel;
27. détient l'ensemble des contrats d'achat et de vente d'énergie électrique et de gaz;
28. effectue des recherches et études relatives aux marchés de l'électricité et du gaz ;
29. effectue des analyses relatives aux contrats conclus dans le secteur de l'électricité et du gaz pour le marché national, en publie des synthèses qui intègrent des indications sur les quantités et les prix moyens du marché tout en préservant l'information confidentielle ;
30. organise des audiences publiques;
31. développe des actions de sensibilisation et d'information en direction des parties concernées par son activité ;
32. publie les informations utiles pour la défense des intérêts du consommateur ;
33. soumet chaque année au ministre chargé de l'énergie un rapport sur l'exécution de ses missions et sur l'évolution des marchés ;
34. soumet le cas échéant, des appels d'offres d'attribution de concessions de production conformément à l'article 22 de la présente loi ;
35. soumet des appels d'offres d'attribution de concessions de distribution d'électricité et/ou de gaz conformément à l'article 73 de la présente loi ».

Cette liste montre que cette commission a de très vastes pouvoirs en matière de marché de l'électricité. Elle a été installée en 2005. Elle publie annuellement un rapport d'activités détaillé sur le secteur de l'électricité et du gaz et relate ses décisions et avis rendus dans le domaine.

c. Le suivi des investissements réalisés dans le secteur

L'une des missions importantes de la CREG est le suivi des investissements et des demandes d'autorisations formulées dans ce sens par les opérateurs économiques nationaux et étrangers.

Le rapport de la CREG 2014 indique que « Le suivi des investissements dans le secteur de l'électricité et la distribution du gaz a donné lieu à l'élaboration par la CREG de rapports portant

sur la réalisation des programmes d'investissements et des ouvrages prioritaires de transport de l'électricité »[101]. Les rapports annuels consacrent toujours une partie à cette question en faisant le point des réalisations de l'année.

La CREG précise sa mission en la matière en soulignant que :

« Pour les Prévisions de la demande / Programmation des investissements, il s'agit de :

- Etablir un programme indicatif de besoins en moyens de production de l'électricité et le soumettre à l'approbation du ministre chargé de l'énergie ;
- Etablir un programme indicatif d'approvisionnement du marché national du gaz et le soumettre à l'approbation du ministre chargé de l'énergie ;
- Approuver les plans de développement des réseaux de transport de l'électricité et du gaz soumis par les gestionnaires des réseaux. »[102]

d. La régulation économique

Les rapports de la commission indiquent également son activité en la matière. Ainsi, pour 2014 « Les actions en faveur d'une meilleure connaissance des coûts et de leur analyse ont été poursuivies en 2014, une note sur les flux financiers entre opérateurs pour l'exercice 2013 a été élaborée sur la base des rapports de gestion reçus ainsi qu'une analyse globale de ces flux sur la période 2010¬-2013.

L'analyse de la situation financière des transporteurs de l'électricité et du gaz et des quatre sociétés de distribution à la lumière des comptes sociaux 2013 a été élaborée. Les revenus requis des transporteurs et des distributeurs ont été déterminés sur la base des données issues des rapports de gestion 2013, des budgets 2014 et des derniers plans de développement »[103].

e. Le contrôle du service public de l'électricité et du gaz

Le contrôle du service public et de sa qualité a longtemps échappé aux pouvoirs publics en ne définissant pas un organisme chargé de question importante, dans tous les secteurs d'activité. C'est l'une des missions de la CREG qui la prend en charge comme le souligne son rapport 2014 : « dans le cadre de l'exercice des missions qui lui sont conférées par la loi 02-01 relative à l'électricité et à

[101] CREG, Rapport d'activité 2014, page 37
[102] CREG, Rapport d'activité 2014, page 37
[103] CREG, Rapport d'activité 2014, page 37

la distribution du gaz par canalisation, la CREG a lancé en juillet 2014 le projet de mise en place de la Direction du Contrôle de la Réalisation du Service Public de la distribution de l'électricité et du gaz prévue dans son organigramme.

Un premier travail de prospection a consisté en recensement de tous les textes règlementaires existants, régissant le service public de l'électricité et du gaz en Algérie.

Le second a concerné le recensement de tous les programmes initiés par l'Etat et confiés à l'opérateur historique Sonelgaz pour leur mise en œuvre, à travers ses filiales, sociétés de distribution et les gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité et du gaz »[104].

3. Régulation et tarifs de l'électricité entre 2004 et 2015

a. La régulation des tarifs et leur « gel » entre 2005 et 2015

Un nouveau décret a été promulgué en 2005[105], suite à la loi de 2002, porte sur régulation des tarifs et à la rémunération des activités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz.

Ce décret précise et définit la terminologie spécifique au domaine de l'électricité et du gaz. Il définit les modalités de détermination des tarifs et les facteurs dont il faut tenir compte pour l'évaluation de l'ensemble des coûts devant être pris en charge.

Il définit de manière particulière les coûts devant être pris en charge, dans les tarifs, pour la rémunération des différents segments du marché de l'électricité :

- La production
- Le transport
- La distribution
- La conduite du système électrique

[104] CREG, Rapport d'activité 2014, page 38

[105] Décret exécutif n ° 05-182 du 9 Rabie Ethani 1426correspondant au 18 mai 2005 relatif à la régulation des tarifs et à la rémunération desactivités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz. Journal Officiel n°36 du 22 mai 2005

- La conduite du marché électrique
- La rémunération de la commercialisation
- Les frais de fonctionnement de la commission de régulation

La première opération de la commission de régulation concernant les tarifs a été soldée par une décision d'augmentation des tarifs d'électricité à la consommation le 30 mai 2005 :

« La Commission a étudié demande d'augmentation des tarifs introduite par Sonelgaz. Cette demande a fait l'objet de la décision D/06-05/CD du 30 mai 2005 de la CREG, prise

conformément à la loi et au décret 05-182 du 18 mai 2005, qui confient à la CREG la mission de fixer les tarifs de l'électricité et du gaz.

Elle a porté sur les niveaux d'augmentation suivants, qui ont été appliqués en deux étapes, au 1 er juin 2005 puis au 1 er décembre 2005.

• Pour l'électricité : 10,5 % pour les clients alimentés en haute tension (essentiellement les industriels) ; 9,5 % pour les clients alimentés en moyenne tension (PME,PMI) et 4,9 % pour les clients alimentés en basse tension (dont les ménages).

• Pour le gaz : 9,5 % pour les clients alimentés en haute pression et en moyenne pression (industriels, PME, PMI) et 4,9 % pour les clients alimentés en basse pression (dont les ménages) »[106].

Cette augmentation est pratiquement la première et la dernière opérée, en 2005, jusqu'à la seconde décision en la matière intervenue en décembre 2015, malgré les différentes demandes de la Sonelgaz[107].

L'activité de la CREG a été intense en matière de production de la réglementation et d'études prospectives de la demande d'électricité et du gaz, publiées sur son site web, et également en ce qui concerne la gestion des autorisations diverses concernant l'installation des producteurs d'électricité et les transformations intervenues dans le fonctionnement de Sonelgaz en tant que Holding et en tant que groupe avec ses 40 filiales actuelles.

[106] CREG, Rapport d'activité 2005, page 31, 2005 :
Décision D/06-05/CD du 30 mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
[107] CREG, Décision D/22-15/CD du 29 Décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'Electricité et du Gaz.

b. L'évolution réelle 2004-2015

Une forme de « gel » des tarifs contre laquelle le PDG, très médiatique n'a cessé de lutter pour sauvegarder l'équilibre financier de l'entreprise.

« A ce propos, Noureddine Bouterfa a affirmé que «l'Etat ne subventionne pas directement Sonelgaz» et ne finance pas l'alimentation des clients industriels même si les pouvoirs publics participent à hauteur de 75% dans le financement de l'électrification rurale. Or, les recettes actuelles «ne suffisent pas à être au rendez-vous de la demande» selon M. Bouterfa qui relève que «si rien n'est fait, Sonelgaz rencontrera des problèmes pour rembourser son endettement y compris les emprunts contractés». Un remboursement que le groupe prétend pouvoir honorer jusqu'en 2013-2014. Et au-delà de cette date, est-ce que le rythme du programme d'investissements sera maintenu ? Comment éviter une éventuelle crise de l'offre et de la demande ? Une double incertitude pour Noureddine Bouterfa qui ajoute que «nous travaillons sur le moyen terme» et rappelle le fait que les tarifs de l'électricité n'ont pas été augmentés depuis 2005»[108].

L'intervention du PDG de Sonelgaz a toujours mis en relief ce qu'il considère comme un retard des tarifs sur les coûts réels et notamment les coûts générés par les investissements lourds consentis par l'entreprise.
« Des tarifs de l'énergie pourtant bas et qui «ne reflètent pas les coûts de l'électricité», constate-t-il. Or, si ces tarifs avaient été augmentés, Sonelgaz n'aurait pas été contrainte de recourir à l'emprunt obligataire, fera-t-il remarquer. Et d'ajouter que l'Etat est l'unique propriétaire, à 100%, de l'opérateur public même si le capital social de Sonelgaz peut être ouvert comme prévu par la loi. Mais un propriétaire qui dispose de plusieurs solutions : recapitaliser Sonelgaz, prendre à sa charge un certain nombre de dettes ou mettre du cash (des subventions et des dotations) ou l'augmentation des tarifs de l'électricité. En ce sens, Noureddine Bouterfa ne croit pas qu'«une entreprise soit viable sans augmentation de tarifs»[109].

[108] Le soir d'Algérie Lundi 02 juin 2008
[109] Le soir d'Algérie Lundi 02 juin 2008

Que dit l'évolution réelle des tarifs ?

L'examen comparatif des tarifs permet de tirer plusieurs conclusions :

Tableau 27. Comparaison entre les différents tarifs de 2004 à 2016

	01/07/2004	**01/07/2005**	**01/01/2016**	**variation entre 2005 et 2016**
Redevance fixe	345227,6	381476,5	505413,28	+ 32,5 %
Puissance mise à disposition	25,91	28,6	37,93	+ 32,5 %
Puissance absorbée	129,41	143,0	189,46	+ 32,5 %
Heures de pointe	451,4	498,8	660,85	+ 32,5 %
Heures pleines	93,3	103,1	136,62	+ 32,5 %
Heures creuses	40,3	44,5	59,03	+ 32,5 %
Energie réactive	21,18	23,4	31,01	+ 32,5 %

Reconstitué à partir des décrets et décision de la CREG, op, cit.

Il s'ensuit que les tarifs n'ont pas été modifiés pendant dix ans, entre 2005 et décembre 2015. La première modification opérée est intervenue à partir de janvier 2016.

Les prix à la consommation ont connu une augmentation de 54,90% entre la fin 2005 et la fin 2015. L'augmentation tant attendue est nettement inférieure (32,5%) à celle de l'inflation enregistrée au cours de la période. Elle permettra certainement de réduire les déficits financiers importants enregistrés par le groupe Sonelgaz, comme on l'a vu dans le chapitre qui lui est consacré. Mais la régulation économique signifie aussi la prise en charge des intérêts des consommateurs, ici les industriels. Vont-ils supporter ces augmentations ? Le temps est trop court et les données sont absentes pour le dire. Mais on a vu au cours des années 1996-98, les entreprises industrielles grosses consommatrices d'électricité n'avaient pas pu supporter facilement et pour la plupart d'entre elles, les charges financières des augmentations brutales de tarifs, ce qui a entrainé une augmentation d'un autre phénomène du portefeuille des impayés gérés difficilement par Sonelgaz.

Conclusion du Chapitre III

En conclusion, deux périodes importantes peuvent être identifiées :

La première période de l'application du nouveau système tarifaire qui va de 1980 à 2004
La seconde période de l'introduction de la régulation économique qui va de 2004 à 2015

A. Les principales conclusions au cours de la première période :

1° Le nouveau système tarifaire adopté en 1980, outre la simplification des tarifs et des procédures de calculs, visait plusieurs objectifs dont le plus important est certainement la rationalisation de la consommation d'électricité. En liant la structure des tarifs à celle des coûts, il visait à faire payer aux utilisateurs les coûts qu'ils génèrent par le mode de consommation.

2° Il introduit la diversité des postes horaires pour l'usage industriel, afin de concrétiser l'objectif de rationalisation de la consommation d'électricité, et, notamment la réduction de la consommation en heures de pointe.

3° La formule tarifaire regroupe trois termes principaux :

- un terme constant : la redevance fixe
- un terme variable : la puissance avec deux paramètres
- un terme variable : l'énergie avec trois paramètres

4° Les tarifs ont évolué de 1980 à 2004 de manière très diversifiée avec des rythmes différents. Mais la structure des tarifs (relation entre les différents termes) n'a pratiquement pas changé en vingt cinq ans.

5° L'application du nouveau tarif a rencontré des difficultés auprès des industries souvent surprises par le niveau des factures d'électricité jugé trop élevé (au lendemain des augmentations de tarifs (comme en 1990 et 1994).

6° Mais l'examen détaillé de l'évolution des tarifs et de l'évolution générale des prix montre que les deux courbes ont évolué de manière comparable avec des décalages et des rattrapages jusqu'en 1992. Les tarifs de l'électricité n'ont donc pas évolué, à long terme de manière radicalement différente de celle des prix en général entre 1980 et 1992.

A partir de 1992, l'évolution des tarifs a commencé à s'éloigner de la courbe de l'indice des prix à la consommation. Ainsi, globalement entre 1989 et 2004, les tarifs ont été multipliés par 11,21 alors que l'indice des prix n'a été multiplié que par 6,06 .

B. les conclusions concernant la période de l'introduction de la régulation économique

1° la loi de 2002 a introduit une véritable transformation du secteur de l'électricité. Elle supprime le monopole de l'Etat et ouvre la possibilité d'investissement aux autres entreprises publiques et privées nationales et étrangères.

2° Elle institue une autorité de régulation indépendante : la CREG chargée d'un ensemble de missions dont les principales concernent le contrôle des investissements dans le secteur, le contrôle de la concurrence, et la détermination des tarifs de l'électricité.

3°En dix d'existence, la CREG n'a autorisé des augmentations de Tarifs que deux fois, en 2005 et la dernière fois remonte à décembre 2015. En 10 ans, les tarifs n'ont changé que deux fois. Les responsables de Sonelgaz n'ont cessé de revendiquer des augmentations des tarifs qu'ils rendent responsables des déséquilibres financiers importants du groupe Sonelgaz. Ainsi a-t-on pu parler du gel des tarifs de l'électricité tout au long des dix dernières années.

4° les tarifs d'électricité ont ainsi été augmentés en 2016 (par rapport à 2005) de 32,5% alors que les prix à la consommation ont augmenté de 54,90%. Cette augmentation des tarifs sera –t- elle facilement supportée par les industries grosses consommatrices d'énergie ? ou sera –t- elle répercutée sur les prix d'une manière générale ?

CHAPITRE IV

LA CONSOMMATION GLOBALE DE L'ELECTRICITE EN ALGERIE (1970-2014)

Introduction

L’objet de ce chapitre porte sur la consommation globale d’électricité en Algérie, en termes de volume, de nature, d’évolution, de comparaison mondiale et enfin en termes de relation avec les grandeurs économiques

Il s’agit de présenter la consommation globale d’électricité en Algérie et son évolution très rapide au cours d’une longue période. Nous avons reconstitué les séries statistiques à partir des données de Sonelgaz et essayé de tirer des conclusions sur la croissance enregistrée au cours de différentes périodes.

Nous avons opéré quelques comparaisons internationales en matière de consommation d’énergie qui relativisent la situation de l’Algérie malgré sa forte croissance de consommation.

Dans la deuxième section nous avons présenté les différentes caractéristiques de la consommation globale d’électricité en insistant sur les différents types d’abonnés et d’utilisation.

Section 1. Evolution de la consommation globale d'électricité

1. La consommation d'électricité : place de l'Algérie dans le monde

Selon la terminologie de la Banque mondiale, « La consommation d'énergie électrique mesure la production des centrales électriques et de centrales combinées de chaleur et d'électricité moins les pertes de transmission, de distribution et les pertes de transformation et de propre utilisation par les centrales thermiques et électriques[110]. » En fait, il s'agit de la consommation finale divisée par le nombre d'habitants de l'année.

L'examen des données relatives à la consommation globale d'électricité par tête d'habitant révèle que l'Algérie, malgré ses progrès, est loin d'atteindre le niveau de la moyenne arabe et encore moins le niveau de la moyenne mondiale.

Tableau 28. Consommation d'électricité par habitant par pays

2013	KWh/habitant	% (1)
Qatar	15 471,0	8,00
Kuwait	14 910,6	0,01
Korea	10 427,9	76,54
United Arab Emirates	10 904,5	- 13,82
Saudi Arabia	8 741,4	59,75
France	7 374,0	2,06
Euro area	6 490,8	3,94
Malaysia	4 512,0	65,85
South Africa	4 325,5	- 7,59
World	3 104,4	30,56
Turkey	2 744,8	66,08
Arab World	2 496,8	64,80
Jordan	2 103,9	51,83
Egypt,	1 697,5	72,50
Tunisia	1 434,6	44,56
Algeria	1 277,4	87,80
Morocco	866,2	77,73
Nigeria	141,9	91,38
Niger	48,6	47,16

Elaboré à partir de Banque mondiale, WDI, 2016

(1) Ce pourcentage concerne le taux de croissance global de la consommation par habitant entre 2000 et 2013 que nous avons calculé à partir de la même série.

[110] Banque mondiale, *World Development Indicators, définition*, mai 2016

Ce tableau révèle deux aspects importants :

- en termes de niveaux de consommation :

- Le niveau de consommation d'électricité par habitant de l'Algérie, en 2013, se situe à 41 % de la moyenne mondiale et à moins de 20 % de la moyenne de la zone euro.
- Il se situe à peine à 51 % de la moyenne du monde arabe.
- Il représente à peine 12% de la moyenne de la Corée du sud en 2013.
- Il est inférieur de 11% par rapport à celui de la Tunisie et supérieur de 47,5 % à celui du Maroc.

- en termes d'évolution :

- l'Algérie affiche une croissance de 87,80 % entre l'année 2000 et l'année 2013. Ce taux semble très important comparativement aux autres pays, arabes et africains et à la moyenne mondiale. Ce qui s'explique par les retards accumulés de l'électrification du pays.
- En 1970, le niveau de l'Algérie représentait à peine 4,8 % du niveau de la France. En 2013, ce taux est passé à 17,3 %.
- On constate aussi que les pays industrialisés affichent, en moyenne, une très faible croissance la consommation d'électricité par habitant (entre 1 et 3 %) entre 2000 et 2013.

2. L'intensité énergétique

Nous avons déjà souligné qu'en ce qui concerne l'Algérie, cet indicateur important de l'économie d'énergie, est désormais pris en compte dans la loi relative à la maîtrise de l'énergie adoptée en juillet 1999. Il permet de mesurer le rapport entre la production de richesse dans un pays et la consommation d'énergie dans ce pays.

Pendant longtemps, le Rapport Annuel de développement du PNUD calculait également cet indicateur pour tous les pays et le considérait comme un indicateur de développement.

L'intensité énergétique est définie comme le ratio entre le Produit Intérieur Brut (PIB) et la consommation d'énergie exprimée en équivalent de kg pétrole. L'intensité énergétique peut être également calculée sur la base de la consommation d'électricité.

Ce qui équivaut au niveau du PIB produit (en dollars PPP constants) pour 1 kg équivalent pétrole d'énergie consommé.

Elle est calculée de deux manières, soit en mettant en relief le volume de PIB produit par la consommation de 1 kg équivalent pétrole ou une TEP (tonne équivalent pétrole), soit en mettant en relief le volume d'énergie consommé en TEP ou en kg équivalent pétrole pour un million ou 1000 $ de PIB produits.

La série 'World development indicators' (WDI) de la Banque mondiale calcule les deux indicateurs pour tous les pays. Nous présentons, à des buts de comparaison, la première approche mettant en relief le volume de PIB produit pour un kg équivalent pétrole consommé. En termes d'évolution, le taux est strictement le même entre les deux approches.

Tableau 29. PIB en $ constants de 2005 produits par la consommation de 1 kg équivalent pétrole

	1990	**2000**	**2010**	**2013**	**2013/2000**
Algeria	11,96	11,80	11,59	10,69	-9,41
Arab World	10,09	9,28	8,59	8,78	-5,45
Egypt	10,52	12,72	11,43	11,36	-10,74
Morocco	12,88	11,86	12,52	12,74	7,45
Tunisia	9,39	10,10	10,85	11,10	9,83
Turkey	10,93	10,83	11,43	11,95	10,33
Euro area	8,33	9,24	10,17	10,79	16,77

Elaboré à partir des données de la Banque mondiale, WDI, 2015

Exprimées en dollars constants, ces données signifient, par exemple, que l'Algérie a produit 11,80 $ de PIB en consommant un kg équivalent pétrole (toute énergie confondue) en 2000 et 10,69 $ en 2013. Il y a eu une baisse de l'efficacité énergétique, au cours de cette période, de l'ordre de 9,41 %. Ce qui signifie que l'économie algérienne consomme toujours plus d'énergie pour produire la même valeur de PIB. Cette baisse de l'efficacité énergétique concerne le monde arabe, dans sa globalité. Cependant, certains pays, individuellement, ont enregistré des améliorations importantes de leur efficacité énergétique, comme le montre le tableau ci-dessus.

Mais l'intensité énergétique traduit la manière dont tous les types d'énergie sont consommés ainsi que la structure économique du pays. Au plan microéconomique, cet indicateur peut mettre en relation la production d'une usine et la consommation d'électricité enregistrée pour cette production.

Section 2. Les caractéristiques de la consommation globale d'électricité

1. Les différentes caractéristiques

A. Une forte évolution globale

En reconstituant les données sur cette longue période, on constate que la consommation globale d'électricité, pour tous les usages, a connu une très forte croissance entre 1970 et 2014. Elle a été multipliée par plus de 32,6.

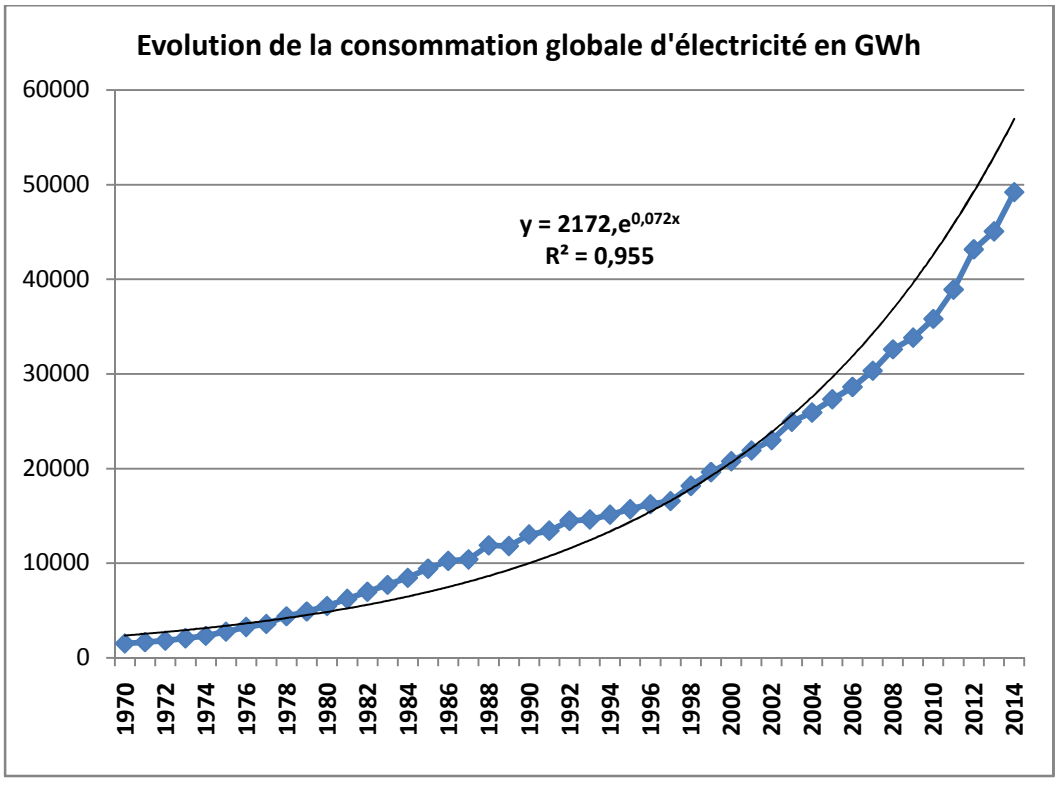
Tableau 30. Evolution de la consommation globale en GWh

	1970	1980	1990	2000	2010	2014
Consommation globale en GWh	1507,2	5454,8	13013,2	20761	35803	49192,1
Indice d'évolution	100	362	863,4	1378	2376	3264

Elaboré à partir des données Sonelgaz

La courbe a une allure ascendante presque régulière. Elle obéit à une fonction exponentielle avec un coefficient de détermination très élevé $R^2=0,95$. Mais nous avons déjà mentionné que malgré cette croissance, l'Algérie reste quand même, relativement un pays à faible consommation électrique par tête d'habitant.

Graphique 7. Evolution de la consommation globale en GWh (1970-2014)

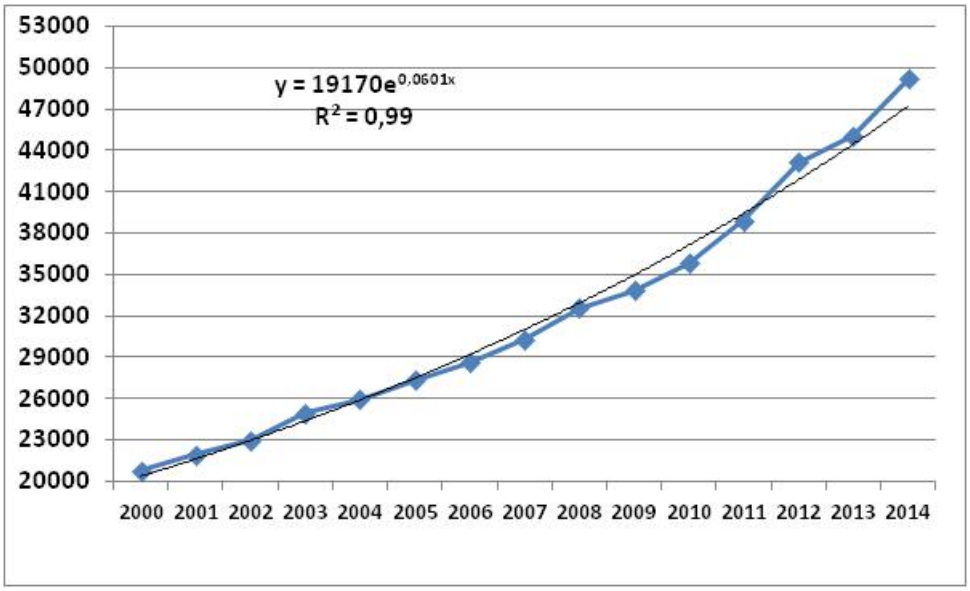


Elaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

B. Une évolution plus marquée entre 2000 et 2014

La croissance de la consommation au cours de la dernière période 2000-2014 est encore plus forte que la période précédente. En effet, entre 2000 et 2010, la croissance enregistrée est de +72,4 % alors qu'elle a été de +59,6 % entre 1990 et 2000. Pour la période 2000-2014, la consommation d'électricité a enregistré une croissance de +136,9%. Il en a découlé une courbe de croissance très régulière de forme exponentielle avec un coefficient de détermination très élevé avec $R^2=0,99$ comme on peut le constater dans le graphique suivant

Graphique 8. Evolution de la consommation globale en GWh (2000-2014)



Elaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

C. Une consommation différenciée

Les différents acteurs de la consommation électrique n'ont pas eu un comportement similaire au cours de la longue période 1970-2014, ni d'ailleurs au cours de la période 2000-2014.

La consommation physique d'électricité est très différenciée selon les trois types d'utilisateurs :

- Haute tension (HT) (grande industrie),
- Moyenne tension (MT): industrie, artisanat, agriculture , services..,
- Basse tension (BT): ménages.

La part qui revient à chaque type de consommateurs a profondément changé au cours de cette longue période.

Tableau 31. Evolution de la structure de consommation par type

Type d'utilisation	1970	1980	1990	2000	2010	2014
Haute Tension	16,7	35	28,4	23,3	20,2	18,8
Moyenne Tension	50,5	38	35,7	31,5	28,5	26,8
Basse Tension	32,8	27	35,9	45,2	51,3	54,4
Total	100	100	100	100	100	100

Elaboré à partir des données Sonelgaz

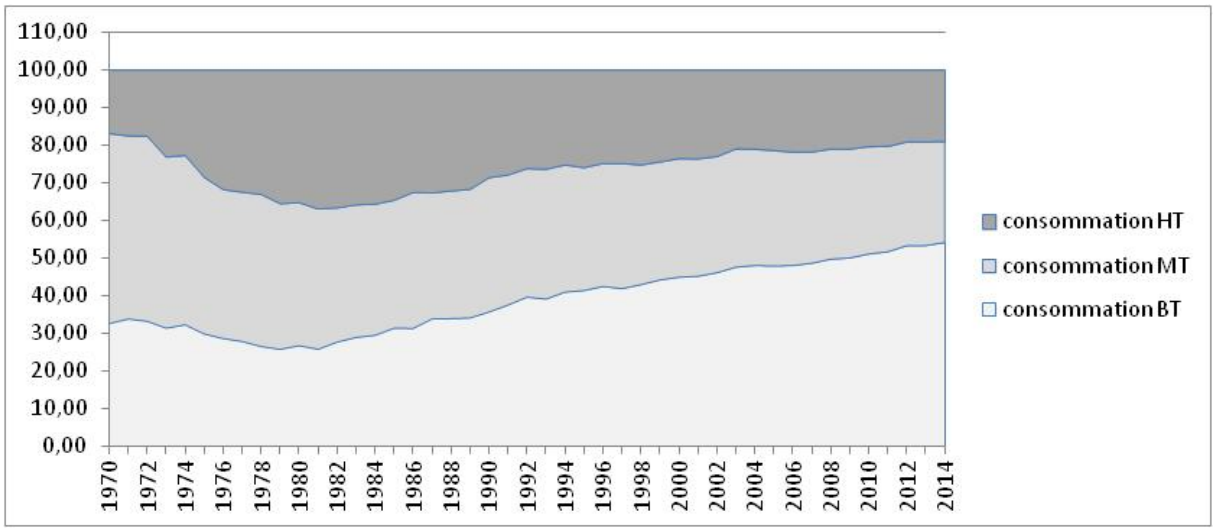
La haute tension ne représentait que 16,7 % en 1970 du total de l'énergie électrique consommée. Cette part atteint un maximum en 1980 avec 35 %. Depuis cette date, s'amorce une chute de cette part pour redescendre à 18,8 % en 2014. Cette consommation est liée, comme on le verra dans le chapitre suivant à l'activité industrielle et suit très fortement son évolution.

La part de moyenne tension a connu un mouvement linéaire de baisse puisqu'elle est passée de 50,5 % en 1970 à 26,8 % en 2014. Ce qui ne signifie pas une baisse de la quantité consommée, bien sûr, comme le verra plus loin.

Quant à la part de la basse tension, qui concerne les ménages, elle a connu une faible baisse entre 1970 et 1980, passant de 32,80 à 27,0 %. Mais elle a commencé à croître depuis 1984 pour remonter jusqu'à 54,40 % en l'an 2014. Elle devient la consommation dominante (50% et plus) depuis l'année 2008. Cette évolution n'a pas cessé depuis cette date jusqu'à atteindre 55,6 % en 2015[111].

[111] Selon les données du Rapport d'activités 2015 du groupe Sonelgaz, *Newsletter n°35- Juin 2016*.

Graphique 9. Evolution de la structure de consommation par type (1970-2014)



Elaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

Bien entendu, il s'agit de variation de l'importance de chaque type de consommation dans le volume de consommation globale. Quant à l'évolution des consommations en volume, elles ont enregistré des variations très importantes et très différenciées, comme le montre le tableau suivant.

Sur le long terme, 1970-2014, c'est la consommation des ménages qui a connu la plus forte croissance, puisqu'elle a été multipliée par plus de 54 , alors que celle des secteurs économiques (haute tension), elle a été multipliée par plus de 36,7 et celle de la moyenne tension (artisanat, agriculture, petite industrie et services), n'a été multipliée que par 17,3 comme le montre le tableau de l'évolution des indices.

Tableau 32. Indice d'Evolution de chaque type de consommation (1970-2014)

Indice d'évolution	1970	1980	1990	2000	2010	2014
Haute Tension	100	760	1470	1926	2868	3674
Moyenne Tension	100	273	610	860	1342	1734
Basse Tension	100	297	943	1893	3712	5404

Elaboré à partir des données Sonelgaz

On constate que jusqu'à l'année 2000, c'est la consommation haute tension qui a connu la plus forte variation entre 1970 et 2000, puisqu'elle a été multipliée par plus de 19,2 tout comme la basse tension qui a connu presque la même croissance avec 18,93 alors que la moyenne tension n'a été multipliée que par 8,6 .

Mais au cours de la période 2000-2014, les évolutions sont relativement différentes. La consommation des ménages a presque triplé et celle de la moyenne tension à doublé, alors que la haute tension a augmenté de plus de 90 %.

2. La consommation moyenne par abonné

A. Une forte croissance du nombre d'abonnés

Le nombre d'abonnés a connu également une forte croissance. A l'indépendance du pays, il n'y avait que deux abonnés en haute tension par exemple et 12 en 1970. Ils sont 62 en 2000 et 105 en 2014.

Les abonnés moyenne tension étaient au nombre de 2972 en 1963, 3302 en 1970 pour passer à 30391 en 2000 et atteindre 50599 en 2014.

Le nombre d'abonnés en basse tension a connu lui aussi une forte augmentation puisque de 700 000 abonnés en 1963, il est passé à plus de 4,5 millions en 2000 pour atteindre les 8 041 637 abonnés en 2014.

Pour la seule période 2000-2014, le nombre d'abonnés semble avoir connu des rythmes de croissance semblables, (entre 65 et 78 %) comme le montre le tableau suivant :

Tableau 33. Indice d'évolution du nombre d'abonnés par type

Indice d'évolution du nombre d'abonnés	2000	2014
Total	100	178,08
Haute tension	100	170,97
Moyenne tension	100	165,73
Basse tension	100	178,16

Elaboré à partir des données Sonelgaz

Cette forte croissance du nombre d'abonnés répartis dans tout le territoire national va entraîner et justifier une modification du système de gestion de l'entreprise Sonelgaz, car il n'y a aucune commune mesure entre l'année 1970 qui enregistrait un total d'abonnés de 721000 et l'année 2000 qui a enregistré plus de 4,5 millions d'abonnés, ou encore plus de 8 millions d'abonnés en 2014.

Cette croissance du nombre d'abonnés peut être justifiée par plusieurs facteurs dont : la croissance démographique, la croissance du parc de logements, l'urbanisation rapide de la population,

l'électrification rurale, la croissance du niveau de vie de la population, l'accès aux équipements domestiques et, enfin, la croissance de l'activité économique. Tous ces facteurs vont entrainer une forte croissance de la demande d'électricité.

Dans le domaine de l'économie de l'électricité, la variation de la demande est continue et plusieurs facteurs peuvent la déterminer en dehors du nombre d'abonnés, comme la saison, la température et beaucoup d'autres événements (fêtes, etc…). Ainsi au cours de la même journée, une grande variation de la demande peut être enregistrée et le réseau est censé répondre à des pointes de demande même quand elles ne durent pas longtemps, ce qui signifie l'existence de réserves de capacités de production qui ne fonctionnent que quelques heures par jour et au cours de quelques mois seulement. Il en découle naturellement des charges fixes assez importantes pour l'entreprise de production.

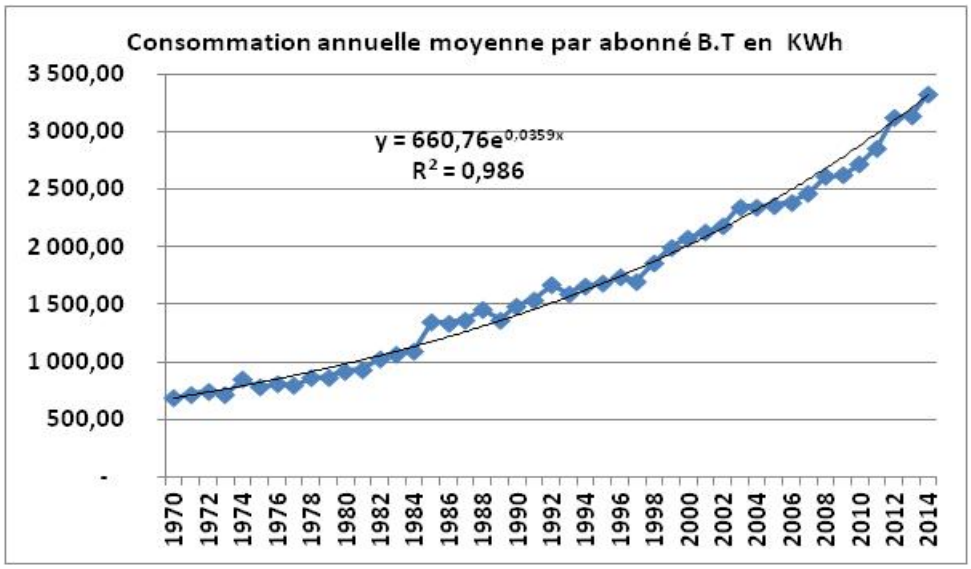
B. Une forte croissance de la consommation moyenne par abonné

Dans ce paragraphe, nous n'étudions que la consommation moyenne par abonné de basse tension (ménages), car nous étudierons la consommation industrielle (haute tension) dans le prochain chapitre.

L'évolution de la consommation moyenne, entre 1970 et 2014, semble être régulière et obéir à une fonction exponentielle avec un très fort coefficient de détermination $R^2=0,98$

Entre 1970 et 2000, la consommation moyenne par abonné a été multipliée par trois. Entre 2000 et 2014, elle a enregistré une croissance de +60%. Globalement, elle est passée de 690 KWh par abonné en 1970 à 2077 KWh en 2000 pour atteindre 3328 KWh en 2014.

Graphique 10. Evolution de la consommation annuelle moyenne par abonné Basse Tension



Elaboré par nous même à partir des données Sonelgaz

Mais cette consommation des ménages est une moyenne qui cache une forte diversité de niveaux de consommation par wilayate.

Nous n'avons pu disposer que des données relatives à la consommation de l'année 2011 par wilaya. Le calcul des moyennes par abonné et par wilaya donne des résultats intéressants et montre la diversité des situations.

C. La diversité des moyennes entre les wilayate

Les calculs montrent la forte diversité des consommations moyennes des ménages entre les différentes wilayate. Les wilayate du Sud enregistrent des moyennes très élevées, comme pour Biskra dont la moyenne de consommation équivaut au double de la moyenne nationale. Mais ces wilayate du sud et des hauts plateaux à très forte température l'été ne représentent que 17 % des abonnés et ont consommé globalement 23,9 % de la consommation de la basse tension[112].

[112] Calculs effectués à partir des données fournies par wilaya pour l'année 2011 par Sonelgaz, in document *Electricité et Gaz*, 15 pages, mai 2016.

Tableau 34. Consommation moyenne par abonné B.T par wilaya

Consommation moyenne par abonné en 2011	**KWh**
BISKRA	5796,9
EL OUED	5698,1
OUARGLA	4535,5
TINDOUF	4258,6
BECHAR	4150,3
ILLIZI	4049,9
LAGHOUAT	3537,5
M'SILA	3426,8
TAMANRASSET	3360,5
GHARDAIA	3284,5
BLIDA	3229,6
ADRAR	3169,7
BATNA	2990,4
ALGER	2988,5
SETIF	2951,8
ANNABA	2886,3
Moyenne Nationale	2863,0
BORDJ BOU ARRERIDJ	2705,1
DJELFA	2696,5
CHLEF	2692,5
ORAN	2690,1
AIN DEFLA	2683,3
CONSTANTINE	2671,2
AL TAREF	2663,7
KHENCHELA	2649,6
TEBESSA	2637,5
MEDEA	2609,3
MASCARA	2580,2
OUM EL BOUAGHI	2565,0
MILA	2533,0
SKIKDA	2527,6
SAIDA	2516,5
TLEMCEN	2511,8
TIARET	2490,1
RELIZANE	2464,4
BOUIRA	2462,9
SIDI BEL ABBES	2419,9
TIPAZA	2408,2
EL BAYADH	2389,9
MOSTAGANEM	2350,1
TIZI OUZOU	2315,7
NAAMA	2293,1
AIN TEMOUCHENT	2279,1
SOUK AHRAS	2268,2
GUELMA	2228,5
TISSEMSILT	2216,7
BEJAIA	2159,2
JIJEL	2090,7

Elaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

D. Les courbes de charge

Nous avons vu que la consommation n'est pas uniforme entre les différents types d'abonnés. Elle n'est pas non plus uniforme au cours d'une même journée, d'une semaine, d'un mois ou d'une année.

Il est bien entendu évident que la consommation d'électricité est plus forte de jour que de nuit, l'été que l'hiver, les jours de semaine que le vendredi….On constate une certaine régularité entre les mêmes jours et les mêmes heures d'une même journée. Ces régularités proviennent des usages prédominants de l'électricité : éclairage, chauffage, force motrice.

Pour l'entreprise qui produit de l'électricité, il est important de connaître ces variations de consommation au cours de la journée, la semaine, le mois et l'année.

La courbe de charge, comme on l'a vu au chapitre 1, est un instrument qui permet de visualiser ces variations au cours d'une journée. Comme le souligne l'un des spécialistes de la tarification, « elle donne l'évolution continue de la puissance appelée par la consommation tout au long d'une même journée »[113].

La courbe de charge donne des « pointes » et des « creux » qui définissent le cycle quotidien de la consommation d'électricité.

En pointe, elle donne la puissance maximale appelée par l'ensemble des utilisateurs à une heure donnée de la journée. Cette pointe maximale correspond à la capacité de production minimale nécessaire pour répondre à la demande exprimée.

Les creux traduisent le minimum de consommation, en puissance appelée, et permettent de relever la durée d'oisiveté des capacités de production d'électricité.

En pointe, les capacités de production fonctionnent quelques heures seulement comme le montrent les courbes de charge.

Il y a lieu de rappeler la classification des heures de consommation opérées par la Sonelgaz en vue de la tarification et qui correspond à des niveaux différents de consommation nationale d'électricité.

---

[113] Lionel MONNIER, op. cit. p.7

Tableau 35. Répartition des postes horaires de consommation d'électricité

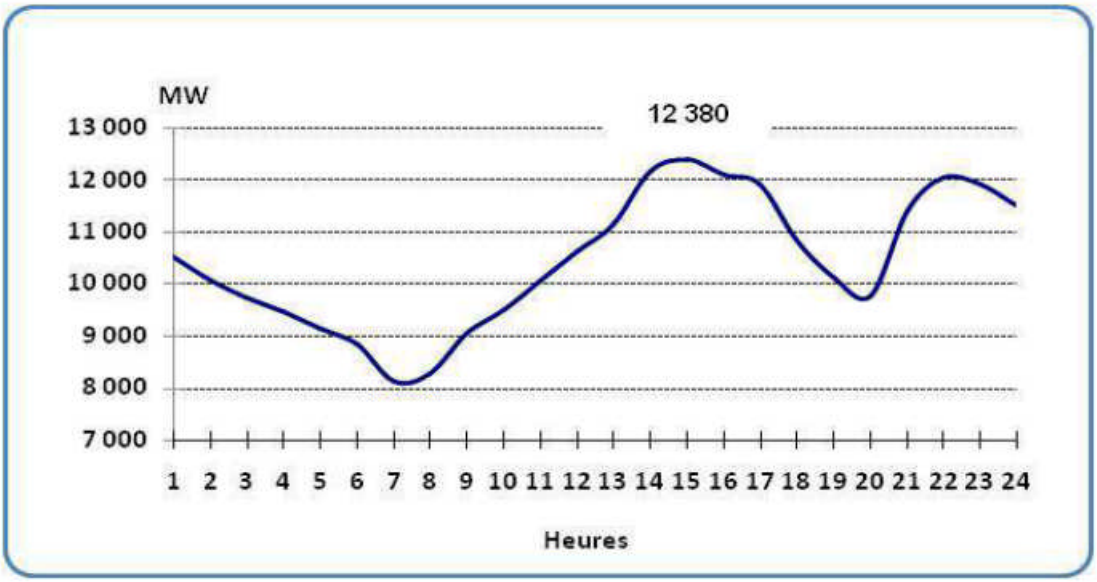
	Heures creuses	**Heures pleines**	**Heures de pointe**
horaires	De 22 h 30 à 6 h	De 6 h à 17 h et de 21 h à 22 h 30	De 17 h à 21 h

L'examen des courbes de charge du 05 Août 2015 permet de relever que les puissances appelées sont différentes d'une heure à l'autre. Avant 2009, la puissance maximale appelée était toujours enregistrée au cours de l'hiver, en général, au début du mois de janvier. Mais depuis cette date, la puissance maximale appelée est enregistrée au cours de l'été et principalement au cours du mois d'Août, du fait de l'utilisation de plus en plus massive des climatiseurs. Par ailleurs, il est important de constater une très forte régularité de la courbe pendant les jours ouvrables de la semaine. Mais au cours de la journée du vendredi, les heures pleines ressemblent aux heures creuses du fait du ralentissement de l'activité économique.

Il est important de souligner que si les courbes de charge changent de jour en jour au cours de la semaine, il y a, par ailleurs au cours de l'année, la courbe d'une journée qui se distingue de toutes les autres par la pointe maximale la plus élevée. Autrement dit, la courbe de charge maximale annuelle enregistre la journée au cours de laquelle la puissance la plus élevée a été appelée. Les services de la Sonelgaz enregistrent ces courbes de charges et retiennent la courbe maximale annuelle qui figure dans toutes leurs publications.

Ainsi, au cours de l'année 2015, c'est la journée du mercredi 05 Août qui a appelé la puissance maximale atteignant 12380 MW autour de 15 heures.

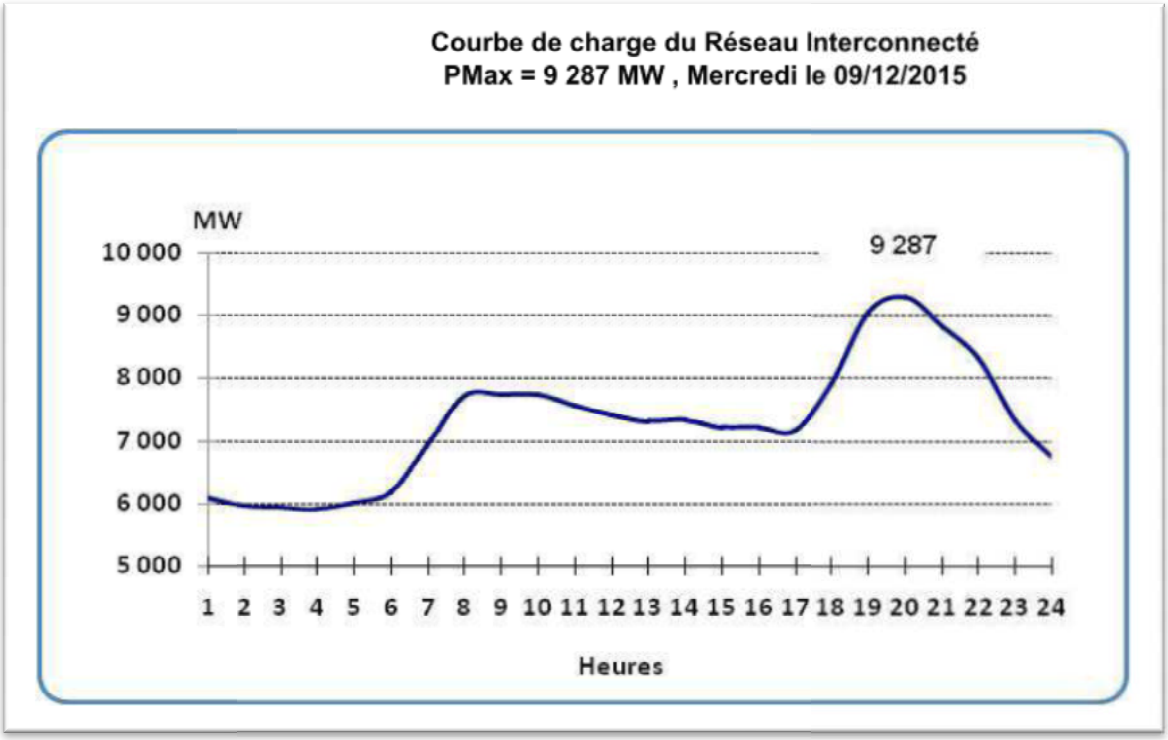
Schéma 11. COURBE DE CHARGE MAXIMALE ANNUELLE
Journée du mercredi 05 Août 2015



Source : Sonelgaz, Rapport mensuel Statistiques des sociétés énergétiques du groupe Sonelgaz du mois d'Août 2015, p.15

Exemple de courbe de charge de l'hiver de l'année 2015

Schéma 12. Courbe de charge de la Journée du mercredi 09 Décembre 2015



Source : Sonelgaz, Rapport mensuel Statistiques des sociétés énergétiques du groupe Sonelgaz du mois de Décembre 2015, p.15

E. Une forte évolution de la puissance maximale appelée (PMA)

Ces variations de la demande obligent les sociétés de production d'électricité à surveiller la puissance maximale appelée et à adapter les capacités de production pour faire face à des augmentations de pointe.

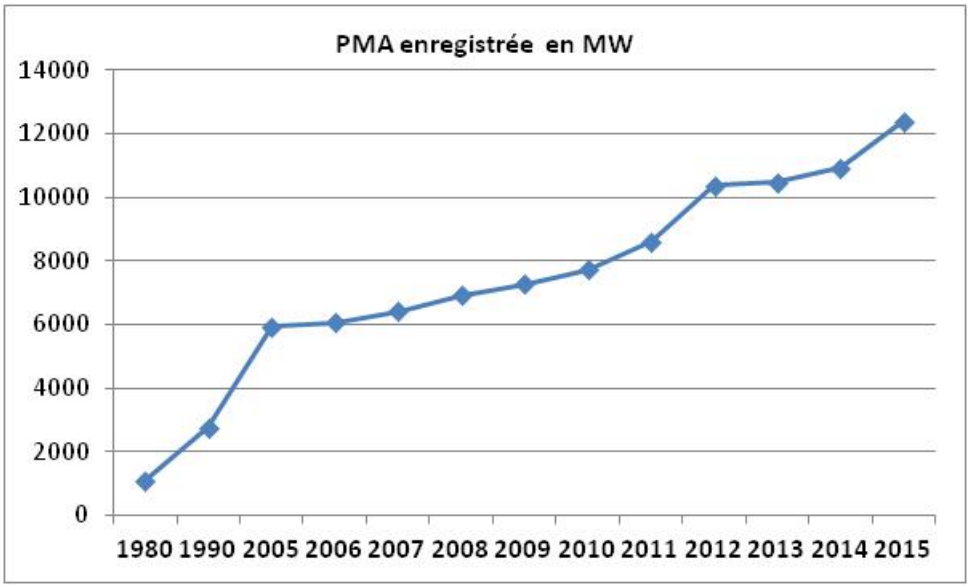
Le Rapport de Sonelgaz indique que « le Réseau interconnecté du Nord appelé « RIN » s'étale sur le nord du pays et couvre également les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa. Il est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation. Durant les dix dernières années, la puissance maximale appelée du réseau interconnecté du nord est passée de 5 921 MW en 2005 à 12 380 MW en 2015, soit une évolution moyenne annuelle de 7,2%[114] »

Tableau 36. Evolution de la puissance maximale appelée PMA 1980-2015

En MW	1980	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PMA enregistrée	1088	2742	5921	6057	6411	6925	7280	7718	8606	10363	10464	10927	12380

Elaboré à partir des données Sonelgaz

Graphique 11. Evolution de la puissance maximale appelée PMA 1980-2015



Elaboré à partir des données Sonelgaz

[114] Sonelgaz, *Electricité et Gaz*, document de synthèse, 15 pages, mai 2016

F. Une croissance de la consommation résultant d'une double croissance

L'analyse détaillée des données permet de montrer que cette croissance de la consommation d'électricité est le résultat d'une double croissance : celle du nombre d'abonnés et celle de la consommation moyenne par abonné.

La croissance globale de +136,94 % est égale à la croissance du nombre d'abonnés de 78,08 % X la croissance de la consommation moyenne par abonné de 33,06 %. C'est le nombre d'abonnés de haute tension qui a connu la plus forte augmentation au cours de la période étudiée. Par contre, la consommation moyenne des industries a faiblement augmenté en 15 ans, soit 11,6 % seulement.

Tableau 37. Croissance du nombre d'abonnés par catégorie

Abonnés	2000	2014
Total	100	178,08
Haute tension	100	170,97
Moyenne tension	100	165,73
Basse tension	100	178,16

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz

Ces donnés montrent que c'est la consommation moyenne par abonné basse tension qui a enregistré la plus grande croissance entre 2000 et 2014 avec 60,20%. En effet, les ménages ne représentaient que 45,16% de la consommation finale d'électricité en 2000. Ils représentent 54,40 % en 2014 et ce taux est appelé à augmenter encore, compte tenu du nombre de logements construits annuellement et du développement des équipements ménagers grands consommateurs d'énergie électrique.

Tableau 38. Evolution de la consommation moyenne par type d'abonné 2000-2014

Consommation moyenne par type d'abonné	2000	2014	2014/2000
Haute Tension (GWh)	78,177	87,248	+11,60%
Moyenne Tension (kWh)	215 129	261 785	+21,69%
Basse Tension (kWh)	2 077	3 327	+60,19%

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz

Nous constations que par rapport aux indicateurs macroéconomiques la consommation d'électricité a fortement augmenté (136,94%), au cours de la période 2000-2014, alors que la population a augmenté de 24,85 % et le PIB de 65,73 %.

Tableau 39. Croissance de quelques indicateurs économiques

	2 000	2014/2000
Population	100	+24,85 %
PIB	100	+65,73 %
Consommation électricité	100	+136,94 %

Construit par l'auteure d'après les données de l'ONS et de Sonelgaz

G. La consommation d'électricité : éléments de comparaison maghrébine

Deux articles[115] récents résument assez bien cette question. Ils sont écrits par l'ancien PDG de Sonelgaz et ancien ministre de l'industrie, KERAMANE Abdelnour, qui conclut que « les pays du Maghreb ont aujourd'hui un taux d'électrification comparable à celui des pays européens » et « le Maghreb bénéficie, en effet, d'un acquis de taille : l'interconnexion complète des réseaux électriques et l'existence d'un organisme de coordination permanent[116] » et, de ce fait, « L'industrie électrique apparait ainsi à l'avant-garde de ce que pourrait être à l'avenir une intégration énergétique de la région[117] ».

Pour l'ancien responsable du secteur électrique, à la « mi-2012, la capacité de production électrique est de près de 24 GWe dont 55% en Algérie, 28% au Maroc et 17% en Tunisie »

Il précise encore que « du côté de la demande, la consommation d'électricité est d'environ 85 TWh, répartie à 50% pour l'Algérie, 33% pour le Maroc et 17 % pour la Tunisie. Elle a enregistré un accroissement de 10,9% en Algérie, 7,4% au Maroc et 7,7% en Tunisie entre 2012 et 2011 »

Par ailleurs, le spécialiste ajoute qu'en 2014, « les réseaux électriques des pays du Maghreb sont puissamment reliés entre eux et sont aussi interconnectés au réseau européen depuis 1997, date à laquelle le réseau électrique marocain a été connecté au réseau espagnol par un câble sous-marin à travers le Détroit de Gibraltar, doublé par un second câble en 2005 portant la capacité de transit à 1400 MW».

---

[115] Abdenour Keramane (2015) *L'approvisionnement énergétique du Maghreb* in Encyclopédie de l'énergie, art.042, octobre 2015, 13 pages

[116] Abdenour Keramane (2015), *Maghreb : de l'interconnexion des réseaux électriques à l'intégration énergétique* in Encyclopédie de l'énergie, art.047, octobre 2015, 10 pages

[117] Ibidem.

Tableau 40. Caractéristiques du secteur de l'électricité au Maghreb selon Abenour Kéramane[118]

	Algérie	Maroc	Tunisie	Total
Puissance totale installée (MW_e)	13 003	6 692	4 114	23 809
Puissance maximale appelée (MW_e)	9 777	5 280	3 353	
Production totale (GWh)	54 086	26 356	16 781	97 223
- Thermique vapeur	9 422	15 413	5 443	
- Turbine à gaz	24 075	1 666	2 370	
- Cycle combiné	18 623	6 201	8 663	
- Renouvelables	389	2 544	306	
- Hybrides gaz-Solaire	1 159			
- Diesel	416	533		
Consommation totale (GWh)	43 150	27 561	14 066	84 777
Taux de croissance de la consommation 2012/2011	10,9%	7,4%	7,7%	
Nombre de consommateurs	7 428 843	4 716 602	3 384 131	
Consommation/hab (KWh)	1 142	845	1 302	
Longueur des réseaux (Km)				
- Réseau transport HT	23 779	21 854	5 971	
- Réseau distribution MT/BT	269 461	238 330	152 729	

Source: Comelec. *Bulletin statistiques 2012.* Les puissances maximales ont été enregistrées le 11/08 en Tunisie, le 12/08 en Algérie et le 08/08 au Maroc.

Il conclut enfin, de manière optimiste, qu' « on peut affirmer que l'avenir énergétique du Maghreb est dans une véritable intégration régionale et dans une stratégie alternative devant conduire en 2030 à un mix énergétique plus diversifié »

[118] Abdenour Keramane (2015), *Maghreb : de l'interconnexion des réseaux électriques à l'intégration énergétique* in Encyclopédie de l'énergie, art.047, octobre 2015, 10 pages

Conclusion du Chapitre IV

Ce chapitre nous a permis tout d'abord d'effectuer la reconstitution des séries d'abonnés et celles des différentes consommations d'électricité, reconstitution faite à partir des différents documents publiés par Sonelgaz, entre 1962 et 2015. Ces séries permettent d'effectuer des calculs intéressants en matière d'évolution et de périodisation du nombre d'abonnés et de la consommation moyenne. Plusieurs conclusions particulières ont pu être identifiées :

1° la demande d'électricité a connu une forte croissance annuelle du fait d'une double croissance : celle du nombre d'abonnés (liée à la croissance démographique et la croissance d'urbanisation) et celle de la consommation moyenne par abonné.

2° malgré cette forte croissance de la consommation d'électricité au cours des dernières années, l'Algérie reste avec un niveau de consommation moyenne par habitant relativement faible, soit en 2013, représentant moins de 20% de la moyenne européenne. Or la consommation par habitant est un indicateur de développement humain.

3°au cours des 15 dernières années, on constate une baisse de l'efficacité énergétique, due à des gaspillages et aux mauvais usages de l'énergie sous toutes ses formes.

4°les ménages deviennent de plus en plus le consommateur le plus important de l'électricité. Ils représentaient 45% de la consommation en 2000 et 54,4% en 2014. Le surcroit de production et donc d'investissement résulte donc de plus en plus de la croissance de la consommation des ménages.

5°la consommation moyenne des ménages algériens cache une forte diversité de moyennes par wilaya. A la wilaya de Biskra (en tête des wilayate en matière de consommation par tête d'habitant), le ménage a consommé en moyenne 5797 KWh et celui de Jijel (la dernière wilaya) seulement 2091 KWh en 2011.

6°Enfin, à titre de comparaison, l'Algérie à elle seule, a consommé l'équivalent de 50% de la consommation du Maghreb (Algérie, Maroc, Tunisie).

CHAPITRE V

LA CONSOMMATION INDUSTRIELLE D'ELECTRICITE EN ALGERIE 2000-2014

Introduction

Nous avons choisi d'illustrer notre travail dans le cadre de la consommation d'électricité haute tension, c'est à dire, celle des grandes industries. Nous avons déjà vu que les consommations moyennes par type d'abonné ne se ressemblent pas et n'ont pas évolué de la même manière au cours de la période étudiée 1963-2000.

Par rapport aux types d'énergie électrique servie à la consommation finale, nous avons opté pour l'étude de l'électricité haute tension servie aux grosses industries dont le nombre a évolué de 62 entités en 2000 à 105 entités en 2014. Leur poids dans la consommation globale est passé de 23,3% en 2000 à 18,80% en 2014. Nous avons déjà vu que même les pays industrialisés ont enregistré ce mouvement à la baisse du poids relatif de l'industrie dans la consommation globale d'électricité. En Algérie, ce mouvement signifie aussi la faiblesse du développement de l'industrie.

Section 1. La consommation d'électricité haute tension

1. Les caractéristiques de la consommation en haute tension

Dans ce paragraphe, nous abordons d'abord le poids de la consommation haute tension par rapport aux autres types de consommation, la nature des abonnés, l'évolution de leur consommation répartie par branche d'activité.

A. Le poids global de la consommation haute tension

Nous avons déjà remarqué dans le chapitre précédent que la consommation industrielle d'électricité est devenue la part la plus faible.

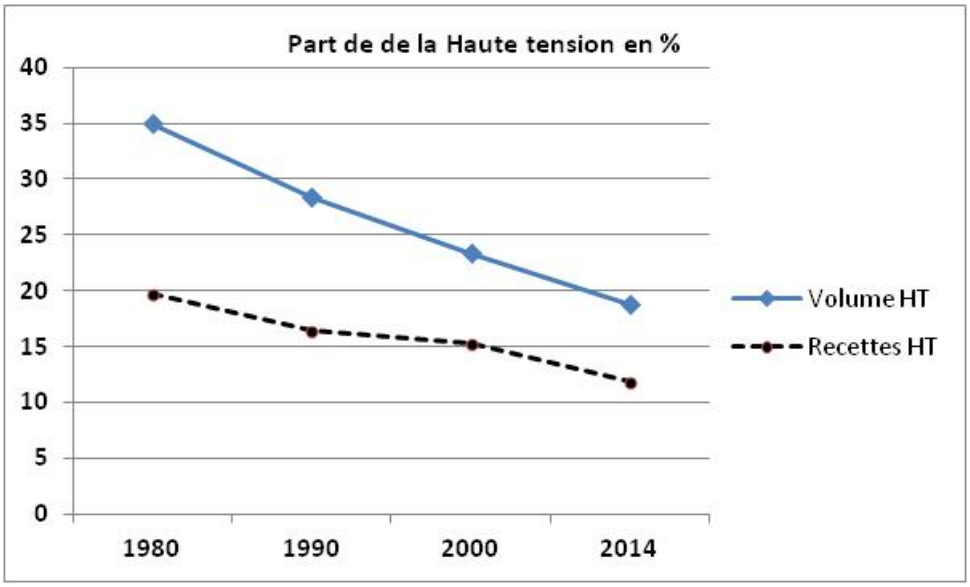
Pour la Sonelgaz, les ventes de haute tension en quantité physique et les recettes qui en découlent ont fortement baissé au cours des vingt dernières années.

Tableau 41. Evolution du Poids des ventes de l'électricité HT en % (volume et valeur)

	1980	1990	2000	2014
Consommation en volume HT en % du total	35,00	28,40	23,40	18,80
Part des recettes de HT en % du total	19,70	16,40	15,30	11,80

Calculés par l'auteure à partir des données Sonelgaz

Graphique 12. Evolution du Poids des ventes de l'électricité HT en % (volume et valeur)



Elaboré par l'auteure à partir des données Sonelgaz

En 1980, les ventes de la HT représentaient 35 % des quantités vendues et rapportaient à la Sonelgaz 19,70 % de ses recettes. En l'an 2000, la HT ne représente plus que 23,40 % des quantités vendues et ont rapporté 15,30 % des recettes. Mais en 2014, cette chute a continué puisque les ventes en HT ont représenté 18,8 % de l'électricité vendue et n'ont rapporté que 11,80 % des ventes d'électricité.

Ces données signifient qu'il n'y a pas de correspondance entre quantités vendues et recettes générées. Elles signifient que les prix pratiqués pour la haute tension sont relativement plus faibles que les prix pratiqués pour les autres catégories de tension (MT et BT). Nous verrons plus loin les différences relatives de ces prix.

Le rapport entre le volume et les recettes est passé de 1,78 en 1980 à 1,53 en 2000 pour remonter à 1,59 en 2014. Le réajustement des tarifs HT au cours de la période 1980-2000 a eu pour effet de réduire le décalage entre la part du volume vendu et la part des recettes récupérées par ces ventes. Mais le blocage des tarifs au cours de la décennie 2000 a eu l'effet inverse et le rapport entre volume et recettes a commencé à augmenter pour atteindre 1,59 en 2014.

B. Les abonnés de la haute tension

Le nombre d'abonnés a fortement évolué entre 1963 et 2000 en passant de 2 à 62 pour atteindre 105 en 2014. Il reste cependant relativement faible et concerne principalement les grandes industries. Au cours de la dernière décennie, ce nombre a aussi évolué manière importante en passant de 71 en 2005 à 105 en 2014.

Tableau 42. Evolution du nombre d'abonnés HT

1970	1980	1990	2000	2010	2014
12	43	56	62	97	105

Ces abonnés se répartissent différemment selon les différentes branches d'activité économiques comme le montre le tableau suivant

Tableau 43. Répartition des abonnés par secteur d'activité économique

Secteurs d'activité économique	2000	2014
Eaux	4	19
Hydrocarbures	17	26
Mines et carrières	3	3
I.S.M.M.E	14	21
matériaux de construction	11	13
Industries textiles	1	1
Bois, papier, Liège	2	3
Chimie, caoutchouc, plastique	7	10
Industries agro-alimentaires	*	3
Hôtels, Restaurants, cafés	*	1
Transport et PTT	3	5
Total	62	105

Par secteurs d'activité économique, les hydrocarbures occupent la première place en 2000 et en 2014 avec17 abonnés sur les 62 en 2000, soit plus de 27 % et 26 abonnés sur les 105 en 2014, soit 24,80%. Les industries lourdes ISMME (sidérurgie, métallurgie, mécanique, électriques)

totalisent 21 abonnés et les matériaux de construction, c'est à dire principalement les cimenteries, totalisent 13 abonnés en 2014.

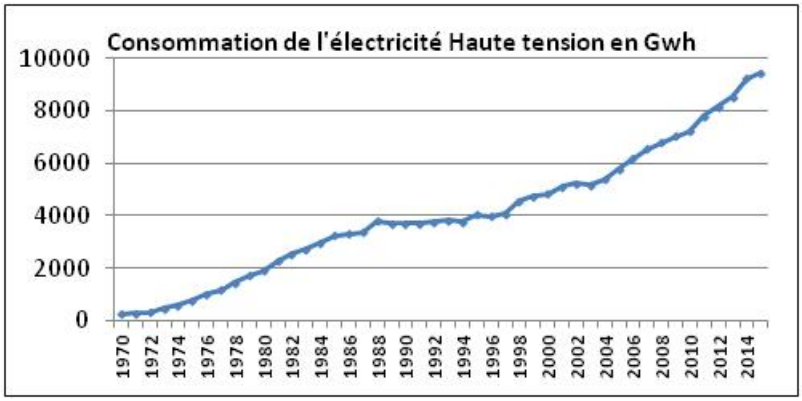
En 2014, en termes d'abonnés, le secteur qui a émergé le plus est celui de la production des eaux, c'est-à-dire, les grandes usines de dessalement de l'eau de mer.

2. La consommation H.T

A. L'évolution générale de la consommation HT

La consommation globale de ce type d'énergie destinée à la grande industrie a connu trois périodes significatives dans son évolution et traduisent bien l'évolution de l'économie toute entière.

Graphique 13. Evolution à long terme de la consommation d'électricité haute tension



Construit par l'auteure d'après les données Sonelgaz

Ce graphique montre qu'au cours de la première période 1970-1988, la consommation de la H.T a été multipliée par 15,06. La deuxième période 1988-1997 a été marquée au départ par une chute de la consommation pour se relever très légèrement, mais globalement elle n'a connu qu'une petite augmentation, soit 7,7 % sur 10 années. C'est une période d'une forte stagnation de la consommation industrielle de l'électricité. La troisième période a été marque par une reprise de la croissance de la consommation de la Haute tension. Celle-ci a été multipliée par 2,3 fois entre 1997 et 2014.

De manière plus détaillée, la consommation de l'électricité haute tension a connu une forte évolution au cours des décennies précédentes. Elle a été multipliée par plus de 19 en trente ans, entre 1970 et 2000, et a moins que doublé en 15 ans, entre 2000 et 2014.

Tableau 44. Indice d'Evolution de la consommation d'électricité haute tension

	1970	1980	1990	2000	2014
Consommation en GWh	252	1909	3694	4850	9248,3
Indice d'évolution	100	758	1465	1925	3670

L'évolution n'a pas été uniforme au cours des quatre dernières périodes :

1970-1980 une croissance de 658 %
1980-1990 une croissance de 93,3 %
1990-2000 une croissance de 31,4 %
2000-2014 une croissance de 90,6 %

Au cours des dernières périodes, la croissance de la consommation d'électricité haute tension a été relativement très faible. Cette faiblesse traduit, d'une certaine manière, la crise dans laquelle se débat le secteur industriel public depuis 1990.

La consommation moyenne par abonné permet de relever des différences importantes entre les différentes activités économiques.

Tableau 45. Consommation moyenne annuelle d'un abonné HT en GWh

Secteurs d'activité économique	2000	2014	Croissance 2014/2000
Eaux	29,75	92,64	+211,4%
Hydrocarbures	133,24	122,68	-7,9%
Mines et carrières	14,67	12,60	-14,1%
I.S.M.M.E	75,00	59,12	-21,2%
Matériaux de construction	95,09	165,85	74,4%
Industries textiles	25,00	8,60	-65,6%
Chimie, plastique, bois, papiers	28,67	51,01	+77,9%
Industries agro-alimentaires	**	26,07	**
Transport et PTT	13,70	22,60	+65,0%
Total	78,20	88,08	+12,6%

En 2014, c'est le secteur des matériaux de construction, c'est à dire les cimenteries, qui consomme le plus d'électricité par abonné, suivie par le secteur des hydrocarbures et celui des eaux qui consomment le plus d'énergie électrique par abonné. Ce sont ces trois secteurs qui concentrent le plus d'abonnés gros consommateurs d'électricité Haute tension.

Les évolutions de la consommation par abonné sont différentes d'un secteur à l'autre. Globalement, l'abonné haute tension a augmenté sa consommation entre 2000 et 2014 de +12,6%. Mais, cette évolution est très diversifiée selon les secteurs d'activité économique.

Entre 2000 et 2014, c'est le secteur de la production des eaux qui a enregistré la plus forte croissance (+211,4%) suivi des secteurs de la chimie (+77,9%), des matériaux de construction (+74,4%) et enfin des transports (métro et tramways) (+65%). Par contre, des secteurs ont enregistré des chutes importantes de consommation par abonné comme celui des industries textiles (-65,6%) et celui des industries lourdes, ISMME, (-21,2%).

Les industries qui ont enregistré une forte baisse de consommation d'énergie électrique Haute tension sont des industries qui connaissent une forte crise de production.

B. La consommation par secteur d'activité

La consommation de ce type d'électricité est très diversifiée. Elle ne concerne pas les branches d'activité de la même manière.

On constate, en 2014, que les secteurs de l'eau et de l'énergie, au sens large, consomment à eux seuls plus de 53,5% de l'électricité en haute tension. En 1980, ces secteurs ne consommaient que 32 % du total. Viennent après les cimenteries avec 23,30% et l'ISMME[119] avec 13,4% et le secteur de la chimie plastique avec 7 %. Les autres grands secteurs, consommateurs de ce type d'énergie (Transports, communication, services, et autres industries…) se partagent seulement 3% du total.

[119] ISMME = industries sidérurgiques, métallurgiques, mécaniques, électriques et électroniques

Tableau 46. Structure de la consommation d'électricité par secteur

	1980	2000	2014
Eau, énergie	2,29	2,46	19,03
Hydrocarbures	29,78	46,71	34,49
Mines et carrières	3,41	1,03	0,41
I.S.M.M.E	23,44	21,66	13,43
matériaux de construction	28,77	21,56	23,31
Inudustries textiles	1,7	0,52	0,10
Bois papier, Liège	3,78	1,09	0,36
Chimie, caoutchouc, plastique	5,97	4,15	6,60
Industries agro-alimentaires	0,	0,	0,85
Hôtels, Restaurants, cafés	0,	0,	0,20
Transport et PTT	0,85	0,83	1,22
Total	100	100	100

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz

La lecture de ce tableau montre bien les secteurs qui ont gagné en importance, entre 1980 et 2014, comme la production de l'eau et de l'énergie, et ceux qui se sont effondrés comme les industries sidérurgiques et mécaniques et les industries textiles.

C. La consommation de l'électricité HT et le PIB

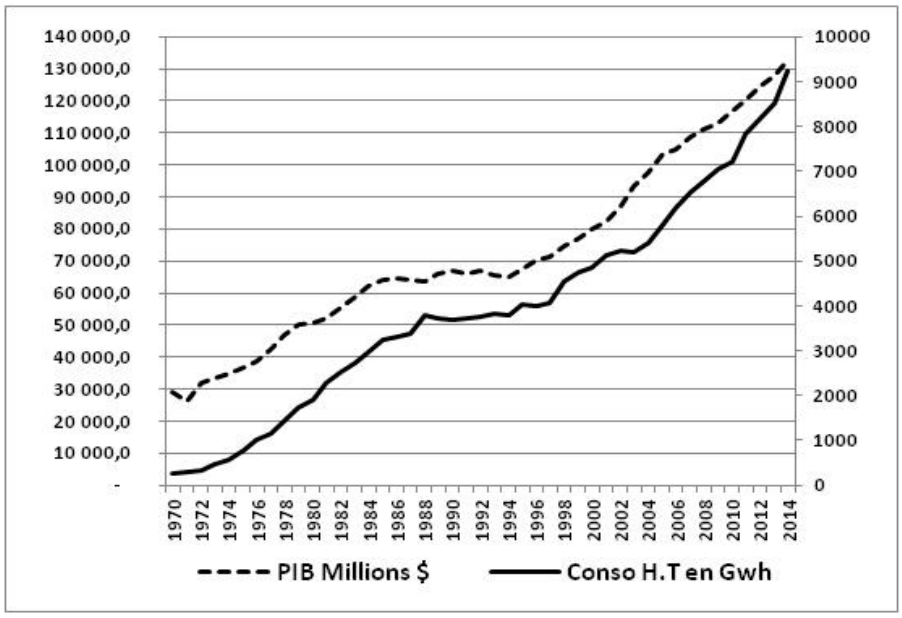
La consommation de l'électricité haute tension : un vrai marqueur de l'évolution du PIB ?

Par rapport aux types d'énergie électrique servie à la consommation finale, nous avons opté pour l'étude de l'électricité haute tension servie aux grosses industries dont le nombre a évolué de 62 entités en 2000 à 105 entités en 2014. Leur poids dans la consommation globale est passé de 23,3% en 2000 à 18,80% en 2014. Nous avons déjà vu que même les pays industrialisés ont enregistré ce mouvement à la baisse du poids relatif de l'industrie dans la consommation globale d'électricité. En Algérie, ce mouvement signifie aussi la faiblesse du développement de l'industrie.

En calculant le taux de corrélation entre les deux séries, du PIB (en dollars constants de 2005)[120] et de la consommation de l'électricité Haute tension pour la période 1970-2014, nous trouvons *R=0,99* soit une corrélation presque parfaite entre ces deux variables. Autrement dit, il y a une parfaite similitude entre l'évolution du PIB et celle de la consommation industrielle de l'électricité.

[120] Selon les données de la Banque mondiale, World development indicators, 2016

Graphique 14. Evolution du PIB et de la consommation d'électricité HT



Construit par l'auteure d'après les données WDI de World Bank.
A gauche, le PIB en millions de dollars constants de 2005 et à droite la consommation HT en GWh

Pour résumer, on peut dire que l'examen de l'évolution de la consommation d'électricité haute tension dans l'économie algérienne renseigne sur l'évolution du PIB dans sa globalité et peut être considéré comme un véritable indicateur de la croissance de ce PIB.

D. Une forte relation entre la consommation de l'énergie électrique et la production de chaque secteur ?

La littérature traitant de la relation entre la consommation de l'énergie électrique et la croissance met en relief, sans aucun doute[121], comme le précise Jacques Percebois, une forte relation entre cette consommation et la croissance du PIB. Mais précise-t-il, cette relation ne fonctionne pas de la même manière selon les périodes étudiées (court, moyen, long termes) ni les niveaux de développement des économies. Autrement dit, il n'y a pas le même type de relation entre ces deux paramètres (consommation de l'énergie électrique HT et PIB) dans tous les secteurs d'activité économique d'un pays. Ces deux auteurs soulignent que de nombreuses études empiriques ont illustré cette conclusion.

Dans le cas qui nous intéresse, nous voyons bien que certains secteurs comme les industries lourdes (ISMME) et les matériaux de construction ont enregistré une augmentation de leur consommation

[121] Percebois Jacques, Hansen Jean Pierre, (2015), Energie, Economie et Politiques, 780 p. éd. De Boeck université Bruxelles.

d'électricité HT et ont enregistré également une augmentation plus conséquente de leur valeur ajoutée. D'autres secteurs comme les hydrocarbures et la chimie ont connu une situation inverse : le taux d'augmentation de la valeur ajoutée est inférieur à celui de la consommation HT.

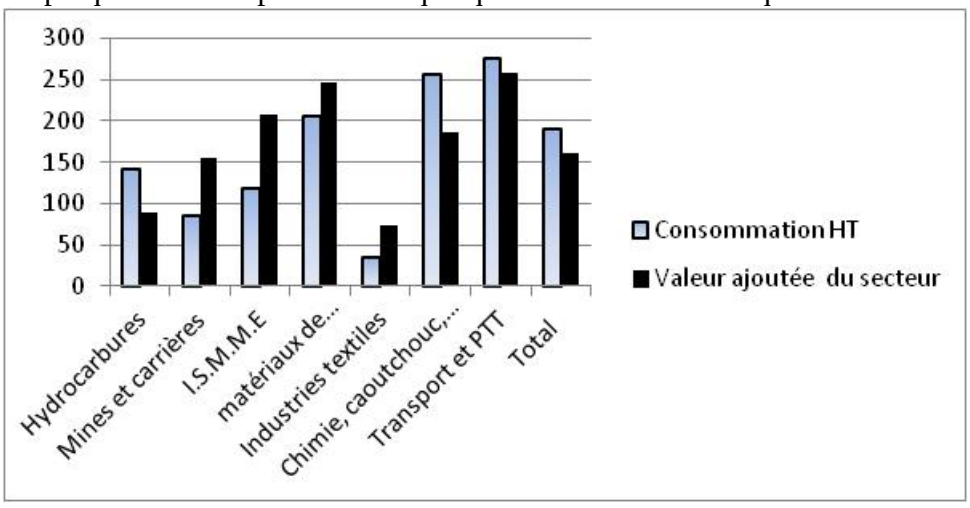
Globalement pour l'ensemble de ces secteurs, entre 2000 et 2014, la consommation de l'électricité HT a augmenté de 90,76% et la valeur ajoutée n'a augmenté que de 60,36 %.

Tableau 47. Comparaison de la croissance de la consommation d'électricité et de la Production

Evolution de l'indice	Consommation HT	Valeur ajoutée du secteur
2000=100	2014	2014
Eau,	1 479,08	265,21
Hydrocarbures	140,83	88,88
Mines et carrières	85,91	155,67
I.S.M.M.E	118,25	207,89
matériaux de construction	206,13	245,68
Industries textiles	34,40	73,60
Chimie, caoutchouc, plastique	257,02	185,60
Industries agro-alimentaires	-	159,52
Transport et PTT	274,94	257,42
Total	190,76	160,36

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz et les Comptes économiques ONS

Graphique 15. Comparaison de quelques secteurs économiques



Section 2. Les différents modes de consommation de l'électricité Haute tension

Par mode de consommation nous entendons les utilisations de l'électricité aux différents postes horaires de la journée. Le système tarifaire avait pour objectif de rationaliser la consommation des industries en les amenant à réduire l'usage de l'électricité aux heures de pointe. Quel a été le résultat de ce système ?

1. Les postes horaires

Le mode de consommation se mesure par le poids des différents postes horaires dont les tarifs sont différents et déterminent le montant de la facture d'électricité payée par les industries.

En opérant une différence importante entre le prix du KWh consommé en heures creuses et le KWh consommé en heures de pointe, l'objectif était d'arrêter sinon de ralentir considérablement la consommation de l'électricité entre 17 h et 21 h (heures de pointe). Cette rationalisation de la consommation permettrait à la Sonelgaz de ne pas être obligée d'investir dans des centrales de production qui ne travailleraient que quelques heures de la journée pour répondre à la demande de pointe. Leur coût de fonctionnement serait très élevé. Quel est la répartition du temps de consommation d'électricité pour une industrie qui travaille sans arrêt (24 /24) ?

Tableau 48. Répartition des postes horaires dans une journée et dans l'année

	Heures creuses	Heures pleines	Heures de	Total
Horaires	22h30 à 6 h	6h à 17 h et 21 h à 22h 30	17 h à 21 h	
Nombre d'heures par jour	7h 30	12 h 30	4 h	24 h
Nombre d'heures par an	2738 h	4562 h	1460 h	8760 h
Répartition en %	31,20	52,10	16,70	100 %

Source : élaboré à partir données de la Sonelgaz

On constate que les parts des postes horaires sont différents, et pour une industrie qui fonctionne toute l'année, les heures de pointe représentent 16,70 % de son temps, mais leur poids est beaucoup plus important dans la facture d'électricité. Car le KWh consommé en heures de pointe coûte plus de 11 fois plus cher que celui de l'heure creuse et presque 5 fois celui de l'heure pleine comme le montre le tableau des tarifs suivant.

Tableau 49. Derniers tarifs par poste horaire de l'électricité Haute tesion à partir de janvier 2016

Tarif à partir du 01/01/16	Heures de nuit (heures creuses)	Heures pleines	Heures de pointe
Horaires	de 22h30 à 6 h	de 6h à 17 h et de 21h à 22h30	17h à 21 h
Tarif du KWh consommé	59,03 cDA	136,62 cDA	660,85 cDA
Indice de comparaison	100	231,4	1119,5

Construit d'après document CREG, 2016

On constate que cette structure des tarifs (relation entre les trois tarifs) n'a pas changé depuis 1998 puisque pour 2016, ces tarifs ont augmenté de manière uniforme de 60%, entre l'année 2000 et 2016.

Tableau 50. Les différents tarifs des postes horaires en centimes de DA le KWh en janvier 2000

Tarif à partir du 01/01/2000	Heures de nuit (heures creuses)	Heures pleines	Heures de pointe
Horaires	de 22h30 à 6 h	de 6h à 17 h et de 21h à 22h30	17h à 21 h
Tarif du KWh consommé	36,90 cDA	85,40 cDA	413,10 cDA
Indice de comparaison	100	231,4	1120

Calculs opérés à partir du Décret 98-264 du 29 août 1998

Cette structure des tarifs est stable et la dernière augmentation des tarifs effective à partir de janvier 2016 n'a pas introduit de changement dans ce domaine.

En fait, cette structure des tarifs n'a pratiquement pas changé depuis sa mise en place en 1980. Quelle a été la pratique de consommation des industries ?

2. La pratique de consommation des industries

Les données relatives à la structure de consommation globale de l'ensemble des secteurs d'activité économique par poste horaire[122] indiquent des changements importants de pratique de consommation :

- elles concernent les heures creuses dont le poids s'est réduit, entre 1985 et 2000 pour croitre fortement en 2014,
- une croissance du poids des heures pleines entre 1985 et 2000 pour retomber en 2014
- Quant aux heures de pointe, leur poids a connu une très faible baisse, au point où le niveau de 2014 correspond exactement à celui de 1985, comme le montre le tableau suivant.

Tableau 51. Structure de la consommation d'électricité HT des secteurs en %

Postes horaires	1985	1995	2000	2014
Heures de pointe	13	11,6	10,8	13
Heures pleines	54,4	64,9	67,3	41,3
Heures creuses	32,6	23,5	21,9	45,8
Total	100	100	100	100

Source : calculs effectués par l'auteure d'après données de Sonelgaz

En 1985, les heures de pointe représentaient 13 %, puis 10,8 % en 2000 pour revenir à 13 % en 2014. Mais le poids des heures pleines est passé de 54,4 % en 1985 à 67,3 % en 2000 pour retomber à 41,3 % en 2014.

On constate en fait un déplacement de la consommation des heures creuses (la nuit) vers la consommation en heures pleines (jour). S'agit-il seulement des conséquences des conditions sécuritaires qui auraient entraîné un ralentissement du travail nocturne dans les grandes industries ?

En tout cas, l'objectif de réduction de consommation en heures de pointe n'a pas été véritablement atteint. Ce poste horaire a un poids relativement important dans la structure de consommation et surtout dans la structure de la facture d'électricité payée par les industries.

Ces tarifs sont fortement discriminants entre les postes horaires, et les industries, travaillant en continu, n'ont pas toujours la possibilité d'adapter leur fonctionnement (arrêter la production par exemple entre 17h et 21h ou la ralentir) pour éviter un coût de l'énergie trop élevé. L'autre possibilité utilisée par certaines industries est d'investir dans la production de l'électricité

[122] Sonelgaz publie depuis 1980, mensuellement un *Rapport mensuel Statistiques* détaillé, indiquant les ventes globales d'électricité Haute Tension aux secteurs économiques par poste horaire. Elle publie également une synthèse annuelle.

(l'autoproduction) pour satisfaire leurs besoins pour cette tranche horaire et vendre la production au groupe Sonelgaz le reste du temps à des prix avantageux. Il en a découlé, au cours de la dernière décennie une consommation de plus en plus sensible aux tarifs, comme le montre le tableau concernant 2014. Bien entendu, la marge de manœuvre des industries ne semble concerner que les heures creuses (la nuit), puisqu'un changement important en faveur de cette tranche horaire s'est opéré. Cette tranche horaire (la moins chère) ne permettait la consommation que de 22 à 23 % de l'électricité haute tension avant les années 2000 et devient progressivement majoritaire depuis cette date, atteignant 45,76 % en 2014.

L'application de cette analyse au secteur des ciments permettra-t-elle de tirer les mêmes conclusions ?

Section 3. L'analyse du secteur des ciments

Nous avons choisi d'illustrer notre thèse dans le secteur des ciments car il est l'un des plus grands consommateurs de l'énergie électrique haute tension. Ce secteur est en train de se développer par le nombre de cimenteries qui va croitre passant de 13 en 2015 à 17 en 2018 et d'une production qui va atteindre 25 millions de tonnes à l'horizon 2018, selon les différentes prévisions, alors qu'elle a longtemps plafonné autour de 12 millions depuis le milieu des années 2000.

1. La consommation de l'électricité dans l'industrie du ciment

Nous avons choisi d'analyser dans le détail la consommation de l'énergie électrique haute tension dans l'industrie du ciment qui absorbe le quart de la consommation nationale d'électricité haute tension. Ce secteur regroupe, en 2014, 13 cimenteries dont 11 appartiennent au secteur public GICA[123] et 2 à la société Lafarge. Plusieurs cimenteries sont en construction et vont enter en production à partir de 2016- 2017.

Entre 2000 et 2014, ce secteur a plus que doublé sa consommation de l'énergie électrique tout comme d'ailleurs sa production de ciment qui a été multipliée par 2,42 au cours de cette période. Mais a-t-il réduit sa consommation d'électricité la plus chère (heures de pointe et heures pleines) ?

A. Formes de consommation de l'électricité : une particularité des cimenteries

A l'examen de la structure de consommation, entre les années 2000 et 2014, les cimenteries n'avaient pas véritablement adapté leur comportement en termes de consommation d'énergie électrique, à la différence du reste de l'industrie qui a renforcé la consommation de l'électricité haute tension au cours des heures creuses, c'est-à-dire, une mise en fonctionnement intensif au cours de la nuit et une relative réduction au cours des heures de pointe et des heures pleines.

[123] Le Groupe Industriel des Ciments d'Algérie "Groupe GICA" a été créé par décision de l'Assemblée Générale Extraordinaire, suite à la transformation juridique de l'ex Société de Gestion des participations « Industrie des Ciments » en date du 26 novembre 2009. Le Groupe Industriel des Ciments d'Algérie "Groupe GICA", est une société par actions au capital de : 25 358 000 000 dinars.

Tableau 52. Structure de la consommation d'électricité H.T dans l'industrie du ciment (Public)

en %	2 000	2 014
Heures de pointe	15,20	16,10
heures pleines	52,90	51,70
heures creuses	31,90	32,20
	100	100

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz

Dans l'industrie du ciment, il y a une très faible variation de la structure de consommation en 15 ans. Au contraire, les heures de pointes (les plus chères) ont gagné presque 1 point. Par contre, les heures creuses (les moins chères) n'ont gagné qu'un demi-point, en 15 ans, et les heures pleines ont perdu un peu plus d'un point.

L'industrie du ciment se caractérise par la faiblesse du travail en heures creuses (les moins chères en électricité) au profit des heures pleines plus importantes. Par contre, en ce qui concerne le poste horaire « heures de pointe », l'industrie du ciment ne se différencie pas des autres secteurs.

Tableau 53. Structure de la consommation HT

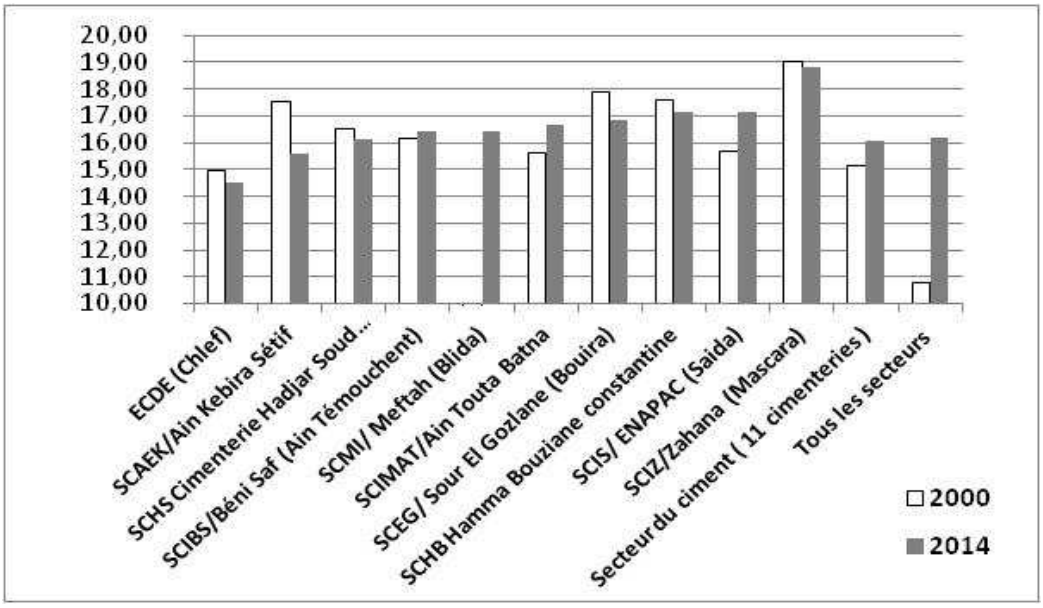
Postes horaires 2014	Toute l'industrie	Les cimenteries
Heures de pointe	16,20	16,10
Heures pleines	39.70	51,70
Heures creuses	44,10	32,20
Total	100	100

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz

B. Une forte différenciation intersectorielle

L'examen de la structure de consommation d'électricité des différentes cimenteries révèle une forte différenciation de leur mode de consommation, à la fin de l'année 2014. En étudiant uniquement le poids des heures de pointe, on se rend compte qu'il y a une grande variété de situations, qui traduit une variété de modes de gestion des onze cimenteries du secteur public.

Graphique 16. Comparaison du poids des heures de pointe des cimenteries entre 2000 et 2014



Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de la Sonelgaz

En 2014, la cimenterie de Zahana (Mascara) enregistrait le poids le plus élevé des heures de pointe avec 18,82 %, comme en 2000 avec 19,05 %. Par contre, la cimenterie de Meftah (Blida) enregistrait le poids le plus faible en 2000 avec 8,14 % et, en 2014, c'est la cimenterie de Chlef (l'ECDE de Chlef) qui a enregistré le poids le plus faible avec 14,50%.

Tableau 54. Evolution de la part des postes horaires des différentes cimenteries

En %	**Heures creuses**		**Heures de pointe**		**Heures pleines**	
Cimenteries du secteur public	**2000**	**2014**	2000	**2014**	**2000**	**2014**
ECDE (Chlef)	33,86	34,00	14,96	14,50	51,18	51,50
SCAEK/Ain Kebira Sétif	31,96	32,95	17,53	15,61	50,52	51,45
SCEG/ Sour El Gozlane (Bouira)	31,34	31,86	17,91	16,81	50,75	51,33
SCHB Hamma Bouziane constantine	25,00	31,53	17,59	17,12	57,41	51,35
SCHS Cimenterie Hadjar Soud Skikda	33,03	32,31	16,51	16,15	50,46	51,54
SCIBS/Béni Saf (Ain Témouchent)	35,48	31,34	16,13	16,42	48,39	52,24
SCIMAT/Ain Touta Batna	34,38	31,88	15,63	16,67	50,00	51,45
SCIS/ ENAPAC (Saida)	33,33	31,53	15,69	17,12	50,98	51,35
SCIZ/Zahana (Mascara)	29,76	29,41	19,05	18,82	51,19	51,76
SCMI/ Meftah (Blida)	31,40	32,09	8,14	16,42	60,47	51,49
SCT/Elma Labiod Tébéssa	37,04	33,85	3,70	10,77	59,26	55,38
Secteur du ciment (11 cimenteries)	**32,0**	**32,2**	15,2	**16,1**	**52,9**	**51,7**
Tous les secteurs d'activité économiq.	**21,90**	**44,10**	10,80	**16,20**	**67,30**	**39,70**

Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz

2. Le prix moyen de vente du KWh haute tension

A. Un indicateur de gestion synthétique

Le prix moyen est un indicateur de gestion utilisé pour synthétiser les huit différents éléments composant une facture d'électricité de haute tension et à présenter un seul prix lié au volume de kWh consommé :

Prix moyen de vente d'électricité haute tension consommé par une entreprise
=
Montant de la facture payée
divisé par
le volume d'électricité consommé en KWh

Le calcul du prix moyen est nécessaire car la facture payée par l'abonné industriel est une somme composée de huit éléments différents et interdépendants.

Ce prix moyen sert d'indicateur à la fois pour l'entreprise de production de l'électricité qui opère des comparaisons entre les différents consommateurs, mais également au plan historique pour un consommateur. Ce prix moyen permet de connaitre l'évolution des tarifs dans le temps en relation avec l'inflation notamment mais aussi de savoir si le consommateur a réalisé des économies, par tonne produite selon les différents secteurs d'activité. Le prix moyen de vente est calculé par mois et par année.

Schéma 13. **Eléments entrant dans la facture d'un abonné industriel**

Montant mensuel de la facture **=** Somme des (énergie consommée par **Poste horaire** X Tarif de l'énergie par poste horaire) = ∑ **Volume des heures creuses X tarif des heures creuses** **+** **Volume des heures de pointe X tarif des heures de pointe** **+** **Volume des heures pleines X tarif des heures pleines**
+ Tarif de la facturation de la **PMD** X Puissance Mise à Disposition **+** Tarif de la facturation de la **PMA** X Puissance Maximale Absorbée **+** Tarif de l'énergie **réactive** X (Energie réactive consommée -0,5 x énergie consommée) + Redevance fixe **+** Les Taxes fixées par l'Etat

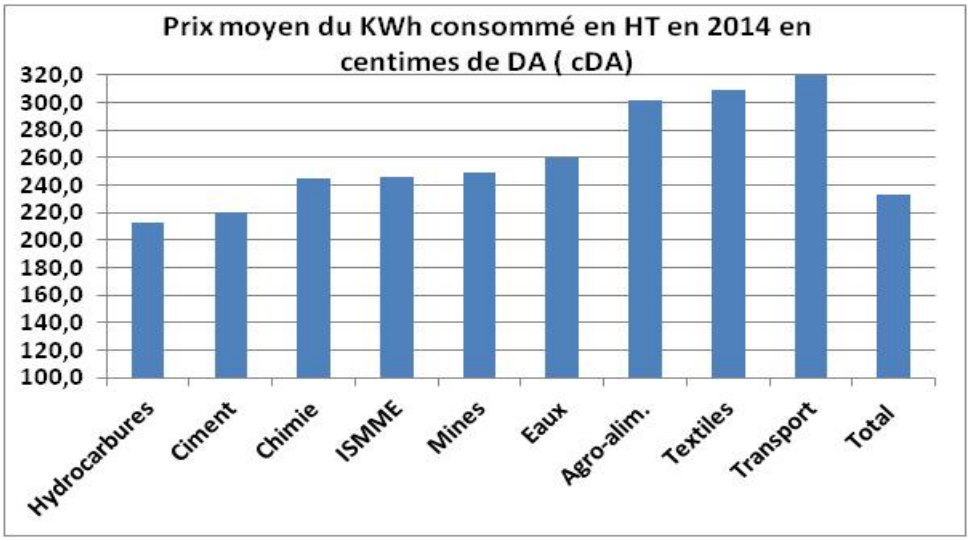
Source : Construit d'après document CREG, 2016

B. La diversité des prix moyens pour la même période

Les tarifs de l'électricité haute tension sont les mêmes pour tous les abonnés industriels, mais ceux-ci n'ont pas le même comportement ni la même possibilité d'usage de l'électricité. Certaines usines peuvent s'arrêter ou ralentir la production et la consommation d'électricité haute tension, pendant les heures de pointe (entre 17 h et 21 h) au cours desquelles, le KWh consommé coûte 11 fois plus cher que le KWh consommé entre 22h30 et 6h du matin (heures creuses) et 5 fois plus cher que pour les heures pleines de la journée (de 6h à 17h et de 21h à 22h30).

Il découle du calcul une forte diversité des prix moyens de vente de l'électricité haute tension comme le montre le tableau suivant pour les différents secteurs d'activité économique.

Graphique 17. Prix moyen de l'électricité HT consommée par les différentes cimenteries



Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz

Le secteur des hydrocarbures qui consomme presque 35 % de l'électricité haute tension vendue par le groupe Sonelgaz enregistre les prix moyens les plus faibles en 2014, soit 212,7 centimes de dinars (cDA) le KWh, alors que la moyenne de tous les secteurs réunis a atteint 232,6 cDA, soit presque 10% de plus que le secteur des hydrocarbures.

Le secteur qui a enregistré le prix moyen le plus élevé est celui des transports (métro, tramway et trains) avec 329,4 cDA, soit 55% de plus que les hydrocarbures. Le secteur des ciments reste le deuxième secteur ayant les prix moyens les plus faibles avec 220,7 cDA, soit à peine 3,8 % de plus que les hydrocarbures.

Mais, si le secteur des ciments pris dans son ensemble (13 cimenteries = 11 publiques et deux privées) enregistre relativement les prix moyens les plus faibles, l'examen détaillé révèle aussi une forte diversité à l'intérieur de ce secteur. Autrement dit, les cimenteries du secteur public ne fonctionnent pas de la même manière, comme on va le voir.

C. La diversité des prix moyens pour les cimenteries

La performance des cimenteries en matière de consommation industrielle de l'électricité n'est pas identique.

Les prix moyens varient entre 201,5 et 248,4 cDA, soit une marge de 23%, ce qui est très important pour un input capital pour ce type d'activité. On constate une différence entre la moyenne du

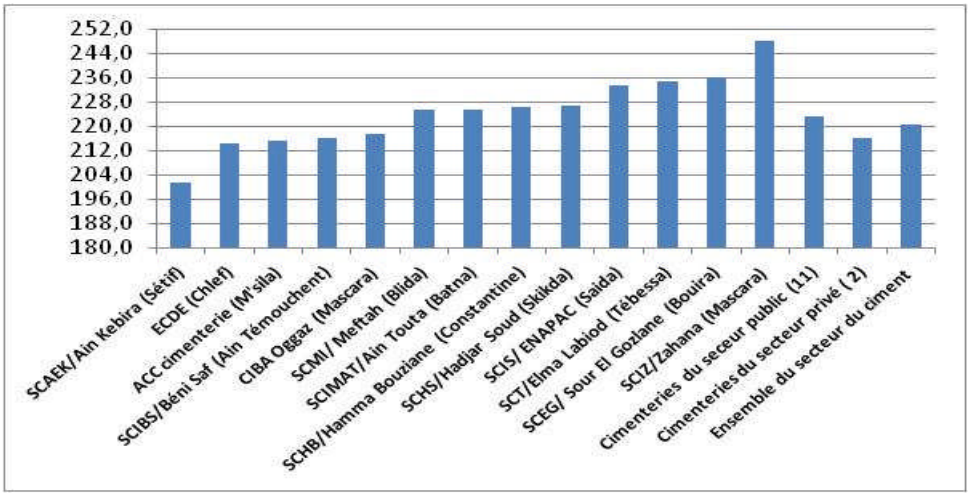
secteur public et celle du secteur privé. Le premier enregistre un surcoût de 3,2 % sur chaque KWh consommé par rapport au second. Cependant, cette différence semble minime et le secteur privé n'enregistre pas d'avantages sur trois cimenteries publiques.

Tableau 55. Comparaison des prix moyens de l'électricité consommée par les différentes cimenteries

2014	cDA	indice
SCAEK/Ain Kebira (Sétif)	201,5	100,0
ECDE (Chlef)	214,3	106,3
ACC cimenterie (M'sila)	215,3	106,9
SCIBS/Béni Saf (Ain Témouchent)	216,4	107,4
CIBA Oggaz (Mascara)	217,6	108,0
SCMI/ Meftah (Blida)	225,7	112,0
SCIMAT/Ain Touta (Batna)	225,7	112,0
SCHB/Hamma Bouziane (Constantine)	226,3	112,3
SCHS/Hadjar Soud (Skikda)	227,1	112,7
SCIS/ ENAPAC (Saida)	233,7	116,0
SCT/Elma Labiod (Tébessa)	234,7	116,5
SCEG/ Sour El Gozlane (Bouira)	236,1	117,2
SCIZ/Zahana (Mascara)	248,4	123,3
Cimenteries du seceur public (11)	**223,2**	**110,8**
Cimenteries du secteur privé (2)	216,3	107,4
Ensemble du secteur du ciment	220,7	109,5

Elaboré par nous même à partir des données de Sonelgaz

Graphique 18. Comparaison des prix moyens de l'électricité HT consommée par les différentes cimenteries



Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz

D. Quelle a été l'évolution des prix moyens ?

D'une manière générale, le prix moyen du KWh consommé par les cimenteries a connu une augmentation de 30,4 % entre 2000 et 2014, alors que ce taux a été de 39,6 % pour l'ensemble des secteurs réunis. En quinze ans, le secteur a enregistré une faible augmentation des prix moyens, car les tarifs de l'électricité n'ont pas changé depuis plus d'une décennie.

Tableau 56. Evolution des prix moyens de l'électricité consommée HT entre 2000 et 2014

Prix moyens des cimenteries du secteur public	2000	2014	Variation en %
ECDE (Chlef)	153,1	214,3	+40,0
SCAEK/Ain Kebira (Sétif)	155,7	201,5	+29,4
SCEG/ Sour El Gozlane (Bouira)	172,9	236,1	+36,6
SCHB/Hamma Bouziane (Constantine)	268,2	226,3	-15,6
SCHS/Hadjar Soud (Skikda)	169,9	227,1	+33,6
SCIBS/Béni Saf (Ain Témouchent)	182,2	216,4	+18,7
SCIMAT/Ain Touta (Batna)	155,5	225,7	+45,1
SCIS/ ENAPAC (Saida)	160,2	233,7	+45,8
SCIZ/Zahana (Mascara)	182,3	248,4	+36,2
SCMI/ Meftah (Blida)	158,6	225,7	+42,3
SCT/Elma Labiod (Tébessa)	134,4	234,7	+74,6
Total Cimenteries (11)	171,2	223,2	+30,4
Total tous secteurs	166,6	232,6	+39,6

Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz

E. Une baisse importante des prix (moyens de vente) réels de l'électricité haute tension

En termes de prix courants, nous avons déjà observé que les prix moyens de l'électricité ont augmenté de 39,6% pour tous les secteurs d'activité économique et de seulement 30,4 % pour le secteur des ciments. Mais au cours de cette période, l'indice des prix à la consommation de l'ONS indique que les prix ont augmenté, en moyenne de +71,7%.

Tableau 57. Comparaison des prix moyens courants de l'électricité HT consommée

Prix moyen aux prix courants	**2000**	**2014**	**variation**
Total Cimenteries (11)	171,2	223,2	+ 30,4%
Total tous secteurs	166,6	232,6	+ 39,6%
Indice des prix à la consommation	100	171,7	+ 71,7%

Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz

Le calcul des prix de vente moyens de 2000, sur la base de l'indice des prix à la consommation nous donne les prix moyens de vente, à prix constants de 2014 suivants :

Tableau 58. Comparaison des prix moyens constants de l'électricité HT consommée

Prix moyen aux prix constants de 2014	2000	2014	variation
Total Cimenteries (11)	**294,0**	**223,2**	**-24,1**
Total tous secteurs	**286,1**	**232,6**	**-18,7**

Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz

En effet, le résultat est important à souligner, car les prix réels de l'électricité haute tension servie à tous les secteurs économiques ont baissé de 18,7 %, et pour les cimenteries, ils ont baissé de 24,1%.

Il découle de ces données que les tarifs de l'électricité n'ont pas connu la même évolution que l'indice des prix à la consommation. En dinars constants, les prix moyens de l'électricité H.T ont donc baissé de 9,7 % entre 2000 et 2014.

En France, des études ont tenté de cerner la relation entre le prix de l'énergie le type de comportement des industries. Ces études sont soit des analyses économétriques des questions d'élasticité- prix, c'est à dire la recherche des effets – prix sur l'offre et la demande d'électricité[124] soit des analyses liées au mode de consommation de l'électricité par les industries et leur sensibilité à la variation des prix[125]. Une conclusion importante est tirée par les auteurs.

« L'ensemble des résultats montre à l'évidence la sensibilité des entreprises au prix de l'énergie malgré la faible part de l'énergie dans le coût. Toutefois, cette sensibilité est très variable selon le secteur, la technologie, le niveau absolu de consommation de l'entreprise et évidemment, la part relative du coût énergétique dans le coût global »

L'auteur montre que les hausses de prix de l'énergie ont généré des substitutions avec d'autres facteurs et plus particulièrement avec le capital.

Les industries ont donc été sensibles à la variation des prix de l'électricité et ont modifié leur comportement. Il s'agit là du cas français, c'est à dire une économie de marché développée.

[124] J. GIROD, l'élasticité prix dans les modèles économétriques, Economies et Sociétés n° 12, revue citée, pp 1847-1869.
[125] P. CAPROS, prix de l'énergie et comportement des industriels, Economies et Sociétés n°12, op. cit. pp.1977-2013.

Mais, l’industrie du ciment en Algérie semble avoir réalisé des progrès en termes de production et de modalité de consommation de l’énergie électrique puisqu’elle enregistre l’un des prix moyens les plus faibles de cette énergie de toute l’industrie.

Pour 2014, le prix moyen du kWh consommé (en haute tension) s’est élevé à 220,7 cDA, alors que la moyenne nationale a été de l’ordre de 232,6 cDA. Les autres industries et les transports ont enregistré des prix moyens dépassant les 300 cDA le kWh. La cimenterie de Zahana, objet de notre illustration, se situe dans la moyenne nationale.

3. La cimenterie de Zahana

L'analyse de quelques éléments principaux du fonctionnement de la cimenterie de Zahana (consommation de l'électricité haute tension, prix moyens, impacts du coût de l'électricité sur le coût de production de la tonne de ciment produite) permet d'illustrer encore davantage les conclusions que nous avons tirées sur les cimenteries.

A. Une faible variation de la consommation de l'électricité

A long terme, la consommation physique, en électricité HT, de la cimenterie de Zahana est restée relativement stable durant 30 années, entre 1985 et 2014, avec des variations de 10 %.

Tableau 59. Evolution de la consommation d'électricité haute tension de la Cimenterie Zahana

	1985	1988	1990	1995	2000	2014
Consommation en GWh	93,9	99,2	90,9	103,9	107,9	91,8
Indice d'évolution	100	106	97	111	114	98

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz

L'examen du mode de consommation par poste horaire montre également que la pratique de consommation n'a pas subi de modification au cours de cette longue période.

En effet, les heures de pointe représentent toujours un poids important dans la structure de consommation de l'usine, un poids nettement supérieur à la moyenne nationale des industries. La Cimenterie Zahana consomme en heures de pointe, en 2014, presque 19 % de son électricité alors que la moyenne nationale, à ce poste horaire, se situe autour de 12 % comme on l'a déjà vu[126].

Tableau 60. Structure de la consommation d'électricité haute tension de la Cimenterie Zahana en %

	2000	2014
Heures de pointe	19,05	18,82
Heures pleines	51,19	51,76
Heures creuses	29,76	29,41
Total	100	100

Construit par l'auteure d'après les données statistiques de Sonelgaz

[126] Bouyacoub Djohar (2002), *Tarification et consommation industrielle d'électricité*, Magister de sciences économiques soutenu sous la direction du Professeur Abderrahmane Lellou, à l'Université d'Oran en 2002

L'analyse de la facture d'électricité payée par la cimenterie de Zahana en 2014 et se chiffrant à presque 228 millions de dinars révèle que les heures de pointe ne représentant que 18,82 % de la consommation physique mais représentent 40,35 % de la facture, sans compter l'impact de ce poste horaire sur les autres éléments de la facture.

Mais, ces données ne semblent pas inquiéter l'entreprise de production de ciment car ce produit est très demandé et l'offre ne satisfait pas encore la demande (la pénurie est courante sur le marché), d'autant que le coût de l'électricité haute tension ne représente actuellement que 320,9 DA la tonne vendue soit à peine 5,4 % du chiffre d'affaire. Mais cette situation peut- elle durer, car les tarifs de l'électricité ont commencé dès 2016 à se réajuster à la hausse, d'une manière importante ?

B. Prix moyens de vente et consommation d'électricité

La question qui se pose est de savoir si l'augmentation des prix moyens par l'effet de l'augmentation des tarifs a eu un quelconque effet sur la consommation de l'électricité haute tension.

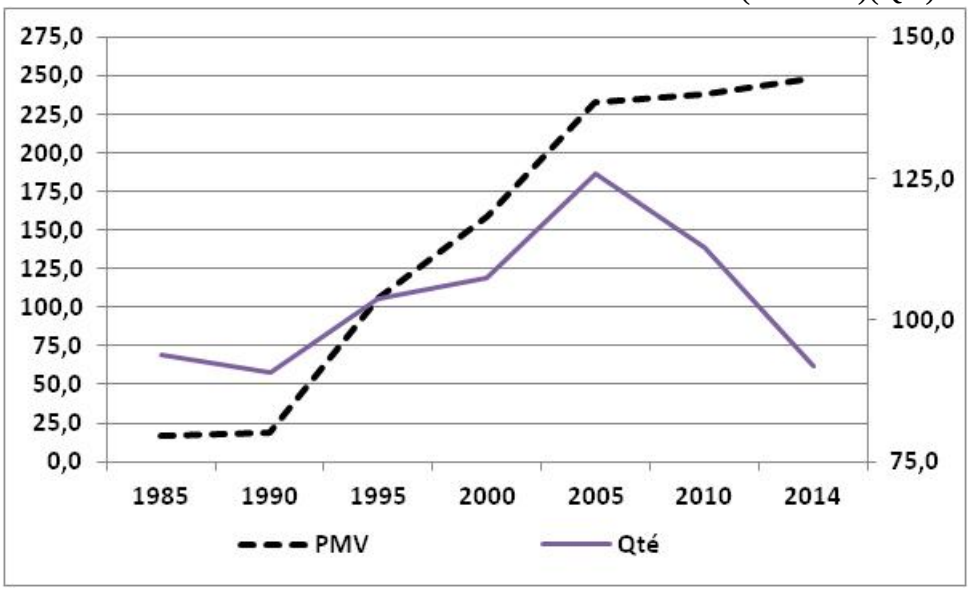
A l'examen des données sur une longue période (et il a fallu reconstituer les données pour les prix moyens de la cimenterie Zahana comme pour sa consommation d'électricité), on peut identifier trois situations :

1°- une première courte période (1985-1990) marquée par une relative stabilité des prix moyens de vente et de la consommation d'électricité.

2°- une deuxième période assez longue (1990-2005) caractérisée par la variation régulière à la hausse des tarifs (appelée réajustement périodique des tarifs intervenant tous les six mois en général)

3°- une troisième période (2005-2015) caractérisée par un quasi-gel des tarifs de l'électricité haute tension entrainant une très faible variation à la hausse des prix moyens. Paradoxalement, cette période a enregistré une baisse importante de la consommation d'électricité haute tension dans l'usine Zahana, comme le montre assez bien le graphique suivant.

Graphique 19. Evolution des prix moyens du KWh (PMV) (en cDA, à gauche) et de la consommation d'électricité à l'usine Zahana (en GWh)(Qté) à droite



Source : Elaboré par l'auteure à partir des données de Sonelgaz

C. Production du ciment et la consommation de l'électricité dans l'industrie du ciment ?

A long terme, on constate une certaine stabilité de la consommation de l'électricité haute tension par tonne produite de ciment jusqu'en 2005, date à partir de laquelle, cette consommation décline à la faveur d'une augmentation de la production globale.

Tableau 61. Consommation d'électricité en kWh par tonne de ciment[127]

Année	1990	1995	2000	2014
Volume en kWh	168	170	166	129,2

Construit d'après les données statistiques de Sonelgaz

[127] Nous avons divisé la quantité de KWh consommée par le volume de production de ciment réalisé à la Cimenterie de Zahaa et qui a évolué de ma manière suivante : en milliers de tonnes : 571 en 1985, 602 en 1988, 542 en 1990, 612 en 1995 et 648 en 2000. Ces données recueillies auprès de la Direction du groupe GICA Oran.
Production en 2014: 710558 tonnes.

Si en 2000, la production d'une tonne de ciment nécessitait l'utilisation de 166 KWh à Zahana, en 2014, elle ne nécessitait que 129,2 KWh, soit une baisse de 22 %.

Notons que la moyenne nationale, pour les 11 cimenteries de GICA, est de 118,98 KWh par tonne produite en 2014[128]. L'usine Zahana, malgré ses progrès, consomme encore 8,6 % de plus, par tonne produite, que la moyenne des cimenteries en 2014.

Cette baisse est le résultat d'un changement de comportement de l'usine en matière de consommation d'électricité haute tension et notamment pendant les heures de pointe. Celles-ci représentaient 56% de la facture en 2000. Elles ne représentent plus que 40,35 % en 2014.

La hausse importante des tarifs introduite en janvier 2016 aura-t-elle un impact encore plus grand sur le comportement des industries grosses consommatrices d'électricité haute tension ?

Telle est la question qui se pose maintenant, pour une recherche future.

[128] En 2014, GICA a produit 11 555 280 tonnes de ciment (données de GICA)

Conclusion du Chapitre V

Ce chapitre constitue l'élément essentiel de notre travail. Il permet de tirer les conclusions suivantes sur la consommation d'électricité et son rapport au système tarifaire à travers les prix moyens.

1° Le poids de l'électricité haute tension a sensiblement augmenté entre 1963 et 1980. Après cette date, son poids a décliné de manière régulière pour atteindre 18,80% en 2014.

2° le poids de la haute tension a également fortement baissé dans la structure du chiffre d'affaires du groupe Sonelgaz. Il représentait 20% en 1980 et seulement 11,80% en 2014. Toute l'industrie grosse consommatrice d'électricité ne génère que 11,8% du Chiffre d'affaires pour Sonelgaz.

3° en 2014, les secteurs des hydrocarbures et de la production des eaux consomment à eux deux plus de 53 % de l'électricité haute tension du pays. Celui des cimenteries (12 en 2014), en consomme presque le quart.

4° sur la longue période 1970-2014, il y a une très forte corrélation entre l'évolution du PIB en dollars constants et la consommation d'électricité haute tension, à savoir, R=0,99 les deux courbes ont pratiquement la même allure. Ce qui nous a autorisé à affirmer que la consommation haute tension est un vrai marqueur de l'évolution de l'évolution économique du pays d'une manière générale et de l'évolution de l'industrie de manière particulière.

5°Malgré une très forte hausse des tarifs se traduisant par une augmentation importante des prix moyens, la consommation en heures de pointe n'a pas véritablement connu de bouleversement entre 1985 et 2014. Le poids des heures de pointe est resté pratiquement le même au cours de cette période autour de 13%. Le changement concerne surtout les heures creuses (les moins chères) qui ont connu une croissance stable au détriment des heures pleines. Leur poids passe de 21,9 % en 2000 à 45,8% en 2014

6°les cimenteries ne semblent pas avoir transformé leur mode de consommation d'électricité haute tension. Cependant, des différences importantes existent entre elles générant des prix moyens différents variant de 100 (Ain kébira Sétif) le plus faible à 123,3 le plus élevé pour Zahana

(Mascara) en 2014. Les cimenteries du secteur privé (Lafarge) affichent un prix moyen légèrement inférieur à celui du secteur public (216,3 cDA le KWh contre 223,2).

7° les prix moyens d'électricité ont connu une augmentation de plus de 30,4% entre 2000 et 2014. Mais les prix à la consommation ont enregistré une croissance de 71,7 %. Ce qui signifie que les prix réels de l'électricité haute tension livrée aux industries ont baissé relativement de 24,1%, compte tenu du gel des tarifs entre 2005 et la fin de 2015.

8° Enfin, on enregistre une baisse de la consommation d'électricité haute tension par tonne de ciment produite à Zahana passant de 166KWh en 2000 à 129,2 KWh en 2014, soit une baisse de 22,20%. Ce qui est le signe d'une amélioration de l'efficacité énergétique.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

L'objet de notre travail portait sur la relation entre une forme de tarification de l'électricité introduite en Algérie à partir du début des années 1980 et généralisée réellement à partir de 1989 et la consommation de cette électricité par les industries. L'interrogation de départ partait seulement de la question de savoir si cette nouvelle tarification allait avoir un quelconque effet sur le comportement des entreprises industrielles en matière d'usage de l'électricité haute tension.

Pour les cinq chapitres, nous avons déjà tiré des conclusions partielles.

Le premier type de conclusions concerne la nature de la tarification mise en place en Algérie et le mode de régulation qui en a suivi. Ce modèle reprend ce que les grands pays industrialisés ont déjà appliqué depuis le début des années soixante avec comme objectif principal, la rationalisation de la consommation d'électricité. Il ne s'agissait pas seulement de « tripoter les tarifs de l'électricité[129] » selon l'expression de l'un des maitre-à-penser de ce système mais de la mise en place d'un système de prix qui veille à l'instauration d'un équilibre à long terme dans un marché décentralisé. Car l'électricité est un bien économique très particulier car non stockable, et « la demande d'électricité est inélastique au prix à court terme. Le marché de l'électricité est, ce faisant, le seul marché de commodité où le consommateur dispose d'une totale discrétion pour consommer sans préavis le volume qu'il souhaite quand il le désire, sans être vraiment informé des prix instantanés du marché »[130]. La problématique de ce type d'industrie est comment répondre toujours favorablement à la demande des consommateurs (ménages et industries), donc en ayant une capacité de production suffisante et tout en faisant payer des prix acceptables socialement ? La plupart des pays ont installé des autorités de régulation qui veillent à cet équilibre tout en faisant respecter les lois de la concurrence quand le secteur de l'électricité a été ouvert à la concurrence. Ce qui est le cas de l'Algérie depuis la loi de 2002. Mais en Algérie, les autorités de régulation, après leur installation en 2005, ont « gelé » les tarifs pendant presque 10 ans entre 2005 et la fin de l'année 2015.

Nous avons vu dans le deuxième chapitre relatif à Sonelgaz, toutes les formes d'organisation qui ont concerné le secteur public en Algérie. La sortie de la tutelle administrative que subissait Sonelgaz depuis sa création, en tant que telle en 1969, jusqu'en 2005, année d'installation de la

[129] Marcel Boiteux, (2012), *Tripoter les tarifs de l'électricité*, Revue de l'énergie n°609, septembre-octobre 2012, p.333
[130] Dominique Finon et al., *« Signaux-prix et équilibre de long terme : reconsidérer les formes d'organisation sur les marchés de l'électricité »*, Economie & prévision 2011/1 (n° 197-198), p. 81-104.

CREG (commission de la régulation de l'électricité et du gaz) ne s'est pas toujours effectuée de manière heureuse, car elle estimait que cette régulation s'est effectuée au détriment de l'entreprise toujours poussée à effectuer des investissements colossaux dont elle n'avait pas les moyens et à s'endetter lourdement, comme on l'a u, pour répondre correctement aux exigences du service public face à des consommateurs pas toujours disciplinés[131]. La problématique est complexe car les pouvoirs publics reportaient la charge de subventions indirectes de l'électricité qu'ils accordaient à toutes sortes de consommateurs sur une entreprise publique.

Le troisième chapitre aborde ces questions avec un examen détaillé du mode de tarification et du passage à la régulation économique. A l'examen des résultats de cette régulation par rapport aux tarifs d'électricité appliqués entre 2005 et 2015, il ressort que le dernier réajustement des tarifs mis en application à partir de janvier 2016 aura permis une augmentation de l'ordre de 32,5 % par rapport aux tarifs de 2005, sachant que les prix à la consommation ont augmenté de 54,90% au cours de cette période. D'un autre côté, pour les industries, ces augmentations du coût de l'électricité ne risquent-elles pas d'être reportées sur leurs coûts de production et donc répercutées encore sur le consommateur final de leurs produits, alimentant ainsi un cycle d'inflation ? La question mérite d'être posée.

Le quatrième chapitre a fait le tour de la question de la consommation. Il ressort des calculs effectués que la courbe de la consommation globale de 1970 à 2014 qu'elle revêt une forme très régulière. La courbe a une allure ascendante presque régulière. Elle obéit à une fonction exponentielle avec un coefficient de détermination très élevé $R^2=0,95$. Mais il y a lieu de noter que malgré cette croissance, l'Algérie reste quand même, relativement un pays à faible consommation électrique par tête d'habitant. Mentionnons enfin que la croissance de la consommation globale est le produit d'une double croissance, celle du nombre d'abonnés et celle de la consommation individuelle résultant de l'utilisation de plus en plus grande d'appareils électroménagers et surtout de climatiseurs.

Le cinquième chapitre qui constitue le cœur de notre travail a permis d'identifier la nature de la consommation industrielle de l'électricité haute tension. Le résultat le plus important lie la consommation de l'électricité haute tension au Produit intérieur brut PIB. Le coefficient de

[131] Les multiples interventions de l'ancien PDG de Sonelgaz dans les médias, entre 2005 et 2015, ne cessaient de rappeler la nécessité de concilier service public et respect des coûts de production de l'électricité en vue d'assurer l'équilibre financier de l'entreprise. A titre d'exemple *« Nourredine Bouterfa se rebiffe. Alors que le gouvernement algérien exclut une révision des prix de l'électricité, le PDG de Sonelgaz a publiquement demandé, mardi, une révision des tarifs, estimant que son entreprise ne peut plus supporter la situation actuelle. "Ce n'est pas possible" de continuer avec les prix actuels, fortement subventionnés, a déclaré M. Bouterfa au cours d'une émission de radio »* in Maghreb-Emergent du 21/04/2015.

corrélation entre ces deux paramètres est *R=0,99* . Les deux courbes sont quasiment identiques pour une longue période 1970-2014. Autrement dit, la consommation de l'électricité haute tension est un vrai marqueur de l'évolution du PIB, c'est-à-dire, de l'activité économique globale.

D'un autre côté, la structure des tarifs n'a pas changé depuis sa mise en œuvre en 1981, malgré la transformation de l'économie. Pourquoi ce gel ? Cette structure reflète-t-elle toujours une structure du coût de l'électricité ? C'est une question qui peut faire l'objet de recherche future.

Enfin, et pour répondre à notre principale question, les entreprises utilisatrices de l'électricité haute tension et principalement les industries du ciment semblent, au cours des 15 dernières années, avoir adapté leur comportement en matière d'usage de ce type d'énergie, sans toutefois opérer une révolution. Deux facteurs explicatifs nous semblent importants à signaler. Tout d'abord, ces industries ont une marge de manœuvre très réduite dans le choix du type d'usage de l'électricité haute tension. Elles ne peuvent pas toujours arrêter ou ralentir leur production aux heures de pointes, les plus coûteuses. D'un autre côté, le coût de l'électricité par tonne produite reste « relativement faible », comme pour les ciments, puisqu'il représente à peine 5 % du chiffre d'affaires. A ce niveau de coût, ces industries sont-elles encouragées à rationaliser leur consommation, ou, à songer à investir pour produire elles-mêmes leur énergie (en autoproduction) pour certaines heures (heures de pointe), comme cela se fait dans de nombreux pays industrialisés ? Nous avons mentionné par exemple qu'en France, à partir des études sur ces questions, *« L'ensemble des résultats montre à l'évidence la sensibilité des entreprises au prix de l'énergie malgré la faible part de l'énergie dans le coût »*[132]. Ce qui ouvre la voie à une question sur le niveau des tarifs encore appliqués en Algérie qui ne seraient pas fortement incitatifs pour une consommation rationnelle de l'électricité haute tension. Toutes ces questions, et d'autres encore, méritent une recherche approfondie.

[132] P. CAPROS (2013), *prix de l'énergie et comportement des industriels*, Economies et Sociétés n°12, op. cit. pp.1977-2013.

ANNEXES

ANNEXES 1 : DONNEES STATISTIQUES

ANNEXES 2 : TEXTES JURIDIQUES ET REGLEMENTAIRES

Annexes 1 Données Statistiques

Annexe 1 : Bilan énergétique 2014 relatif à l'électricité

Annexe 2 : Evolution du nombre d'abonnés par types 1970-2015

Annexe 3 : Evolution de la consommation de l'Electricité par types en GWh 1970-2015

Annexe 4 : Exemple de répartition de la consommation des clients haute tension du mois de décembre 2015

Annexe 1 : Bilan énergétique 2014 relatif à l'électricité

Tableau 1A: Bilan Energétique 2014 (en unité spécifique) **Bilan Energétique 2014 Tableau 1 A**	**Electricité**
Unité de base (physique)	**GWH**
1-PRODUCTION	254
2- IMPORTATION	686
3- EXPORTATION	877
4- SOUTAGES	
5- VARI. STOCK (PROD.)	
6- DISPONIBILITES INTER.	63
7- VARI. STOCK (CONSOM.)	
8- CONSOMMATION BRUTE	63
9- TRANSFORMATION	**63988**
9,1- COKERIES	
9,2- HAUTS FOURNEAUX	
9,3- UNITES DE LIQUEFACTION	
9,4- RAFFINERIES	
9,5 -CENTRALES ELECTRIQUES	**60246**
9,3- CENTRALES ELECTRIQUES DES AUTOPRODUCTEURS	3742
9,7- AUTRES	
10- CONSOM. NON ENERGETIQUE.	**0**
11- CONSOMMATION NETTE	**64050**
12- CONSOM. INDUS. ENERGETIQUE.	**7297**
12,1- CONSOM. AUX CHAMPS	
12,2- GAZODUCS ET OLEODUCS	64
12,3- UNITES DE LIQUEFACTION	214
12,4-RAFFINERIES	470
12,5- AUTRES	6549
13- CONSOMMATION FINALE	**45750**
13,1- INDUSTRIE	**16020**
13,1,1 MATERIAUX DE CONSTRUCTION	3416
13,1,2 ISMME	1696
A- SIDERURGIE DE BASE	1109
13,1,3 CHIMIE	1114
13,1,4- INDUSTRIES MANUFACTURIERES	1943
A-AGROALIMENTAIRE	1600
B-IND, TEXTILES, CUIR ET HABILLEMENT	343
13,1,5 BTP	249
13,1,6 AUTRES INDUSTRIES	7602
13,2, - TRANSPORTS	**867**
13,2,1 - RAIL	867
13,2,2- ROUTIER	
13,3 MENAGES ET AUTRES	28860
13,3,1- RESIDENTIEL	17579
13,3,2- AGRICULTURES	1397
13,3,3- TERTIARE ET AUTRES	9888
14- PERTES	11000
15- ECART STATISTIQUE	0

Source : Ministère de l'Energie, *Bilan énergétique National 2014*, 40 pages, éd. 2015

Annexe 2 : Evolution du nombre d'abonnés par type 1970-2015

Evolution du nombre d'Abonnés d'Electricité par type

	Basse tension	Haute tension	Moyenne Tension	Total
1970				
1971				
1972				
1973				
1974				
1975				
1976				
1977				
1978				
1979				
1980				
1981				
1982				
1983				
1984				
1985				
1986				
1987				
1988				
1989				
1990				
1991				
1992				
1993				
1994				
1995				
1996				
1997				
1998				
1999				
2000				
2001				
2002				
2003				
2004				
2005				
2006				
2007				
2008				
2009				
2010				
2011				
2012				
2013				
2014				
2015				

Source : Reconstitué par nos soins d'après données de Sonelgaz

Annexe 3 : Evolution de la consommation de l'Electricité par types en GWh 1970-2015

Evolution de la consommation de l'Electricité par types en GWh

	H.T	M.T	B.T	Total
1970				
1971				
1972				
1973				
1974				
1975				
1976				
1977				
1978				
1979				
1980				
1981				
1982				
1983				
1984				
1985				
1986				
1987				
1988				
1989				
1990				
1991				
1992				
1993				
1994				
1995				
1996				
1997				
1998				
1999				
2000				
2001				
2002				
2003				
2004				
2005				
2006				
2007				
2008				
2009				
2010				
2011				
2012				
2013				
2014				
2015				

Source : Reconstitué par nos soins d'après données de Sonelgaz

Annexe 4 : Exemple de répartition de la consommation des clients haute tension du mois de décembre 2015

Consommation des clients Haute Tension par poste horaire

Répartition par Société de Distribution

Mois :Décembre

Clients	Consommation par poste horaire (GWh)				PMD	PMA	PMA	DU
	H. creuses	H. pointe	H. pleines	Total	(MW)	(MW)	depuis Janvier	PMA en (h)
SEOR.Spa (Oran)	1,64	0,901	2,76	5,29	15,0	11,0	8,8	0
ALZOFERT Arzew (ASMIDAL)	1,2	0,6	2,0	3,8	20,0	9,4	19,7	0
NAFTEC/ Raffinage/ Arzew (Oran)	0,3	0,2	0,5	1,0	15,0	3,0	13,2	0
Sonatrach/SPM/Arzew (Oran)	0,01	0,01	0,02	0,03	15,0	0,1	2,1	0
Sonatrach/GP2Z/ arzew (Oran)	1,2	0,7	2,0	3,9	7,5	5,9	7,1	1
Sonatrach/GP1Z/ arzew (Oran)	3,4	1,8	5,6	10,8	35,0	18,3	19,5	1
Sonatrach/GL2Z/ Bethioua (Oran)	4,1	2,2	7,0	13,3	60,0	27,2	34,5	0
Sonatrach/GL4Z/ Bethioua (Oran)	0,2	0,1	0,3	0,5	5,0	1,0	1,0	1
Sonatrach/L3Z / arzew (Oran)	3,2	1,8	5,3	10,3	30,0	18,0	20,0	-
SORFERT (Oran)	1,8	0,8	2,5	5,1	25,0	22,0	23,0	0
SCIBS/Béni Saf (Ain Témouchent)	4,1	2,2	7,1	13,4	25,0	22,7	23,4	-
BWC.Spa (Ain Témouchent)	7,7	4,1	12,9	24,7	40,0	34,0	34,0	1
SCIZ/Zahana (Mascara)	3,6	1,8	5,6	11,1	30,0	21,9	22,6	1
CIBA Oggaz (Mascara)	9,0	4,7	14,1	27,8	60,0	49,0	49,0	1
ALZINC/Ghazaouet (Tlemcen)	0,1	0,1	0,3	0,5	30,0	1,2	21,3	0
ENOF El Abed (Tlemcen)	0	0	0	0	3,5	0	1	-
Almiyah Attilemcania (Tlemcen)	5,9	3,3	9,8	19,0	45,0	30,0	33,0	1
Myah Bahr Hounain (Tlemcen)	6,4	3,4	10,5	20,3	40,0	35,0	35,0	1
ECDE (Chlef)	6,8	3,7	10,9	21,4	45,0	38,7	38,3	1
SOTUPLAST/ENPC (Chlef)	0,1	0,04	0,2	0,3	5,0	0,8	1,0	0
ANBT MAO (Mostaganem)	2,1	0,1	3,5	5,7	40,0	21,0	23,0	0
STMM (Mostaganem)	4,1	2,2	6,6	12,9	35,0	19,0	19,0	1
ONEX Miliana (Ain Defla)	0,1	0,05	0,2	0,4	5,0	0,6	1,0	1
SNVI (Tiaret)	0,06	0,03	0,2	0,3	10,0	1,2	1,8	0
ALFET/ENF (Tiaret)	0,2	0,2	0,9	1,4	10,0	7,5	14,1	0
SOTREFIT/ENTPL (Tiaret)	0,0	0,03	0,1	0,2	5,0	0,6	0,8	0
VLTT (Tiaret)	0,07	0,04	0	0,2	5,0	0,0	1,0	-
SCIS/ ENAPAC (Saida)	2,2	1,2	3,8	7,2	15,0	13,0	12,9	1
Adwan Chimicals (Mostaganem)	1,2	0,6	2,0	3,9	15,0	7,0	9,0	1
EMA (Tramway Oran)	0,1	0,1	0,4	0,7	15,0	2,0	2,0	0
TMM (Dessalement MACTAA)	0,5	0,3	0,9	1,7	110,0	6,0	83,0	0
Tosyali	17,7	9,4	26,6	53,6	135,0	115,0	117,0	0
Tenes lilmiyah	5,3	3,9	7,7	16,8	40,0	24,1	32,0	1
Total SDO	**94,6**	**50,4**	**152,5**	**297,5**	**991,0**	**-**	**-**	**-**
Total Général	**385,6**	**102,9**	**321,9**	**810,4**	**2 818,5**	**-**	**-**	**-**

Source : tiré du *Rapport Statistiques mensuel* du Groupe Sonelgaz, Décembre 2015,

ANNEXES 2
TEXTES JURIDIQUES ET REGLEMENTAIRES

Annexe 1
Décision D/22-15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz émanant de la CREG

Annexe 2
Loi 02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations

Annexe 3
Loi 99-09 relative à la maitrise de l'énergie

Annexe 4
Décret exécutif n ° 02-474 du 20 Chaoual 1423 correspondant au 24 décembre 2002 portant fixation des tarifs de l'électricité

Annexe 5
Décret exécutif n°16-52 fixant les règles techniques de la production d'électricité

Annexe 6
Décret exécutif n° 05-182 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

Annexe 7
Décret exécutif n°09-25 fixant les outils et la méthodologie d'élaboration du programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité

Annexe 8
Loi n° 85-07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport, à la distribution d'énergie électrique et à la distribution publique de gaz.

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Energie
Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

وزارة الطاقة
لجنة ضبط الكهرباء و الغاز

Annexe 1

Décision D/22-15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz émanant de la CREG

Décision D/22-15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz

Le comité de direction,

– Vu la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 05 février 2002, modifiée et complétée, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations ;

– Vu le décret présidentiel du 4 Safar 1433, correspondant au 29 décembre 2011 portant nomination d'un directeur au comité de direction de la commission de régulation de l'électricité et du gaz ;

– Vu le décret exécutif n° 05-182 du 9 Rabie El-Thani 1426 correspondant au 18 mai 2005 relatif à la régulation des tarifs et à la rémunération des activités de transport et de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz ;

– Vu la décision n°165 du 10 mars 2014 du ministre de l'énergie et des mines portant nomination d'un directeur au comité de direction de la commission de régulation de l'électricité et du gaz, par intérim ;

– Vu la décision n°166 du 11 mars 2014 du ministre de l'énergie et des mines portant nomination du président du comité de direction de la commission de régulation de l'électricité et du gaz, par intérim;

– Vu la décision n°19 du 18 janvier 2015 du ministre de l'énergie portant nomination d'une directrice au comité de direction de la commission de régulation de l'électricité et du gaz, par intérim ;

– Vu la décision n°69 du 05 mars 2015 du ministre de l'énergie portant approbation du budget de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz - Exercice 2015;

– Vu la décision D/01-05/CD du 08 février 2005, portant règlement intérieur de la commission de régulation de l'électricité et du gaz;

– Vu la décision D/06-05/CD du 30 Mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz

– Vu la décision D/06-06/CD du 18 juillet 2006 portant adoption de la procédure de recouvrement des frais de fonctionnement de la CREG ;

– Vu la décision D/05-13/CD du 26 septembre 2013 portant approbation des valeurs des Puissances Mises à Disposition (PMD) pour les clients alimentés à partir du réseau de distribution en Basse Tension ou en Haute Tension de classe A ;

– Considérant l'étude tarifaire établie par la CREG pour la période 2015-2019,

transmise au Ministre de l'Energie par envoi n° 1533/PDT/DVE du 01 septembre 2015 ;
– Considérant l'envoi n°5101/SG/MF du 27 septembre 2015 du ministère des finances relatif à la tarification de l'électricité etdu gaz ;
– Considérant l'envoi n°/417£42C PM du 26 décembre 2015 du premier ministère relatif au réajustement du tarif de l'électricité et du gaz.

Décide :

I. Dispositions générales :

Article 1 - La présente décision a pour objet de fixer, dans les co itivp modalités ci-dessous précisées, les tarifs hors taxes de l'électricité et du gaz ap icables aux clients finals.

Elle fixe également les modalités de rémunération des activités de transport de l'électricité et de transport du gaz, ainsi que les quotes-parts correspondant aux frais de fonctionnement de la commission de régulation de l'électricité et du gaz au titre des coûts permanents du système électrique et du système gazier.

Article 2 - Les définitions et les dispositions tarifaires applicables à la présente décision sont celles énoncées dans les articles 2 et 3 du décret exécutif n° 05-182 du 9 Rabie El-Thani 1426 correspondant au 18mai 2005 sus visé.

II. Activité électricité

Article 3 - A compter du l' Janvier 2016, la facturation de l'électricité livrée par les Sociétés de Distribution chargées de la commercialisation se fait uniformément sur tout le territoire national, sur la base des tarifs hors taxes ci-après :

Tarifs applicables aux clients haute tension classe B (HTB) :

Code Tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance DA / kW /mois		Prix de l'énergie active cDA / kWh P r i x d e				réactive cDA/kvarh	
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Pleine	Nuit	Poste Unique	Malus	Bonus
31	505	37,93	189,46	660,85	136,62	59,03	-	31,01	6,20
32	505	100,94	505,38	-	-	-	136,94	31,01	6,20

Tarifs applicables aux clients haute tension classe A (HTA) :

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	
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Pleine	Nuit	Hors pointe	Jour	Poste unique	Malus	Bonus
41	38 673,35	25,85	116,15	872,0	193,7	102,4	-	-	-	45,53	9,11
42	515,65	38,70	180,58	872,0	-	-	180,6	-	-	45,53	9,11
43	515,65	38,70	154,56	-	-	102,4	-	428,3	-	45,53	9,11
44	515,65	38,70	180,58	-	-	-	-	-	375,62	45,53	9,11

Tarifs applicables aux clients basse tension (BT) : a) Pour les clients Ménages :

Types de tarif	Code tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance mise à disposition DA/kW/mois	Prix de l'énergie active cDA / kWh				
				Pointe	Pleine	Nuit	Hors pointe	Jour
Tarifs postes horaires	51 M	286,44	29,85	811,47	216,45	120,50	-	-
	52 M	66,40	29,85	811,47	-	-	178,07	-
	53 M	66,40	14,81	-	-	120,50	-	486,98

Types de tarif	Code tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance mise à disposition DA/kW/mois	Prix de l'énergie active cDA / kWh			
				Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 4
Tarif progressif	54 M	-	4,37	177,87	417,89	481,20	547,96

Le tarif **54 M** Tranche 1 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowattheures consommées par les clients ménages, jusqu'à concurrence de 41,67 kilowattheures/mois (500 kilowattheures/an).

Le tarif **54 M** Tranche 2 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowattheures consommées par les clients ménages supérieures à 41,67 kilowattheures/mois et inférieures ou égales à 83,33 kilowattheures/mois (entre 501 et 1 000 kilowattheures/an compris)

Le tarif **54 M** tranche 3 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowattheures consommées par les clients ménages, supérieures à 83,33 kilowattheures/mois et inférieures ou égales à 333,33 kilowattheures/mois (entre 1 001 et 4 000 kilowattheures/an compris). Le tarif **54 M** Tranche 4 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowattheures consommées par les clients ménages, au-delà de 333,33 kilowattheures/mois (plus de 4 000

b) Pour les clients non Ménages :

Types de tarif	Code tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance mise à disposition DA/kW/mois	Prix de l'énergie active cDA / kWh				
				Pointe	Pleine	Nuit	Hors pointe	Jour
Tarif postes horaires	51 NM	286,44	29,85	811,47	216,45	120,50	-	-
	52 NM	66,40	29,85	811,47	-	-	178,07	-
	53 NM	66,40	14,81	-	-	120,50	-	486,98

Types de tarif	Code Tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance mise à disposition	Prix de l'énergie active cDA / kWh		
				Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
Tarif progressif	54 NM		4,37	417,89	481,20	547,96

Le tarif 54 NM Tranche 1 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowattheures consommées par les clients non ménages, jusqu'à concurrence de 83,33 kilowattheures/mois (1 000 kilowattheures/an).

Le tarif 54 NM Tranche 2 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowattheures consommées par les clients non ménages, supérieures à 83,33 kilowattheures/mois et inférieures ou égales à 333,33 kilowattheures/mois (entre 1 001 et 4 000 kilowattheures/an compris).

Le tarif 54 NM Tranche 3 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowattheures consommées par les clients non ménages, au-delà de 333,33 kilowattheures/mois (plus de 4 000 kilowattheures/an).

Article 4 - Les barèmes des primes fixes, par niveau de puissance et type de tarif, pour les clients basse tension sont donnés en Annexe I.

Article 5 - Pour les clients électricité HTB et HTA, l'énergie active est considérée comme normalement accompagnée d'une fourniture d'énergie réactive jusqu'à concurrence de 50% de l'énergie active. L'excédent est facturé au client au prix « Malus » du tarif qui lui est appliqué.

L'énergie réactive non consommée en deçà de 50%, donne lieu à une bonification par kilovarheure dont le prix « Bonus » e st égal au cinquième (1/5) du prix du kilovarheure qui est appliqué au client.

Article 6 - Les tarifs hors taxes de l'électricité visés à l'article 3 ci-dessus sont uniformes sur tout le territoire national et incluent les coûts relatifs à la production, au transport, à la distribution et à la commercialisation de l'électricité, ainsi que la quote-part correspondant aux frais de fonctionnement de la commission de régulation au titre des coûts permanents du système électrique.

Article 7 - Les coûts relatifs à la production de l'électricité cités à l'article 6 ci-dessus sont ceux issus des contrats bilatéraux entre les producteurs et les sociétés de distribution de l'électricité et du gaz.

Article 8 - Les coûts relatifs au transport de l'électricité cités à l'article 6 ci-dessus sont basés sur un tarif d'utilisation du réseau de transport de soixante-dix centimes par kilowattheure (70,00 cDA/kWh).

Article 9 - La quote-part correspondant aux frais de fonctionnement de la commission de régulation au titre des coûts permanents du système électrique, citée à l'article 6 ci- dessus, est fixée à zéro virgule soixante- quinze centimes par kilowattheure (0,75 cDA/kWh).

III. Activité Gaz

Article 10 - A compter du ler Janvier 2016, la facturation du gaz livré par les Sociétés de Distribution chargées de la commercialisation se fait uniformément sur tout le territoire national, sur la base des tarifs hors taxes ci-après :

Tarifs applicables aux clients haute pression (HP) :

Code Tarif	Redevance Fixe DA/mois	Prix unitaire débit DA/mois/th/h		Prix énergie consommée cDA/th
		Mis à disposition	Absorbé	
11	72 423,80	5,86	28,97	12,42
21T	9 574,81	15,07	-	24,96

Tarifs applicables aux clients moyenne pression (MP) :

Code Tarif	Redevance Fixe DA/mois	Prix unitaire débit mis à disposition en DA/mois/th/h	Prix énergie consommée cDA/th
(icii-.., 21	7 882,7	12,42	20,55
V;";1/.: ' 22	788,2	3,02	42,63

Tarifs applicables aux clients basse pression (BP) :

a) Pour les clients ménages:

Types de tarif	Code Tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de l'énergie cielScilumgieDA/ Th			
			Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 4
Tarif progressif	23 M	28,50	16,82	32,45	40,25	45,99

Le tarif 23 M Tranche 1 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les ménages jusqu'à concurrence de 375 thermie/mois (4500 thermie/an).

Le tarif 23 M Tranche 2 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les ménages supérieures à 375 thermie/mois et inférieures ou égales à 833,33 thermie/mois (entre 4 501 et 10 000 thermie/an compris).

Le tarif 23 M Tranche 3 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les ménages supérieures à 833,33 thermie/mois et inférieures ou égales à 2 500 thermie/mois (entre 10 001 et 30 000 thermie/an compris).

Le tarif 23 M Tranche 4 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les ménages au-delà de 2 500 thermie/mois (plus de 30 000 thermie/an).

b) Pour les clients non Ménages:

Types de tarif	Code Tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de l'énergie consommée cDA / Th		
			Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
Tarif progressif	23 NM	28,50	32,45	40,25	45,99

Le tarif **23 NM** Tranche **1** ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les non ménages jusqu'à concurrence de 833,33 thermie/mois (10 000 thermie/an).
Le tarif **23 NM** Tranche 2 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les non ménages supérieures à 833,33 thermie/mois et inférieures ou égales à 2 500 thermie/mois (entre 10 001 et 30 000 thermie/an).
Le tarif **23 NM** Tranche 3 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les non ménages au-delà de 2 500 thermie/mois (plus de 30 000 thermie/an).

Article 11 - Les tarifs hors taxes du gaz visés à l'article **10** ci-dessus sont uniformes sur tout le territoire national et incluent le coût d'approvisionnement du gaz livré au réseau de transport national, les coûts relatifs au transport, à la distribution et à la commercialisation du gaz, ainsi que la quote-part correspondant aux frais de fonctionnement de la commission de régulation au titre des coûts permanents du système gazier.

Article 12 - Les coûts relatifs au transport du gaz cités à l'article 11 ci-dessus sont basés sur un tarif d'utilisation du réseau de transport du gaz de quatre virgule soixante-quatre centimes par thermie (4,64 cDA/th).

Article 13 - La quote-part correspondant aux frais de fonctionnement de la commission de régulation au titre des coûts permanents du système gazier, citée à l'article 11 ci-dessus, est fixée à zéro virgule zéro sept centime par thermie (0,07 cDA/th).

IV. Facturation des coûts permanents

Article 14 - Les quotes-parts représentant les frais de fonctionnement de la commission de régulation cités aux articles 9 et 13 ci-dessus doivent apparaître explicitement sur la facture de la fourniture de l'énergie, comme composantes d'une rubrique intitulée « contribution aux coûts permanents du système ».

Elles sont versées, par les Sociétés de Distribution chargées de la commercialisation, à la commission de régulation conformément à la procédure citée dans la décision D/06-06/CD du 18 juillet 2006 portant adoption de la procédure de recouvrement des frais de fonctionnement de la CREG.

Pour le comité de direction,

Le Président



A. Badache

Annexe I

Barème en hors taxes des primes fixes basse tension en (DA/Tri est re) :

PMD en kW		Code Tarif			
		Tarif 54	Tarif 53	Tarif 52	Tarif 51
Monophasé	4	52,4	376,9	557,4	1 217,5
	6	78,7	465,8	736,5	1 396,6
	12	157,3	732,4	1 273,8	1 933,9
Triphasé	20	262,2	1 087,8	1 990,2	2 650,3
	40	524,4	1 976,4	3 781,2	4 441,3
	60	786,6	2 865,0	5 572,2	6 232,3
	80	1 048,8	3 753,6	7 363,2	8 023,3

Annexe 2 Loi 02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations

4 JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 08 23 Dhou El Kaada 1422
6 février 2002

LOIS

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.

Le Président de la République,

Vu la Constitution, notamment ses articles 12, 17, 119, 122 et 126 ;

Vu l'ordonnance n° 66-155 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code de procédure pénale ;

Vu l'ordonnance n° 66-156 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code pénal ;

Vu l'ordonnance n° 75-35 du 29 avril 1975, portant plan comptable national ;

Vu l'ordonnance n° 75-58 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code civil ;

Vu l'ordonnance n° 75-59 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code de commerce ;

Vu la loi n° 83-03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement;

Vu la loi n° 83-17 du 16 juillet 1983, modifiée et complétée, portant code des eaux ;

Vu la loi n° 85-07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport, à la distribution de l'énergie électrique et à la distribution publique de gaz ;

Vu la loi n° 90-08 du 7 avril 1990 relative à la commune ;

Vu la loi n° 90-09 du 7 avril 1990 relative à la wilaya ;

Vu la loi n° 90-10 du 14 avril 1990, modifiée et complétée, relative à la monnaie et au crédit ;

Vu la loi n° 90-11 du 21 avril 1990, modifiée et complétée, relative aux relations de travail ;

Vu la loi n°90-22 du 18 août 1990, modifiée et complétée, relative au registre de commerce ;

Vu la loi n° 90-25 du 18 novembre 1990, modifiée et complétée, portant loi d'orientation foncière ;

Vu la loi n° 90-29 du 1er décembre 1990, modifiée, relative à l'aménagement et l'urbanisme ;

Vu la loi n° 90-30 du 1er décembre 1990 portant loi domaniale;

Vu la loi n° 91-11 du 27 avril 1991 fixant les règles relatives à l'expropriation pour cause d'utilité publique ;

Vu l'ordonnance n° 95-06 du 23 Chaâbane 1415 correspondant au 25 janvier 1995 relative à la concurrence ;

Vu l'ordonnance n° 95-20 du 19 Safar 1416 correspondant au 17 juillet 1995 relative à la Cour des comptes ;

Vu l'ordonnance n° 96-22 du 23 Safar 1417 correspondant au 9 juillet 1996 relative à la répression de l'infraction à la législation et à la réglementation des changes et des mouvements de capitaux de et vers l'étranger ;

Vu la loi n° 98-04 du 20 Safar 1419 correspondant au 15 juin 1998 relative à la protection du patrimoine culturel ;

Vu la loi n° 99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie ;

Vu l'ordonnance n° 01-03 du Aouel Joumada Ethania 1422 correspondant au 20 août 2001 relative au développement de l'investissement ;

Vu l'ordonnance n° 01-04 du Aouel Joumada Ethania 1422 correspondant au 20 août 2001 relative à l'organisation, la gestion et la privatisation des entreprises publiques économiques ;

Vu la loi n° 01-20 du 27 Ramadhan 1422 correspondant au 12 décembre 2001 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire ;

Après adoption par le Parlement ;

Promulgue la loi dont la teneur suit :

TITRE I

CHAMP D'APPLICATION

Article 1er. — La présente loi a pour objet de fixer les règles applicables aux activités liées à la production, au transport, à la distribution, à la commercialisation de l'électricité ainsi qu'au transport, à la distribution et à la commercialisation du gaz par canalisations.

Ces activités sont assurées, selon les règles commerciales, par des personnes physiques ou morales de droit public ou privé et exercées dans le cadre du service public.

Art. 2. — Au sens de la présente loi, on entend par :

— **agent commercial :** toute personne physique ou morale, autre qu'un producteur ou un distributeur, qui achète de l'électricité ou du gaz pour la revente.

— **auto-producteur :** toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité principalement pour son usage propre.

— **canalisation directe de gaz :** canalisation de transport ou de distribution de gaz qui relie une installation d'un fournisseur de gaz à un consommateur d'énergie gazière en complément au réseau de transport ou de distribution de gaz.

— **commission :** commission de régulation de l'électricité et du gaz. Organisme chargé d'assurer le respect de la réglementation technique, économique et environnementale, la protection des consommateurs, la transparence des transactions et la non-discrimination entre opérateurs.

— **client :** client final, distributeur ou agent commercial.

— **client éligible :** client qui a le droit de conclure des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz avec un producteur, un distributeur ou un agent commercial de son choix et, à ces fins, il a un droit d'accès sur le réseau de transport et/ou de distribution.

— **client final :** toute personne physique ou morale qui achète de l'électricité et/ou du gaz naturel pour son propre usage.

— **cogénération :** production combinée d'électricité et de chaleur.

— **concession :** droit accordé par l'Etat à un opérateur pour exploiter et développer un réseau d'un territoire délimité et pour une durée déterminée en vue de la vente de l'électricité ou du gaz distribué par canalisations.

— **distributeur :** toute personne physique ou morale assurant la distribution de l'électricité ou du gaz par canalisations avec possibilité de vente.

— **énergie :** il s'agit de l'électricité et du gaz distribué par canalisations.

— **gaz :** il s'agit de gaz distribué par canalisations sous forme de gaz naturel ou de gaz de pétrole liquéfié (GPL).

— **gestionnaire du réseau transport :** personne morale chargée de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport.

— **ligne directe d'électricité:** ligne de transport ou de distribution d'électricité qui relie une installation de production d'électricité à un consommateur d'énergie électrique en complément au réseau de transport ou de distribution d'électricité.

— **marché national du gaz :** constitué de fournisseurs de gaz et de clients nationaux. Ces clients consomment le gaz sur le territoire national.

— **opérateur :** toute personne physique ou morale intervenant dans les activités citées à l'article 1er de la présente loi.

— **opérateur du marché :** personne morale chargée de la gestion économique du système d'offres de vente et d'achat d'électricité.

— **opérateur du système :** personne morale chargée de la coordination du système de production et de transport de l'électricité (dispatching).

— **producteur :** toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité.

— **puissance aux conditions iso :** puissance délivrée par un moyen de production d'électricité à une température ambiante de 15°C et une pression atmosphérique de 101 325 Pa.

— **réseau de distribution d'électricité :** ensemble d'ouvrages constitué de lignes aériennes, câbles souterrains, transformateurs, postes ainsi que d'annexes et auxiliaires aux fins de distribution de l'électricité.

— **réseau de distribution du gaz :** ensemble d'ouvrages constitué de canalisations, postes ainsi que d'annexes et auxiliaires aux fins de distribution du gaz.

— **réseau de transport de l'électricité :** ensemble d'ouvrages constitué des lignes aériennes, des câbles souterrains, des liaisons d'interconnexions internationales, des postes de transformations ainsi que leurs équipements annexes tels que les équipements de téléconduite et de télécommunications, les équipements de protection, les équipements de contrôle, de commande et de mesure servant à la transmission d'électricité à destination de clients, de producteurs et de distributeurs ainsi qu'à l'interconnexion entre centrales électriques et entre réseaux électriques.

— **réseau de transport du gaz :** ensemble d'ouvrages constitué des canalisations aériennes et souterraines, des postes de sectionnement et de détente ainsi que leurs équipements annexes tels que les équipements de téléconduite et de télécommunications, les équipements de protection, les équipements de contrôle, de commande et de mesure servant au transport du gaz à destination de clients, de producteurs d'électricité et de distributeurs de gaz ainsi qu'à l'interconnexion entre réseaux gaz.

— **SPA :** société par actions.

— **utilisateur de réseau :** toute personne physique ou morale alimentant un réseau de transport ou de distribution ou desservie par un de ces réseaux.

TITRE II

DU SERVICE PUBLIC

Art. 3. — La distribution de l'électricité et du gaz est une activité de service public.

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.

La mission de service public vise à :

— fournir en énergie les clients non éligibles dans les meilleures conditions d'équité, de continuité et de péréquation des prix de vente ;

— assurer dans le cadre de l'égalité de traitement, le raccordement et l'accès des distributeurs, des clients éligibles et des producteurs d'électricité aux réseaux de transport d'électricité ;

— satisfaire en énergie des catégories de citoyens préalablement identifiées et des régions défavorisées afin d'assurer une meilleure cohésion sociale et contribuer à une plus grande solidarité ;

— assurer sur demande, dans la mesure des moyens, le secours en énergie aux producteurs ou aux clients éligibles raccordés aux réseaux;

— assurer la fourniture d'énergie à tout client éligible si ce dernier ne trouve pas de fournisseur dans des conditions économiques ou techniques acceptables.

Art. 4. — Toute sujétion de service public donne lieu à rémunération par l'Etat, après avis de la commission de régulation, notamment dans les cas suivants :

— les surcoûts issus de contrats de fourniture et d'achat d'énergie imposés par l'Etat ;

— les participations en faveur de client spécifique ;

— les surcoûts des activités de production et de distribution dans des régions particulières ;

— les contraintes identifiées comme telles par la commission de régulation.

Art. 5. — Il est créé sous l'autorité de la commission de régulation une caisse de l'électricité et du gaz chargée de la péréquation des tarifs et des coûts liés à la période de transition au régime concurrentiel. La commission peut en déléguer la gestion.

Le fonctionnement et le financement de cette caisse sont précisés par voie réglementaire.

TITRE III

DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

Art. 6. — Les activités de production de l'électricité sont ouvertes à la concurrence conformément à la législation en vigueur et aux dispositions de la présente loi.

Art. 7. — Les nouvelles installations de production de l'électricité sont réalisées et exploitées par toute personne physique ou morale de droit privé ou public titulaire d'une autorisation d'exploiter.

Art. 8. — La commission de régulation établit périodiquement un programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité après consultation de l'opérateur du système, de l'opérateur du marché et des distributeurs. Cette évaluation est élaborée sur la base d'outils et de méthodologie fixés par voie réglementaire. Le programme indicatif est approuvé par le ministre chargé de l'énergie.

Ce programme est donné pour une période de dix (10) ans; il est actualisé tous les deux (2) ans pour les dix (10) années suivantes. Il est établi la première fois dans les douze (12) mois à compter de la mise en place de la commission de régulation. Il tiendra compte des évolutions de la consommation par zone géographique, des capacités de transport, de distribution de l'électricité et des échanges d'énergie électrique avec les réseaux étrangers.

Art. 9. — Ce programme devra contenir :

— une estimation de l'évolution de la demande d'électricité à moyen et à long terme et identifier les besoins en moyens de production qui en résultent;

— les orientations en matière de choix des sources d'énergie primaire en veillant à privilégier les combustibles nationaux disponibles, à promouvoir l'utilisation d'énergies renouvelables et à intégrer les contraintes environnementales définies par la réglementation ;

— les indications sur la nature des filières de production d'électricité à privilégier en veillant à promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre ;

— l'évaluation des besoins d'obligations de service public de production d'électricité ainsi que l'efficacité et le coût de ces obligations.

Art. 10. — L'autorisation d'exploiter est délivrée nominativement par la commission de régulation à un titulaire unique. Elle est incessible.

Les aménagements ou extensions de capacité d'installations de production existantes sont soumises à l'autorisation d'exploiter lorsque la puissance énergétique additionnelle augmente de plus de dix pour cent (10%).

Art. 11. — Les installations destinées à l'autoconsommation, de puissance totale installée inférieure à vingt cinq (25) MW aux conditions ISO ainsi que les aménagements ou extensions de capacité d'installations de production existantes lorsque la

puissance énergétique additionnelle augmente de moins de dix pour cent (10%) sont dispensées de l'autorisation d'exploiter; elles doivent faire l'objet d'une déclaration préalable à la commission de régulation qui en vérifie la conformité avec la présente loi.

Art. 12. — Les installations de production dont la puissance est inférieure à quinze (15) MW aux conditions ISO ainsi que les réseaux de distribution isolés qu'elles desservent sont assimilés à la distribution publique et font l'objet d'une seule concession telle que définie à l'article 73 de la présente loi.

Art.13. — Les critères d'octroi de l'autorisation d'exploiter portent sur :

— la sécurité et la sûreté des réseaux d'électricité, des installations et des équipements associés ;

— l'efficacité énergétique ;

— la nature des sources d'énergie primaire ;

— le choix des sites, l'occupation des sols et l'utilisation du domaine public ;

— le respect des règles de protection de l'environnement ;

— les capacités techniques, économiques et financières ainsi que sur l'expérience professionnelle du demandeur et la qualité de son organisation;

— les obligations de service public en matière de régularité et de qualité de la fourniture d'électricité ainsi qu'en matière d'approvisionnement de clients n'ayant pas la qualité de client éligible.

Art. 14. — La commission de régulation rend publiques les principales caractéristiques en termes de capacité, d'énergie primaire, de technique de production et de localisation de toute demande d'autorisation d'exploiter une nouvelle installation de production.

Art. 15. — L'octroi d'une autorisation au titre de la présente loi ne dispense pas son bénéficiaire de satisfaire aux autres dispositions exigées par la législation en vigueur.

Art. 16. — La procédure d'octroi des autorisations d'exploiter, notamment la forme de la demande, l'instruction du dossier par la commission de régulation, la destination de l'énergie produite, les délais de la notification de la décision au demandeur et les frais à payer à la commission de régulation pour l'analyse du dossier, est fixée par voie réglementaire.

Art. 17. — La commission de régulation procède au refus motivé et rendu public de l'autorisation d'exploiter si le demandeur ne répond pas aux critères d'octroi de la dite autorisation.

Art. 18. — La commission de régulation se prononce sur la suite à réserver à l'autorisation en cas de transfert de l'installation ou en cas de changement de contrôle, de fusion ou scission du titulaire de l'autorisation. Elle fixe le cas échéant les conditions à remplir et les procédures à suivre pour le maintien ou la délivrance d'une nouvelle autorisation d'exploiter.

Art. 19. — Les autorisations d'exploiter des installations existantes, régulièrement établies à la date de publication de la présente loi, sont réputées acquises. Les installations concernées doivent être déclarées par leurs propriétaires auprès de la commission de régulation.

Art. 20. — En cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité ou la sûreté des réseaux et installations électriques, ou de risque pour la sécurité des personnes, des mesures temporaires de sauvegarde peuvent être prises par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la commission de régulation, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations d'exploiter, sans que ces mesures puissent faire l'objet d'une indemnisation.

Les modalités d'application du présent article sont fixées par voie réglementaire.

Art. 21. — Sous réserve des dispositions légales et réglementaires en matière d'environnement, toute personne physique ou morale et notamment les collectivités territoriales peuvent exploiter toute nouvelle installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés ou toute nouvelle installation de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations visant l'alimentation d'un réseau de chaleur lorsque ces nouvelles installations se traduisent par une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques.

Elles sont cependant soumises à une autorisation d'exploiter délivrée par la commission de régulation.

Art. 22. — Si la commission de régulation constate un nombre insuffisant de demandes d'autorisation de réaliser, elle peut recourir à la procédure d'appel d'offres à construction de nouvelles installations de production d'électricité après avis de l'opérateur du système, de l'opérateur du marché et des distributeurs concernés. Dans tous les cas la commission de régulation prendra les dispositions nécessaires pour la satisfaction des besoins du marché national.

Art. 23. — L'appel d'offres mis en œuvre peut faire l'objet d'une annulation motivée par la commission de régulation.

Art. 24. — Peuvent concourir tous les producteurs ainsi que toute personne physique ou morale de droit privé ou public manifestant le désir de construire et exploiter une installation de production d'électricité.

Art. 25. — Le producteur retenu après vérification des dispositions de l'article 13 ci-dessus à l'issue de la procédure d'appel d'offres bénéficie de l'autorisation d'exploiter et conclura librement des contrats de vente avec les distributeurs et les clients éligibles.

Art. 26. — En application de la politique énergétique, la commission de régulation peut prendre des mesures d'organisation du marché en vue d'assurer l'écoulement normal sur le marché, un prix minimal d'un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou de systèmes de cogénération.

Les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotations de l'Etat et/ou être pris en compte par la caisse de l'électricité et du gaz et imputés sur les tarifs.

Les quantités d'énergie à écouler sur le marché et visant l'encouragement des énergies renouvelables ou de cogénération doivent faire l'objet d'un appel d'offres défini par voie réglementaire.

Art. 27. — Les droits et obligations du producteur d'électricité sont définis dans un cahier des charges fixé par voie réglementaire.

Art. 28. — Les règles techniques de la production d'électricité sont définies par voie réglementaire.

TITRE IV

DU TRANSPORT DE L'ELECTRICITE, DE LA CONDUITE DU SYSTEME PRODUCTION-TRANSPORT DE L'ELECTRICITE ET DE L'ORGANISATION DU MARCHE DE L'ELECTRICITE

Art. 29. — Le réseau de transport de l'électricité est un monopole naturel. Sa gestion sera assurée par un gestionnaire unique.

Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité bénéficie d'une autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la commission de régulation. Cette autorisation est incessible.

Art. 30. — Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité est le propriétaire du réseau de transport de l'électricité. Il doit assurer l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport de l'électricité en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.

Art. 31. — Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité est une entreprise commerciale créée conformément aux dispositions de l'article 169 de la présente loi.

Art. 32. — Les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien du réseau de transport de l'électricité sont établies par voie réglementaire.

Art. 33. — Le plan de développement du réseau de transport de l'électricité est établi par l'opérateur du système en collaboration avec le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, l'opérateur du marché, les distributeurs et les agents commerciaux. Ce plan est approuvé par la commission de régulation; il couvre une période de dix (10) ans et est adapté tous les deux (2) ans.

Le plan comprend :

— une estimation détaillée des besoins en capacité de transport de l'électricité,

— le programme que le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité s'engage à exécuter.

Art. 34. — La commission de régulation instruit les demandes de réalisation et contrôle l'exécution des ouvrages programmés ; elle peut ordonner au gestionnaire du réseau de transport de l'électricité d'adapter le plan de développement.

Art. 35. — La gestion du système de production-transport de l'électricité est réalisée par un gestionnaire unique dénommé opérateur du système. Celui-ci assure la coordination du système de production-transport de l'électricité, il veille en particulier à l'équilibre permanent entre consommation et production, à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité de l'alimentation électrique.

Art. 36. — Les fonctions de l'opérateur du système sont :

— la prévision à court et moyen terme de la demande d'électricité et sa satisfaction;

— la prévision à court et moyen terme de l'utilisation du parc de production de l'électricité et sa programmation;

— la gestion de la réserve du parc de production de l'électricité;

— la gestion des échanges internationaux d'électricité ;

— la conduite du système de production - transport de l'électricité ;

— la coordination des plans d'entretien des ouvrages de production-transport de l'électricité;

— l'établissement et le contrôle des paramètres de fiabilité du système de production-transport de l'électricité;

— la définition et la mise en œuvre des plans de défense et de sauvegarde du réseau de transport de l'électricité en collaboration avec le gestionnaire du réseau de l'électricité, les producteurs d'électricité, les distributeurs d'électricité et les clients éligibles;

— l'élaboration du plan de développement du réseau de transport de l'électricité conformément à l'article 33 ci-dessus,

— l'exécution des décisions des pouvoirs publics relatives à la garantie de l'alimentation électrique.

Ces fonctions sont réalisées en coordination avec l'opérateur du marché.

Art. 37. — La gestion du système de production-transport de l'électricité est compatible avec celle du réseau de transport de l'électricité. Dans le cas où un opérateur a en charge les deux fonctions, il est soumis aux dispositions de l'article 38 ci-dessous.

Art. 38. — L'opérateur du système est une entreprise commerciale créée selon les dispositions des articles 172 et 173 de la présente loi. Il exerce ses activités en coordination, avec l'opérateur du marché selon les principes de transparence, d'objectivité et d'indépendance.

Aucun actionnaire ne pourra posséder une participation directe ou indirecte supérieure à dix pour cent (10%) dans le capital de l'entreprise opérateur du système.

L'opérateur du système ne peut exercer des activités d'achat ou de vente d'énergie électrique.

Art. 39. — Les agents de l'opérateur du système sont soumis à une obligation de stricte confidentialité sur toute information dont ils auraient eu connaissance dans le cadre de leur travail.

Le non-respect de cette obligation donne lieu à des sanctions disciplinaires conformément au règlement intérieur de l'opérateur du système.

Art. 40. — Les règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et les règles de conduite sont fixées par voie réglementaire, conformément au cahier des charges qui soumet l'opérateur aux normes de sécurité.

Art. 41. — La gestion du marché de l'électricité est assurée par un gestionnaire unique dénommé opérateur du marché constitué en une entreprise commerciale dont la fonction est la gestion du système d'offre de vente et d'achat d'énergie électrique.

L'opérateur du marché est créé selon les dispositions des articles 172 et 173 de la présente loi.

Aucun actionnaire ne pourra posséder une participation directe ou indirecte supérieure à dix pour cent (10%) dans le capital de l'entreprise opérateur du marché.

Art. 42. — Les fonctions de l'opérateur du marché sont :

— la réception des offres de vente d'énergie électrique des centrales de production;

— la réception et l'acceptation des offres d'achat d'énergie électrique;

— l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité en partant de l'offre de vente la moins chère jusqu'à la satisfaction totale de la demande pour chaque période de programmation;

— la communication aux opérateurs (producteurs d'électricité, clients éligibles, distributeurs d'électricité, agents commerciaux, opérateurs du système) des résultats de cette adéquation et en particulier les centrales de production d'électricité programmées et les prix marginaux ;

— les opérations de liquidation : recettes et paiements selon le fonctionnement effectif sur chaque période de programmation ;

— la gestion de la caisse de l'électricité et du gaz si la commission de régulation lui en confie la mission.

Art. 43. — Les agents de l'opérateur du marché sont soumis à une obligation de stricte confidentialité sur toute information dont ils auraient eu connaissance dans le cadre de leur travail.

Le non-respect de cette obligation donne lieu à des sanctions disciplinaires conformément au règlement intérieur de l'opérateur du marché.

Art. 44. — Les droits et obligations de l'opérateur du marché sont définis dans un cahier des charges fixé par voie réglementaire.

TITRE V

DU TRANSPORT DU GAZ POUR LE MARCHE NATIONAL ET DE L'ORGANISATION DU MARCHE NATIONAL DU GAZ

Art. 45. — Le réseau de transport du gaz pour le marché national est un monopole naturel. Sa gestion est assurée par un gestionnaire unique.

Le gestionnaire du réseau de transport du gaz bénéficie d'une autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la commission de régulation. Cette autorisation est incessible.

Art. 46. — La commission établit un programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz en collaboration avec les institutions concernées et après consultation des opérateurs. Ce programme est élaboré sur la base d'outils et de méthodologie fixés par voie réglementaire. Le programme indicatif est soumis à l'approbation du ministre chargé de l'énergie.

Le programme indicatif est un programme décennal; il est actualisé chaque année pour les dix (10) années suivantes et chaque fois que des développements imprévus du marché le nécessitent. Il est établi la première fois dans les douze (12) mois à compter de la mise en place de la commission de régulation. Il tiendra compte des évolutions de la consommation par zone géographique, des capacités de transport et de distribution du gaz.

Ce programme est établi sur la base de mécanismes et de méthodologie fixés par voie réglementaire.

La commission de régulation participe avec les autres institutions de régulation concernées à l'établissement des prévisions d'approvisionnement de gaz.

Art. 47. — Un arrêté du ministre chargé de l'énergie détermine les installations devant être classées comme faisant partie du réseau de transport du gaz destiné à alimenter le marché national.

Art. 48. — Le gestionnaire du réseau de transport du gaz est le propriétaire du réseau de transport du gaz. Il doit assurer les fonctions d'exploitation de maintenance et de développement du réseau de transport du gaz en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.

Art. 49. — Le gestionnaire du réseau de transport du gaz est une entreprise commerciale créée conformément aux dispositions de l'article 170 de la présente loi.

Art. 50. — Les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien du réseau de transport du gaz sont fixées par voie réglementaire.

Art. 51. — Le plan de développement du réseau de transport du gaz est établi par le gestionnaire du réseau de transport du gaz, en collaboration avec les opérateurs. Ce plan est approuvé par la commission de régulation; il couvre une période de dix (10) ans et est adapté chaque année.

Le plan comprend :

— une estimation détaillée des besoins en capacité de transport du gaz,

— le programme que le gestionnaire du réseau de transport du gaz s'engage à exécuter.

Art. 52. — La commission de régulation instruit les demandes de réalisation et contrôle l'exécution des ouvrages programmés ; elle peut ordonner au gestionnaire du réseau de transport du gaz d'adapter le plan de développement.

Art. 53. — La gestion du système gazier destiné au marché national est exercée par le gestionnaire du réseau de transport du gaz. Celui-ci assure la coordination des flux de gaz et veille en particulier à l'équilibre permanent entre consommation et livraison, à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité de l'alimentation en gaz.

Il fournit à l'ensemble des opérateurs les informations nécessaires au bon fonctionnement des réseaux de transport du gaz selon des modalités définies par voie réglementaire.

Art. 54. — Les fonctions de gestionnaire du réseau de transport du gaz sont :

— la prévision à court et moyen terme de la demande de gaz et sa satisfaction;

— la prévision à court et moyen terme de l'utilisation des capacités du réseau de transport du gaz;

— la gestion des échanges régionaux de gaz;

— la conduite des mouvements d'énergie gazière ;

— la coordination des plans d'entretien des ouvrages de transport du gaz;

— l'établissement et le contrôle des paramètres de fiabilité du système de transport du gaz;

— la définition et la mise en œuvre des plans de défense et de sauvegarde du réseau de transport du gaz en collaboration avec les producteurs d'électricité, les distributeurs de gaz et les clients éligibles;

— l'élaboration du plan de développement du réseau de transport du gaz conformément à l'article 51 ci-dessus ;

— l'exécution des décisions des pouvoirs publics relatives à la garantie de l'alimentation en gaz.

Art. 55. — Le gestionnaire du réseau de transport du gaz ne peut exercer des activités d'achat ou de vente de gaz.

Art. 56. — Les agents du gestionnaire du réseau de transport du gaz sont soumis à une obligation de stricte confidentialité sur toute information dont ils auraient eu connaissance dans le cadre de leur travail.

Le non-respect de cette obligation donne lieu à des sanctions disciplinaires conformément au règlement intérieur du gestionnaire du réseau de transport du gaz.

Art. 57. — Les règles techniques de raccordement au réseau de transport du gaz et les règles de conduite du réseau de transport du gaz sont établies par voie réglementaire.

Art. 58. — La gestion du marché national du gaz est assurée par le gestionnaire du réseau de transport du gaz. Il assume les fonctions suivantes:

— la réception des offres de vente des fournisseurs de gaz ;

— la réception et l'acceptation des offres d'achat de gaz ;

— l'adéquation entre l'offre et la demande de gaz en partant de l'offre de vente la moins chère jusqu'à la satisfaction totale de la demande de gaz pour chaque période de programmation;

— la communication aux opérateurs (producteurs d'électricité, clients éligibles, distributeurs de gaz, agents commerciaux) des résultats de cette adéquation ;

— les opérations de liquidation : recettes et paiements selon le fonctionnement effectif sur chaque période de programmation.

Art. 59. — Les fonctions visées aux articles 48, 54 et 58 ci-dessus sont exercées par le gestionnaire du réseau de transport du gaz à travers des structures distinctes disposant de comptabilités séparées.

Art. 60. — Les droits et obligations du gestionnaire du réseau de transport du gaz sont définis dans un cahier des charges fixé par voie réglementaire.

TITRE VI

DE L'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

Art. 61. — L'organisation du secteur est basée sur le principe de l'accès des tiers aux réseaux de transport de l'électricité et du gaz et à ceux de la distribution pour permettre l'approvisionnement direct des clients éligibles auprès des producteurs de l'énergie électrique et des fournisseurs du gaz.

Les marchés de l'électricité et du gaz seront ouverts au plus tard trois (3) ans après la promulgation de la présente loi à hauteur d'au moins trente pour cent (30%) pour chacun.

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.

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

La commission de régulation publiera les modèles types de contrats.

Art. 64. — Le cadre contractuel dans lequel s'effectue la fourniture de gaz ou d'électricité aux clients éligibles ne peut avoir une durée inférieure à trois (3) ans.

Art. 65. — Les clients éligibles, les distributeurs et les agents commerciaux ont un droit d'accès aux installations des réseaux de transport et/ou de distribution ou aux deux moyennant un péage au gestionnaire des réseaux de transport et distribution conformément à l'article 68 ci-dessous.

Pour l'électricité, les demandes d'alimentation sont formulées auprès de l'opérateur du marché; dès l'acceptation de la demande et vérification par l'opérateur du système, cette dernière devient un engagement ferme d'alimentation.

Pour le gaz, les demandes d'alimentation sont formulées auprès du gestionnaire du réseau de transport du gaz, dès l'acceptation de la demande, cette dernière devient un engagement ferme d'alimentation.

Les modalités d'alimentation et d'accès aux réseaux sont fixées par voie réglementaire.

Art. 66. — Les conditions sous lesquelles un client éligible qui a quitté le système à tarifs peut revenir à ce système seront définies par voie réglementaire.

Art. 67. — L'accès des tiers aux réseaux de l'électricité et du gaz ou aux deux ne peut être refusé que s'il y a manque avéré de capacité. En cas de refus, un recours peut être introduit par l'opérateur concerné auprès de la commission de régulation.

Les modalités d'exercice du droit de recours sont définies par voie réglementaire.

Art. 68. — Les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz sont fixés par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire. Ces tarifs doivent être transparents et non discriminatoires. Ils sont établis et publiés conformément aux dispositions de la présente loi.

Art. 69. — Les tarifs sont fixés sur la base des différentes modalités d'utilisation du réseau, les surcoûts dus à l'obligation de service public, les services indirects et les contributions de transition.

Art. 70. — Les structures tarifaires d'utilisation des réseaux sont uniformes sur l'ensemble du territoire national.

Art. 71. — Pour les transits destinés à l'exportation et les transits internationaux, les conditions commerciales sont négociées entre le gestionnaire du réseau de transport et la partie concernée.

TITRE VII

DE LA DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

Art. 72. — L'Etat garant du service public de l'électricité et du gaz octroie des concessions. L'attribution de la concession se fait par décret exécutif sur proposition du ministre chargé de l'énergie, après avis de la commission de régulation .

Art. 73. — L'attribution de concessions de distribution se fait par voie d'appel d'offres lancé et traité par la commission de régulation. La concession est incessible.

Les modalités d'attribution des concessions sont fixées par voie réglementaire.

Art. 74. — Les propriétaires des réseaux de distribution existant à la date de promulgation de la présente loi sont les titulaires des concessions d'exploitation de ces réseaux. Ils procèdent à leur déclaration auprès de la commission de régulation.

Art. 75. — Le cahier des charges visé à l'article 77 ci-dessous, définit, dans le cas de changement de concessionnaire, la rémunération des investissements réalisés par le concessionnaire précédent.

La procédure de résolution des contestations éventuelles des parties en ce qui concerne la rémunération des investissements est fixée par voie réglementaire.

Art. 76. — La commission de régulation définit, le cas échéant, les critères d'évaluation permettant de déterminer la valeur annuelle de la location à payer aux propriétaires non concessionnaires des réseaux de distribution.

Art. 77. — Un cahier des charges établi par voie réglementaire fixe les droits et obligations du concessionnaire.

Le cahier des charges est établi par voie réglementaire.

Art. 78. — Le cahier des charges prévoit notamment les obligations du concessionnaire des réseaux de distribution, suivantes :

— l'exploitation et l'entretien du réseau dans sa zone de desserte;

— le développement du réseau de façon à permettre les raccordements des clients et des producteurs qui le demandent;

— l'efficacité et la sécurité des réseaux;

— l'équilibre entre l'offre et la demande ;

— la qualité de service ;

— le respect des règlements techniques, d'hygiène, de sécurité et de protection de l'environnement.

Les modalités de retrait de la concession sont fixées par voie réglementaire.

Art. 79. — Les concessionnaires des réseaux de distribution alimentent les clients non éligibles selon une tarification définie aux articles 97 et 99 ci-dessous.

Art. 80. — Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution sont fixés par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire.Ils sont transparents et non discriminatoires. Ils sont établis conformément aux dispositions de la présente loi.

Les modalités d'application du présent article sont fixées par voie réglementaire.

Art. 81. — Les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien des réseaux de distribution sont fixées par voie réglementaire.

TITRE VIII

DISPOSITIONS COMMUNES AU MARCHE DE L'ELECTRICITE ET AU MARCHE NATIONAL DU GAZ

Art. 82. — L'activité d'agent commercial, tant pour le gaz que pour l'électricité, est soumise à l'autorisation d'exercer délivrée par la commission de régulation.

Les critères d'octroi de cette autorisation portent sur :

— la réputation, la compétence et l'expérience professionnelle du demandeur;

— les capacités techniques et financières et la qualité de l'organisation;

— les obligations de service public en matière de régularité et de qualité dans l'alimentation électrique et gazière.

La qualité d'agent commercial et les modalités d'exercice de l'activité sont définies par voie réglementaire.

Art. 83. — Il est créé par la commission de régulation un comité des agents commerciaux du marché de l'électricité et du marché national du gaz qui aura pour fonction la supervision du fonctionnement de l'opérateur du marché de l'électricité et du gestionnaire du réseau de transport du gaz ainsi que la préparation de mesures d'amélioration du fonctionnement de ces marchés.

Tous les opérateurs ayant accès au marché de l'électricité et au marché national du gaz y sont membres.

Art. 84. — La composition et le fonctionnement du comité des agents du marché de l'électricité et du marché national du gaz sont fixés par voie réglementaire.

TITRE IX

DE L'EXPORTATION ET DE L'IMPORTATION DE L'ELECTRICITE

Art. 85. — Les opérations d'exportation et d'importation de l'électricité peuvent être exercées librement par toute personne physique ou morale selon une procédure fixée par voie réglementaire qui assure la transparence et l'égalité de traitement.

Cette procédure prendra en compte la saisine de la commission de régulation, avant l'opération d'exportation.

La commission de régulation peut formuler un avis défavorable si la demande nationale n'est pas satisfaite, l'opérateur du système étant préalablement consulté.

Les prix et les contrats seront librement négociés entre les opérateurs concernés.

Art. 86. — Les installations dont tout ou partie de l'énergie produite est destinée exclusivement à l'exportation sont dispensées de l'avis de la commission de régulation visé à l'article 85 ci-dessus.

Art. 87. — Les échanges internationaux entre réseaux interconnectés frontaliers entrant dans le cadre des règles de fonctionnement des réseaux ou du secours mutuel sont dispensés de l'avis cité à l'article 85 ci-dessus.

TITRE X

DES REGLES ECONOMIQUES ET DE LA TARIFICATION

Art. 88. — Les activités concourant à la fourniture de l'électricité et du gaz sont rémunérées sur la base de dispositions réglementaires fondées sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Ces critères favorisent l'amélioration de l'efficacité de la gestion, du rendement technique et économique des activités ainsi que l'amélioration de la qualité de la fourniture.

Art. 89. — La rémunération de la production de l'électricité se fonde sur les éléments suivants :

— le prix de l'énergie électrique issu de l'équilibre offre-demande et résultant du traitement élaboré par l'opérateur du marché ;

— le coût de la garantie de puissance fournie au système ;

— le coût des services auxiliaires nécessaires pour assurer la qualité de la fourniture.

Les modalités d'application du présent article sont précisées par voie réglementaire.

Art. 90. — La rémunération de l'activité transport, tant pour l'électricité que pour le gaz, est fixée par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire.

Elle comprend les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires et prenant en compte les coûts de développement.

La formule de rémunération intègre des incitations à la réduction des coûts et à l'amélioration de la qualité de la fourniture.

Art. 91. — La rémunération de l'activité distribution, tant pour l'électricité que pour le gaz, est fixée par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire.

Elle prend en compte les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, les caractéristiques des zones de distribution desservies, d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires et prenant en compte les coûts de développement.

La formule de rémunération intègre des incitations à la réduction des coûts et à l'amélioration de la qualité de la fourniture.

Art. 92. — La rémunération de l'activité de commercialisation tant pour l'électricité que pour le gaz prise en compte dans les tarifs est établie par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire. Cette rémunération tiendra compte des coûts résultant des activités nécessaires pour la fourniture de l'énergie aux consommateurs.

Art. 93. — La conclusion du contrat se fait librement entre les agents commerciaux et les clients éligibles.

Art. 94. — Pour l'électricité, les paramètres suivants sont considérés comme des coûts permanents du système électrique :

— surcoûts relatifs à la fourniture de l'électricité dans les réseaux de distribution isolés du sud;

— coûts de l'opérateur du système et de l'opérateur du marché reconnus par la commission de régulation;

— coûts associés à des programmes d'incitation à la maîtrise de la demande ;

— coûts de fonctionnement de la commission de régulation.

Pour le gaz, les paramètres suivants sont considérés comme des coûts permanents du système gazier :

— surcoûts relatifs à la fourniture du gaz dans les réseaux isolés de distribution ;

— part des coûts de l'opération du système de transport du gaz ;

— coûts associés à des programmes d'incitation à la maîtrise de la demande ;

— coûts de fonctionnement de la commission de régulation.

Art. 95. — Les producteurs utilisant les énergies renouvelables et/ou la cogénération peuvent bénéficier de primes. Ces primes sont considérées comme coûts de diversification conformément à l'article 98 ci-dessous.

Art. 96. — Les règles économiques pour les droits de raccordement aux réseaux et autres actions nécessaires pour satisfaire les demandes d'alimentation des clients sont établies par voie réglementaire.

Art. 97. — Les tarifs hors taxes de l'électricité à appliquer aux clients non éligibles sont fixés par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire et sont uniformes sur tout le territoire national.

Art. 98. — Les tarifs visés à l'article 97 ci-dessus incluent les paramètres suivants :

— le coût de production de l'électricité fixé en fonction du prix moyen du kilowat/heure observé sur le marché de la production d'électricité durant une période de référence définie par voie réglementaire ;

— les coûts relatifs au transport et à la distribution de l'électricité;

— les coûts de commercialisation;

— les coûts permanents du système électrique;

— les coûts de diversification.

Les tarifs peuvent prendre en compte les incitatifs visant l'économie d'énergie.

Art. 99. — Les tarifs hors taxes du gaz à appliquer aux clients non éligibles sont fixés par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire et sont uniformes sur tout le territoire national.

Art. 100. — Les tarifs visés à l'article 99 ci-dessus incluent les paramètres suivants :

— le coût d'approvisionnement du gaz fixé par la commission de régulation en fonction du prix moyen d'approvisionnement du gaz livré au réseau transport durant une période de référence définie par voie réglementaire;

— les coûts relatifs au transport et à la distribution du gaz;

— les coûts de commercialisation;

— les coûts permanents du système gazier.

Les tarifs peuvent prendre en compte les incitatifs visant l'économie d'énergie.

Art. 101. — Les modalités de révision des tarifs visés aux articles 97 et 99 ci-dessus sont définies par voie réglementaire.

Art. 102. — La procédure de paiement pour l'achat d'électricité ou de gaz par des clients éligibles est définie par voie réglementaire.

Art. 103. — Pour l'électricité et le gaz, les clients éligibles doivent payer les coûts des activités nécessaires à la fourniture de l'énergie et participer à la couverture des coûts permanents des systèmes et des coûts de diversification.

Les modalités d'application du présent article sont fixées par voie réglementaire.

Art. 104. — La somme des facturations des ventes d'électricité et de gaz représente la part des fonds collectés par les opérateurs exerçant les activités de distribution et de commercialisation.

La somme de ces montants est répartie conformément aux dispositions de la présente loi.

Les modalités d'application du présent article sont définies par voie réglementaire.

Art. 105. — La procédure d'allocation des fonds collectés par les distributeurs et les agents commerciaux en fonction de leur part de rémunération est établie conformément aux dispositions de la présente loi.

Les modalités d'application du présent article sont définies par voie réglementaire.

Art. 106. — Les producteurs d'électricité, le gestionnaire du réseau transport de l'électricité, les distributeurs d'électricité, les agents commerciaux et les clients éligibles se soumettent aux conditions établies par l'opérateur du marché et l'opérateur du système pour la liquidation et le paiement des droits de l'énergie électrique.

Les fournisseurs de gaz, les distributeurs du gaz, les agents commerciaux et les clients éligibles se soumettent aux conditions établies par le gestionnaire du transport du gaz pour la liquidation et le paiement des droits de l'énergie gazière.

Les conditions de liquidation et de paiement sont publiques, transparentes et objectives.

TITRE XI

DE LA COMPTABILITE ET DE LA SEPARATION DES COMPTES

Art. 107. — Les opérateurs tiennent une comptabilité par centrale de production et pour chaque concession de distribution.

Dans ce cadre, ils tiennent dans leur comptabilité interne des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport, de distribution et, le cas échéant, pour l'ensemble de leurs activités en dehors du secteur de l'électricité et du gaz, de la même façon que si ces activités étaient exercées par des entreprises juridiquement distinctes.

Art. 108. — Les comptes annuels des opérateurs doivent reprendre, dans leur annexe, un bilan et un compte de résultat pour chaque catégorie d'activité, ainsi que les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des produits et charges qui ont été appliquées pour établir les comptes séparés.

Les règles d'imputation ne peuvent être modifiées qu'à titre exceptionnel, et les modifications doivent être indiquées et dûment motivées dans l'annexe aux comptes annuels.

Art. 109. — La commission peut requérir que les opérateurs lui communiquent périodiquement des informations chiffrées concernant leurs relations financières ou commerciales avec des entreprises liées ou associées.

Art. 110. — La commission assure la confidentialité des données de la comptabilité analytique qui lui sont communiquées.

TITRE XII

DE LA REGULATION

Art. 111. — Il est créé une commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) dénommée "la commission".

Art. 112. — La commission de régulation est un organisme indépendant doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Son siège est fixé à Alger.

Art. 113. — La commission de régulation a pour mission de veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l'électricité et du marché national du gaz, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs.

Art. 114. — La commission est investie :

— d'une mission de réalisation et de contrôle du service public de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations;

— d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité et du marché national du gaz ;

— d'une mission générale de surveillance et de contrôle du respect des lois et règlements y relatifs.

Art. 115. — Dans le cadre des missions prévues à l'article 114 ci-dessus, la commission :

1. contribue à l'élaboration des règlements d'application prévus dans la présente loi et des textes d'application qui lui sont rattachés;

2. formule des avis motivés et soumet des propositions dans le cadre des lois en vigueur ;

3. coopère avec les institutions concernées pour le respect des règles de la concurrence dans le cadre des lois et règlements en vigueur;

4. instruit les demandes et propose au ministre chargé de l'énergie la décision d'octroi de la concession;

5. propose des standards généraux et spécifiques, concernant la qualité de l'offre et du service client ainsi que les mesures de contrôle ;

6. approuve préalablement les règles et procédures de fonctionnement de l'opérateur du système et de l'opérateur du marché et du gestionnaire du réseau de transport du gaz;

7. s'assure du respect des conditions de neutralité du gestionnaire du réseau de transport du gaz, de l'opérateur du système et de l'opérateur du marché par rapport aux autres intervenants;

8. s'assure de l'absence de position dominante exercée par d'autres intervenants sur la gestion de l'opérateur du système et de l'opérateur du marché ;

9. contrôle et évalue l'exécution des obligations de service public ;

10. contrôle l'application de la réglementation technique, les conditions d'hygiène, de sécurité et de protection de l'environnement ;

11. contrôle la comptabilité des entreprises ;

12. prend toute initiative dans le cadre des missions qui lui sont confiées par la présente loi ou les règlements en matière de surveillance et d'organisation du marché de l'électricité et du marché national du gaz ;

13. se prononce préalablement sur les opérations de concentration d'entreprises ou de prise de contrôle d'une ou de plusieurs entreprises électriques par une autre qui exerce dans les activités visées à l'article 1er ci-dessus et dans le cadre de la législation en vigueur;

14. établit et met à jour des besoins en moyens de production d'électricité et le programme indicatif d'approvisionnement en gaz du marché national;

15. approuve les plans de développement des réseaux de transport électricité et gaz soumis par les gestionnaires des réseaux et en contrôle l'application;

16. instruit les demandes et délivre les autorisations pour la réalisation et l'exploitation de nouvelles installations de production de l'électricité et de transport y compris les lignes directes d'électricité et les canalisations directes de gaz. Elle contrôle le respect des autorisations délivrées;

17. organise un service de conciliation et d'arbitrage ;

18. assure le secrétariat de la chambre d'arbitrage ;

19. instruit les plaintes et recours des opérateurs, utilisateurs de réseaux et clients;

20. peut organiser des consultations préalables relatives à ses prises de décisions ;

21. détermine les sanctions administratives pour le non-respect des règles ou des standards et ainsi que les indemnités payables aux consommateurs ;

22. détermine par application de la réglementation la rémunération des opérateurs du secteur;

23. détermine par application de la réglementation les tarifs à appliquer aux clients du système à tarifs ;

24. propose, après consultation des opérateurs, aux institutions concernées annuellement ou quand des circonstances particulières le recommandent le maintien ou la modification du niveau des tarifs ;

25. établit le calcul des coûts et pertes relatifs aux sujétions de service public et aux coûts de transition ;

26. assure la gestion de la caisse de l'électricité et du gaz pour la prise en charge de la péréquation des tarifs et des coûts liés à la période de transition au régime concurrentiel;

27. détient l'ensemble des contrats d'achat et de vente d'énergie électrique et de gaz;

28. effectue des recherches et études relatives aux marchés de l'électricité et du gaz ;

29. effectue des analyses relatives aux contrats conclus dans le secteur de l'électricité et du gaz pour le marché national, en publie des synthèses qui intègrent des indications sur les quantités et les prix moyens du marché tout en préservant l'information confidentielle ;

30. organise des audiences publiques;

31. développe des actions de sensibilisation et d'information en direction des parties concernées par son activité ;

32. publie les informations utiles pour la défense des intérêts du consommateur ;

33. soumet chaque année au ministre chargé de l'énergie un rapport sur l'exécution de ses missions et sur l'évolution des marchés ;

34. soumet le cas échéant, des appels d'offres d'attribution de concessions de production conformément à l'article 22 de la présente loi ;

35. soumet des appels d'offres d'attribution de concessions de distribution d'électricité et/ou de gaz conformément à l'article 73 de la présente loi.

Art. 116. — La commission est dirigée par un comité de direction.

Pour mener à bien sa mission, le comité de direction s'appuie sur des directions spécialisées.

Art. 117. — Le comité de direction est composé d'un président et de trois (3) directeurs nommés par décret présidentiel, sur proposition du ministre chargé de l'énergie.

Le comité de direction jouit des pouvoirs les plus étendus pour agir au nom de la commission de régulation et faire autoriser tous actes et opérations relatifs à sa mission.

Art. 118. — Les délibérations du comité de direction ne sont validés qu'avec la présence de trois (3) de ses membres dont le président.

Les délibérations sont adoptées à la majorité simple des membres présents. En cas d'égalité de voix, celle du président est prépondérante.

Art. 119. — Le président du comité de direction assure le fonctionnement de la commission de régulation et assume tous les pouvoirs nécessaires, notamment en matière :

— d'ordonnancement ;

— de nomination et de révocation de tous employés et agents;

— de rémunération du personnel ;

— d'administration des biens sociaux ;

— d'acquisition, d'échange ou d'aliénation des biens meubles ou immeubles ;

— de représenter le comité devant la justice ;

— d'accepter la main levée d'inscriptions, de saisies, d'oppositions et d'autres droits avant ou après paiement ;

— d'arrêts d'inventaires et de comptes.

Le président peut subdéléguer sous sa responsabilité tout ou partie de ses pouvoirs.

Art. 120. — La rémunération du président et des membres du comité de direction est fixée par voie réglementaire.

Art. 121. — La fonction de membre du comité de direction est incompatible avec toute activité professionnelle, tout mandat électif national ou local, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie ou dans une entreprise ayant la qualité de client éligible.

Art. 122. — Tout membre du comité de direction exerçant une des activités mentionnées à l'article 121 ci-dessus, est déclaré démissionnaire d'office, après consultation du comité de direction, par décret présidentiel.

Le Président de la République pourvoit à son remplacement sur proposition du ministre chargé de l'énergie.

Art. 123. — Tout membre du comité de direction ayant fait l'objet d'une condamnation judiciaire infamante, devenue définitive, est déclaré démissionnaire d'office, après consultation du comité de direction. Le Président de la République pourvoit à son remplacement sur proposition du ministre chargé de l'énergie.

Art. 124. — A la fin de leur mission, les membres du comité de direction ne peuvent exercer une activité professionnelle dans les entreprises régulées des secteurs de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations pendant une période de deux (2) ans.

Art. 125. — Il est institué auprès de la commission de régulation, un organe consultatif dénommé "conseil consultatif."

Il est composé de deux (2) représentants des départements ministériels concernés et de toutes les parties intéressées (opérateurs, consommateurs, travailleurs). Chaque partie y délègue son ou ses représentants.

Le conseil consultatif formule des avis sur les activités du comité de direction et sur les objectifs et les stratégies de la politique énergétique dans le secteur de l'électricité et de la distribution du gaz.

Le comité de direction assiste aux travaux du conseil consultatif.

La composition et le fonctionnement du conseil consultatif sont fixés par voie réglementaire.

Art. 126. — Le comité de direction adopte son règlement intérieur qui fixe l'organisation interne et le mode de fonctionnement.

Art. 127. — Les frais de fonctionnement de la commission de régulation sont compris dans les coûts permanents du système définis à l'article 94 de la présente loi et alloués selon les dispositions prévues à l'article 105 de la présente loi. Ils peuvent également faire l'objet de dotations de l'Etat.

La commission de régulation se fait rembourser des frais encourus pour les prestations fournies.

Le Trésor peut lui consentir des avances récupérables.

Le budget annuel élaboré par la commission de régulation fait l'objet d'une approbation par le ministre chargé de l'énergie.

Art. 128. — Dans l'accomplissement des missions qui lui sont assignées, la commission de régulation peut requérir des opérateurs intervenant sur le marché de lui fournir toutes les informations nécessaires. Elle peut procéder à un contrôle de leurs comptes sur place.

Les opérateurs sont tenus de déposer auprès de la commission de régulation une copie des contrats de vente ou d'achat d'énergie électrique ou de gaz tant pour le marché national que pour l'exportation ou l'importation d'électricité.

La commission de régulation s'assure de la confidentialité de l'information commerciale sensible conformément aux dispositions des articles 115 -29 et 130 de la présente loi.

Art. 129. — Les membres du comité de direction et agents de la commission de régulation exercent leurs fonctions en toute transparence, impartialité et indépendance.

Art. 130. — Les membres du comité de direction, du conseil consultatif et les employés de la commission de régulation sont soumis au secret professionnel, hormis le cas où ils sont appelés à rendre témoignage en justice.

Art. 131. — Le non respect du secret professionnel établi par une décision de justice définitive entraîne la cessation d'office des fonctions au sein de la commission. Le remplacement s'effectue conformément aux dispositions de la présente loi.

Art. 132. — La commission de régulation organise en son sein un service de conciliation pour les différends résultant de l'application de la réglementation et notamment celle relative à l'accès aux réseaux, aux tarifs et à la rémunération des opérateurs.

La commission de régulation établit un règlement intérieur pour le fonctionnement de ce service.

Art. 133. — Il est institué au sein de la commission de régulation un service dénommé «chambre d'arbitrage» qui, à la demande de l'une des parties, statue sur les différends pouvant surgir entre les opérateurs, à l'exception de ceux portant sur les droits et obligations contractuels.

Art. 134. — La chambre d'arbitrage comprend :

— trois (3) membres dont le président et trois (3) suppléants désignés par le ministre chargé de l'énergie pour une durée de six (6) ans renouvelable,

— deux (2) magistrats désignés par le ministre de la justice.

Les membres et les suppléants sont désignés en raison de leur compétence en matière de concurrence. Ils ne peuvent être choisis parmi les membres des organes et les employés de la commission de régulation.

Art. 135. — La chambre d'arbitrage statue par une décision motivée sur les affaires dont elle est saisie après avoir entendu les parties en cause.

Elle peut procéder ou faire procéder à toutes investigations utiles et peut, au besoin, désigner des experts et entendre des témoins.

Elle peut ordonner des mesures conservatoires en cas d'urgence.

Art. 136. — Les règles de procédure applicables devant la chambre d'arbitrage seront définies par voie réglementaire.

Art. 137. — Les décisions de la chambre d'arbitrage ne sont pas susceptibles de recours ; à ce titre elles sont exécutoires.

Art. 138. — Les avis et décisions de la commission de régulation sont publiés.

Art. 139. — Les décisions de la commission de régulation sont motivées. Elles peuvent faire l'objet d'un recours juridictionnel devant le Conseil d'Etat.

Art. 140. — La gestion de la commission de régulation est soumise au contrôle de l'Etat.

TITRE XIII

DES INFRACTIONS ET DES SANCTIONS

Art. 141. — Est passible de l'amende prévue à l'article 149 ci-dessous, tout opérateur qui ne respecte pas :

— les règles techniques de production, de conception et de fonctionnement pour le raccordement et l'accès aux réseaux de transport et de distribution visées respectivement aux articles 28, 32, 40, 50, 57 et 81 de la présente loi ;

— les règles fixant les modalités techniques et commerciales d'alimentation de la clientèle contenues dans le cahier des charges de concession visé à l'article 77 de la présente loi ainsi que les obligations visées à l'article 27 de la présente loi ;

— les règles d'hygiène, de sécurité et de protection de l'environnement ;

— les règles résultant de la mise en œuvre des obligations de service public visées à l'article 3 de la présente loi.

Art. 142. — Dans le cadre du contrôle technique, de la sécurité, de la surveillance et de la police administrative en matière d'énergie, les manquements énumérés à l'article 141 ci-dessus sont constatés par des agents assermentés dûment habilités par le ministre chargé de l'énergie ou le président de la commission de régulation chacun en ce qui le concerne.

Art. 143. — Les agents assermentés sont munis d'un titre leur conférant cette qualité qui leur est établi par l'autorité habilitée et qu'ils doivent présenter à chaque contrôle ou intervention.

Art. 144. — Les agents assermentés habilités à constater les infractions, bénéficient de la prérogative de vérification des ouvrages et installations électriques et gaziers.

Art. 145. — Les agents assermentés visés à l'article 142 ci-dessus prêtent devant le président du tribunal territorialement compétent le serment suivant :

" أقسم باللّه العليّ العظيم أن أؤدي عملي بكلّ أمانة وإخلاص وأن أراعي، في كلّ الأحوال، الواجبات التي يفرضها عليّ القانون وأحافظ على أسرار مهنتي ".

Les agents assermentés et leur autorité hiérarchique reçoivent copies du procès-verbal de prestation de serment.

Art. 146. — Le non respect des règles visées à l'article 142 ci-dessus fait l'objet de procès-verbaux qui fixent le montant maximum de l'amende encourue et sont notifiés à la personne concernée et à la commission de régulation.

Les procès-verbaux constatant ces infractions sont valables jusqu'à preuve du contraire. Ils sont adressés :

— au procureur de la République territorialement compétent ;

— au ministre chargé de l'énergie ;

— à la commission de régulation après visa d'un officier de police judiciaire territorialement compétent.

La personne concernée devra présenter ses observations dans un délai de quinze (15) jours à compter de cette notification.

Les procès-verbaux établis par les agents assermentés, selon un modèle normalisé par la commission de régulation, doivent indiquer sans rature, ni surcharge ni renvoi :

— la date et le lieu de constat,

— l'identité de l'agent contrôleur et celle du contrevenant,

— la nature de l'infraction,

— les mesures conservatoires prises, le cas échéant.

Ces procès-verbaux sont rédigés séance tenante et signés par le contrevenant; copie lui est remise contre accusé de réception.

Lorsque le procès-verbal a été rédigé en l'absence du contrevenant ou que, présent il refuse de le signer, mention en est faite sur le procès-verbal et une copie lui est transmise avec accusé de réception.

Les procès-verbaux obéissent, quant à leur force probante, aux dispositions du code de procédure pénale.

Art. 147. — Dans l'exercice de leurs fonctions, les agents assermentés peuvent demander l'assistance de la force publique.

Art. 148. — Le montant de l'amende prévue à l'article 141 ci-dessus est fixé dans la limite de trois pour cent (3%) du chiffre d'affaires du dernier exercice de l'opérateur en faute sans pouvoir excéder cinq millions de dinars (5.000.000 DA), porté à cinq pour cent (5%) en cas de récidive sans pouvoir excéder dix millions de dinars (10.000.000 DA).

Art. 149. — La commission peut en cas de manquement(s) grave (s) tel (s) que prévu (s) à l'article 141 ci-dessus procéder au retrait temporaire pour une durée n'excédant pas un (1) an ou au retrait définitif de l'autorisation d'exploiter une installation. La décision de retrait doit mentionner explicitement le (s) manquement (s) constaté (s).

Art. 150. — Les sanctions doivent être motivées. Elles peuvent faire l'objet d'un recours judiciaire.

Art. 151. — L'auteur de la construction ou de l'exploitation d'une installation de production électrique, d'une ligne directe d'électricité ou d'une canalisation directe de gaz sans autorisation est puni d'un emprisonnement de trois (3) mois à un (1) an et d'une amende de cinq millions de dinars (5.000.000 DA) à dix millions de dinars (10.000.000 DA) ou de l'une ou l'autre de ces peines seulement.

Art. 152. — L'opposition de quelque façon que ce soit à l'exercice des fonctions des agents chargés du contrôle ou le refus de leur communiquer les éléments réclamés dans le cadre d'un contrôle régulier est puni d'un emprisonnement de trois (3) mois à six (6) mois et d'une amende de cinquante mille dinars (50.000 DA) à cent mille dinars (100.000 DA) ou de l'une ou l'autre de ces peines seulement.

En cas de récidive, les peines sont portées au double.

Art. 153. — Les personnes coupables en vertu des articles 141, 151 et 152 ci-dessus peuvent encourir également les sanctions suivantes :

— fermeture temporaire ou définitive d'un, de plusieurs ou de l'ensemble des établissements appartenant à la personne condamnée ;

— interdiction d'exercer l'activité professionnelle ou sociale pour laquelle l'infraction a été commise ;

— affichage et publication de la décision prononcée.

TITRE XIV

DES SERVITUDES ET DROITS ANNEXES

Art. 154. — Conformément à la législation et à la réglementation en vigueur et aux dispositions de la présente loi, les opérateurs intervenant dans les activités citées à l'article 1er de la présente loi bénéficient des droits suivants:

— de la permission de voirie,

— de l'occupation temporaire de terrains,

— des servitudes d'utilité publique,

— de la mise à disposition et de l'acquisition de terrains par voie de cession, de concession ou d'expropriation pour utilité publique.

Art. 155. — Le bénéfice de l'occupation temporaire de terrains est autorisé par arrêté du wali pris après enquête publique au cours de laquelle les propriétaires, titulaires de droits réels, affectataires et autres ayants droit ou services concernés auront été informés.

Ces derniers ont le droit de présenter leurs observations ou d'introduire leurs recours auprès du tribunal administratif compétent dans un délai ne dépassant pas deux (2) mois, à compter de la date de notification de l'arrêté. L'arrêté ci-dessus fixe une indemnité provisionnelle qui doit être consignée par l'opérateur préalablement à l'occupation du terrain.

Ce bénéfice de l'opérateur ouvre droit à des indemnités à sa charge couvrant tous les préjudices causés.

Art. 156. — En cas d'accord amiable entre les propriétaires, titulaires de droits réels, affectataires et autres ayants droit ou services concernés et l'opérateur, le bénéfice de l'occupation est sanctionné par un engagement contractuel.

Art. 157. — L'occupation des terrains des collectivités territoriales et du domaine de l'Etat qui ne sont pas déjà occupés légalement par des tiers, ouvre droit au paiement d'une indemnité annuelle conformément à la réglementation en vigueur.

L'occupation de terrains appartenant à des personnes privées ouvre droit, pour celles-ci ou leurs ayants droit, à une indemnité annuelle conformément à la réglementation en vigueur.

Art. 158. — Lorsque l'occupation ainsi faite, prive le propriétaire, les titulaires de droits réels, les affectataires, ou les autres ayants droit, de la jouissance du sol, pendant une durée supérieure à deux (2) ans, ou lorsque après l'exécution des travaux, les terrains occupés ne sont plus propres à l'usage antérieur, les intéressés peuvent solliciter :

— soit l'obtention d'une indemnité supplémentaire;

— soit la cession du terrain à l'opérateur concerné.

Dans ce cas, le terrain à acquérir ainsi est estimé à la somme représentant, lors de l'acquisition ou du transfert du droit d'usage, la valeur du terrain avant l'occupation.

Art. 159. — L'opérateur en matière d'électricité et de distribution du gaz peut, conformément à la législation en vigueur et dans les conditions définies par la présente loi, bénéficier des servitudes d'utilité publique d'appui et d'ancrage, de surplomb, d'implantation, d'abattage et d'ébranchage, de submersion, d'aqueduc, d'accès et de passage.

L'étendue de ces servitudes est limitée aux droits et prérogatives suivants :

— **en matière d'appui et d'ancrage** : d'établir à demeure des supports et ancrages pour conducteurs aériens ou canalisations soit à l'extérieur des murs ou façades donnant sur la voie publique, soit sur les toits et terrasses des bâtiments, à la condition qu'on puisse y accéder de l'extérieur ;

— **en matière de surplomb** : de faire passer les conducteurs d'électricité au-dessus des propriétés closes ou non ;

— **en matière d'implantation** : d'établir à demeure des canalisations souterraines ou des supports pour conducteurs aériens dans ou sur des terrains non bâtis qui ne sont pas fermés de murs ou autres clôtures équivalentes ;

— **en matière d'abattage et d'ébranchage** : d'abattre les arbres et couper les branches d'arbres qui, du fait de leur proximité des conducteurs, pourraient par leur mouvement et leur chute, soit gêner leur pose, soit occasionner des courts-circuits ou des avaries aux ouvrages ou des troubles dans leur exploitation . Ce droit pourra, en cas de nécessité, être appliqué en matière d'exploitation de canalisations souterraines de gaz ;

— **en matière de submersion** : de submerger les berges par le relèvement du plan d'eau ; sont exemptés les maisons, cours, jardins ou enclos attenant aux habitations ;

— **en matière d'aqueduc** : de survoler les fonds voisins intermédiaires, suivant le tracé le plus rationnel et le moins dommageable, pour le passage des lignes d'électricité ou canalisations de gaz, par des moyens-supports en portique. Il pourra, en outre, être utilisé, à titre d'appui ou d'ancrage des lignes et canalisations, les ponts, viaducs ou autres ouvrages similaires pour survoler ou surmonter les voies de communication, cours d'eau ou autres obstacles ;

— **en matière d'accès et de passage** : de pénétrer dans les propriétés pour les études et tracés et d'accéder librement aux chantiers, ouvrages et installations enclavés, pour y poursuivre les travaux ou assurer la surveillance, l'entretien ou la réparation des ouvrages.

Les servitudes énumérées ci-dessus ne pourront être exercées que dans les conditions de sécurité ou de commodité des habitants et la protection de l'environnement prescrites par la législation en vigueur.

Art. 160. — Le bénéfice des servitudes énoncées à l'article 159 ci-dessus est accordé par arrêté du wali territorialement compétent, à la suite d'une enquête publique au cours de laquelle les propriétaires, titulaires de droits réels, affectataires et autres ayants droit ou services concernés, auront été préalablement informés et invités à présenter, dans un délai de deux (2) mois, leurs observations.

L'arrêté visé à l'alinéa ci-dessus ne peut être pris qu'après approbation du projet de détail des tracés par le wali qui fixe l'étendue des droits et obligations en résultant.

Lorsque l'exercice de servitudes peut donner lieu à indemnité dans les conditions fixées ci-dessus, le wali fixe une indemnité provisionnelle et approximative qui doit être consignée par l'opérateur préalablement à l'exercice de la servitude.

En tout état de cause, les propriétaires, affectataires et autres ayants droit disposent du droit de recours contre la décision du wali conformément à la législation en vigueur.

Art. 161. — L'exercice des servitudes énoncées à l'article 159 ci-dessus est autorisé à titre gratuit par arrêté du wali sur demande de l'opérateur.

Toutefois, lorsque les servitudes grevant les biens immobiliers appartenant à des personnes privées ou des collectivités territoriales ou des terrains du domaine de l'Etat causent un préjudice, l'acte réglementaire du wali prévoit une indemnité calculée sur la base du préjudice déterminé ou susceptible d'être déterminé.

Art. 162. — L'exercice des servitudes n'entraîne aucune dépossession.

La pose d'appuis sur les murs et façades ou sur les toits et terrasses des bâtiments ne peut faire obstacle au droit du propriétaire de démolir, réparer ou surélever.

La pose de canalisations, lignes ou supports dans un terrain ouvert et non bâti ne fait pas non plus obstacle au droit du propriétaire de clore ou de bâtir.

Lorsque ces travaux affectent les ouvrages de l'opérateur, le propriétaire devra, un (1) mois avant d'entreprendre les travaux de démolition, réparation, surélévation, clôture ou bâtiment, prévenir l'opérateur par lettre recommandée adressée au siège social de celui-ci.

En ce qui concerne les biens immobiliers grevés de servitudes, l'opérateur est tenu, à ses frais et dans un délai fixé par voie réglementaire, d'apporter à ses installations les modifications nécessaires, conformément aux alinéas ci-dessus.

Dans le cas où les modifications sont de nature à occasionner à l'opérateur des coûts sans commune mesure avec le préjudice causé au propriétaire, l'opérateur peut refuser lesdites modifications. Son refus notifié au propriétaire est assorti de toutes les propositions utiles en vue d'un accord amiable. En cas de désaccord le litige est porté par l'opérateur ou le propriétaire devant le service de conciliation ou la chambre d'arbitrage.

Art. 163. — La décision d'autorisation des servitudes du wali est publiée au bureau de la conservation foncière dont relève l'immeuble grevé.

Art. 164. — La traversée par des lignes très haute tension d'édifices, centres scolaires, centres sportifs et habitations est interdite.

La traversée des lieux culturels et des lieux de sépulture par des lignes souterraines d'électricité ou des canalisations de gaz est interdite.

TITRE XV

DISPOSITIONS PARTICULIERES

Art. 165. — L'établissement public à caractère industriel et commercial SONELGAZ transformé en holding de sociétés par actions exerce, par le biais de ses filiales, les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité et de transport et de distribution de gaz dans les conditions prévues par la présente loi et la législation en vigueur.

L'Etat demeurera l'actionnaire majoritaire de SONELGAZ SPA.

L'ensemble des biens appartenant à l'établissement public à caractère industriel et commercial SONELGAZ est transféré en toute propriété à SONELGAZ SPA.

Lui sont également transférés les droits et obligations de l'EPIC SONELGAZ.

SONELGAZ SPA peut exercer en Algérie et à l'étranger toutes les activités qui concourent directement ou indirectement à son objet y compris les activités d'exploration, de production et de distribution d'hydrocarbures.

Le conseil d'administration ou le conseil de surveillance selon le cas de SONELGAZ SPA et de ses filiales doit comporter deux sièges au profit des travailleurs salariés selon les dispositions prévues par la loi relative aux relations de travail.

Art. 166. — Les filiales de SONELGAZ SPA disposent d'un patrimoine propre constitué des ouvrages et autres biens qui leur sont transférés par SONELGAZ à la date de leur création.

Art. 167. — Les filiales de distribution de SONELGAZ SPA sont les titulaires des concessions de réseaux qu'elles exploitent. Elles procèdent à leur déclaration auprès de la commission de régulation.

Art. 168. — Le capital des filiales de SONELGAZ SPA chargées de la production, du transport, de la distribution de l'électricité et celles chargées du transport et de la distribution du gaz est ouvert au partenariat ou à l'actionnariat privé dispersé ou au deux, ou aux travailleurs; SONELGAZ SPA demeurant l'actionnaire majoritaire pour ces filiales.

L'Etat fixe le niveau de participation des travailleurs et des citoyens au capital.

Art. 169. — La filiale transport de l'électricité SONELGAZ SPA désigne le gestionnaire du réseau transport de l'électricité.

Art. 170. — La filiale transport du gaz de SONELGAZ SPA désigne le gestionnaire du réseau transport du gaz.

Art. 171. — Les droits acquis par accord collectif des travailleurs exerçant ou ayant exercé à SONELGAZ sont préservés jusqu'à la date de promulgation de la présente loi.

Ces droits ne peuvent être modifiés que par accord collectif.

TITRE XVI

DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Art. 172. — En attendant la mise en place de l'opérateur du marché et de l'opérateur du système ces fonctions sont assurées par SONELGAZ SPA qui en confiera l'exercice à la filiale transport de l'électricité à travers des structures séparées. De ces structures seront constituées des entreprises, opérateur du marché et opérateur du système.

Art. 173. — L'opérateur système sera créé un (1) an après la promulgation de la présente loi. L'opérateur du marché sera créé dès que la commission de régulation estime que les conditions du marché sont réunies et au plus tard cinq (5) ans après la promulgation de la présente loi.

Pour l'opérateur du système les dispositions prévues à l'article 38 de la présente loi relatives à la participation au capital seront progressivement appliquées sur une période n'excédant pas cinq (5) ans sous contrôle de la commission de régulation.

Art. 174. — L'accès aux réseaux de transport et/ou de distribution s'opérera pour les clients des filiales de SONELGAZ SPA à la date où ces derniers deviennent éligibles.

Ceux-ci pourront, et pour une période n'excédant pas une (1) année à partir de cette même date, et moyennant un préavis de trois (3) mois, dénoncer les contrats d'abonnement les liant aux filiales de SONELGAZ SPA.

Art. 175. — Au cours de la période précédant la mise en place de l'opérateur du marché, la production d'électricité sera rémunérée par le biais d'une tarification, soumise à l'approbation de la commission de régulation, prenant en compte, dans le cadre de contrats d'achat conclus entre les producteurs et l'opérateur du système, la puissance, l'énergie fournie et éventuellement les services auxiliaires.

Art. 176. — Pour l'électricité, pendant la période précédant la mise en place de l'opérateur du marché, le prix moyen du kilowat/heure visé à l'article 98 de la présente loi sera déterminé à partir des contrats d'achat d'électricité conclus par l'opérateur du système.

Art. 177. — A titre transitoire et jusqu'à l'installation de la commission de régulation, le lancement et le traitement des appels d'offres de construction de centrales électriques ainsi que la délivrance des autorisations d'exploiter seront assurés par le ministre chargé de l'énergie.

TITRE XVII

DISPOSITIONS FINALES

Art. 178. — Les modalités d'application des dispositions de la présente loi seront précisées en tant que de besoin par voie réglementaire.

Art. 179. — Les dispositions de l'ordonnance n° 69-59 du 28 juillet 1969 portant dissolution d'électricité et gaz d'Algérie et création de la société nationale de l'Electricité et du gaz ainsi que celles de la loi n° 85-07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport à la distribution de l'énergie électrique et à la distribution publique de gaz sont abrogées.

Art. 180. — Les textes d'application de la loi n° 85-07 du 6 août 1985 sont prorogés jusqu'à leur modification.

Art. 181. — La présente loi sera publiée au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002.

Abdelaziz BOUTEFLIKA.

Annexe 3 Loi 99-09 relative à la maitrise de l'énergie

20 Rabie Ethani 1420
2 août 1999

JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 51 3

LOIS

Loi n° 99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet1999 relative à la maîtrise de l'énergie.

— — — —

Le Président de la République,

Vu la Constitution, notamment ses articles 122 et 126;

Vu l'ordonnance n° 66-155 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code de procédure pénale;

Vu l'ordonnance n° 66-156 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code pénal;

Vu l'ordonnance n° 75-58 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code civil;

Vu l'ordonnance n° 75-59 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code de commerce;

Vu la loi n° 79-07 du 21 juillet 1979, modifiée et complétée, portant code des douanes;

Vu la loi n° 83-03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement;

Vu la loi n° 84-17 du 7 juillet 1984, modifiée et complétée, relative aux lois de finances;

Vu la loi n° 85-07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport, à la distribution d'énergie électrique et à la distribution publique du gaz;

Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures;

Vu la loi n° 87-03 du 27 janvier 1987 relative à l'aménagement du territoire;

Vu la loi n° 87-09 du 10 février 1987 relative à l'organisation, la sécurité et la police de la circulation routière;

Vu la loi n° 88-17 du 10 mai 1988 portant orientation et organisation des transports terrestres;

Vu la loi n° 89-02 du 7 février 1989 relative aux règles générales de protection du consommateur;

Vu la loi n° 89-23 du 19 décembre 1989 relative à la normalisation;

Vu la loi n° 90-29 du 1er décembre 1990 relative à l'aménagement et l'urbanisme;

Vu le décret législatif n° 93-12 du 19 Rabie Ethani 1414 correspondant 5 octobre 1993 relatif à la promotion de l'investissement;

Vu le décret législatif n° 94-01 du 3 Chaâbane 1414 correspondant au 15 janvier 1994 relatif au système statistique;

Après adoption par le Parlement;

Promulgue la loi dont la teneur suit :

Article 1er. — La présente loi a pour objet de définir les conditions, les moyens d'encadrement et la mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie.

TITRE I

DE LA MAITRISE DE L'ENERGIE

Chapitre I

Définitions

Art. 2. — La maîtrise de l'énergie couvre l'ensemble des mesures et des actions mises en œuvre en vue de l'utilisation rationnelle de l'énergie, du développement des énergies renouvelables et de la réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement.

Art. 3. — L'utilisation rationnelle de l'énergie couvre l'action d'optimisation de la consommation d'énergie aux différents niveaux de la production d'énergie, de la transformation d'énergie et de la consommation finale dans les secteurs de l'industrie, des transports, du tertiaire et du domestique.

Art. 4. — Le développement des énergies renouvelables, vise l'introduction et la promotion des filières de transformation des énergies renouvelables exploitables, notamment l'énergie solaire, la géothermie, (la biomasse), l'électricité hydraulique et l'énergie éolienne.

Art. 5. — La réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement consiste en la réduction des émissions de gaz à effet de serre et des gaz d'échappement en milieu urbain.

Chapitre II

Principes et objectifs

Art. 6. — La maîtrise de l'énergie vise à orienter la demande d'énergie vers une plus grande efficacité du système de consommation, à travers un modèle de consommation énergétique nationale, dans le cadre de la politique énergétique nationale.

Le modèle de consommation énergétique nationale, en tant que cadre de référence pour l'orientation et la gestion de la demande d'énergie, repose sur les options énergétiques suivantes :

— l'utilisation prioritaire et maximale du gaz naturel, notamment pour les usages thermiques finaux;

— le développement de l'utilisation des gaz de pétrole liquéfiés (GPL), en complémentarité avec le gaz naturel;

— l'orientation de l'électricité vers ses usages spécifiques;

— la promotion des énergies renouvelables;

— la réduction progressive de la part des produits pétroliers dans le bilan de la consommation nationale d'énergie;

— la conservation de l'énergie, la substitution inter-énergies et les économies d'énergie au niveau de la production de l'énergie, de sa transformation et de son utilisation.

Art. 7. — La maîtrise de l'énergie est une activité d'utilité publique qui permet d'assurer et d'encourager le progrès technologique, l'amélioration de l'efficacité économique et de contribuer au développement durable, à travers notamment :

— la préservation et l'accroissement des ressources énergétiques nationales non renouvelables;

— la promotion de la recherche/développement, de l'innovation technique et la diffusion des technologies efficaces;

— l'amélioration du cadre de vie, la protection de l'environnement et la contribution à la recherche des meilleurs équilibres en matière d'aménagement du territoire;

— la réduction des besoins d'investissements dans le secteur de l'énergie;

— la satisfaction des besoins énergétiques nationaux;

— l'amélioration de la productivité nationale et la compétitivité des entreprises au niveau national et international.

TITRE II

MODALITES DE CONCRETISATION DE LA MAITRISE DE L'ENERGIE

Art. 8. — La mise en œuvre de la maîtrise de l'énergie repose notamment sur les obligations, les conditions et les moyens nécessaires suivants :

— l'introduction des normes et exigences d'efficacité énergétique;

— le contrôle d'efficacité énergétique;

— l'audit énergétique obligatoire et périodique;

— le programme national de maîtrise de l'énergie;

— la recherche/développement;

— le financement de la maîtrise de l'énergie;

— les mesures d'encouragement et d'incitation;

— la coordination des actions de maîtrise de l'énergie;

— l'amélioration de la connaissance du système énergétique;

— la sensibilisation des utilisateurs.

Chapitre I

Normes et exigences d'efficacité énergétique

Art. 9. — Des normes et exigences d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, établies dans le cadre de réglementations spécifiques, régissent les constructions et bâtiments neufs ainsi que les appareils fonctionnant à l'électricité, aux gaz et aux produits pétroliers.

Section 1

L'isolation thermique dans les bâtiments neufs

Art. 10. — Les normes d'isolation thermique dans les bâtiments neufs sont fixées par voie réglementaire.

Les normes d'isolation thermique sont des normes de construction et de rendement énergétique qui favorisent les économies d'énergie.

Art. 11. — La réglementation thermique dans les bâtiments neufs, s'appliquant à la conception et à la construction des bâtiments, détermine :

— les catégories de bâtiments et les normes de rendement énergétique y afférentes, selon les données climatiques des lieux où sont situés les bâtiments;

— les normes techniques relatives à la construction se rapportant à la résistance thermique, à l'étanchéité des ouvertures de l'enveloppe extérieure d'un bâtiment, à la qualité des matériaux d'isolation et leur mode d'installation, à la fenestration, aux dispositifs des systèmes de chauffage ou de climatisation;

— les modalités relatives à la certification et au contrôle de conformité avec les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

Art. 12. — A titre transitoire, le caractère obligatoire de l'isolation thermique ne s'applique pas aux bâtiments individuels.

Les modalités d'application du présent article sont fixées par voie réglementaire.

Section 2

Les appareils fonctionnant à l'électricité, aux gaz et aux produits pétroliers

Art. 13. — Les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, s'appliquant aux appareils fonctionnant à l'électricité, aux gaz et aux produits pétroliers, concernent tout appareil neuf vendu ou utilisé sur le territoire national.

Art. 14. — Les rendements énergétiques des appareils doivent être étiquetés sur les appareils et sur leur emballage.

Art. 15. — La réglementation sur l'efficacité énergétique doit déterminer notamment :

— les catégories d'appareils et les normes relatives à leur rendement énergétique;

— la procédure de certification ou d'homologation des appareils;

— le système d'étiquetage des appareils, notamment la forme, le matériau, la dimension, la couleur, la façon d'apposer et la localisation des étiquettes ou des marques distinctives qu'ils doivent comporter.

Chapitre II

Contrôle d'efficacité énergétique

Art. 16. — Il est institué un contrôle d'efficacité énergétique qui permet de constater et de certifier la conformité aux normes relatives au rendement énergétique des équipements, matériels et appareils.

Art. 17. – Le contrôle d'efficacité énergétique est assuré par des organismes et/ou des laboratoires compétents, chargés de la certification et de l'homologation et agréés par les ministères concernés.

Art. 18. — Le contrôle d'efficacité énergétique s'applique, notamment, aux :

— bâtiments neufs, en vue de la certification de conformité avec les normes de rendement énergétique des bâtiments;

— appareils fonctionnant à l'électicité, au gaz et aux produits pétroliers raffinés, en vue de la certification de conformité avec les normes de rendement énergétique des appareils ainsi que le contrôle de la conformité de l'étiquetage des appareils;

— véhicules et engins à moteurs par inspection périodique, sur la base de normes établies à l'echelle nationale, en vue de s'assurer de leur fonctionnement dans des conditions conformes aux normes de rendement énergétique et normes de l'environnement.

Art. 19. — Les modalités d'organisation et d'exercice du contrôle d'efficacité énergétique sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre III

L'audit énergétique

Art. 20. — Il est institué un système d'audit énergétique obligatoire et périodique pour établir le suivi et le contrôle de la consommation d'énergie des établissements grands consommateurs d'énergie dans les secteurs de l'industrie, du transport et du tertiaire, en vue d'assurer l'optimisation énergétique de leur fonctionnement.

Art. 21. — L'audit énergétique comprend un ensemble d'investigations techniques et économiques, des contrôles de performances énergétiques des équipements et des procédés techniques, l'identification des causes de la surconsommation de l'énergie et la proposition d'un plan d'actions correctives.

Art. 22. — Les audits énergétiques sont effectués par les bureaux d'études et les experts agréés par le ministère chargé de l'énergie et sous son contrôle.

Art. 23. — Les seuils de consommation énergétique déterminant les critères d'assujettissement des établissements à l'audit, la périodicité de l'audit, les modalités d'exercice de l'audit énergétique et d'agrément des auditeurs sont fixés par voie réglementaire.

Chapitre IV

La sensibilisation des utilisateurs

Art. 24. — Des actions de formation, de perfectionnement technique et de démonstration, en direction des administrations, des collectivités territoriales et des établissements publics et privés, doivent être mises en œuvre pour promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie.

Ces actions et ces opérations sont définies dans le cadre du programme d'efficacité énergétique prévu dans le cadre de la présente loi.

Art. 25. — Des actions de sensibilisation, d'éducation et d'information en direction, notamment du grand public et du milieu scolaire, seront mises en œuvre en vue de vulgariser et de promouvoir la culture des économies d'énergie. Ces actions doivent être inscrites dans les programmes de l'éducation nationale, de communication et de publicité éducative, établis par l'Etat.

Chapitre V

Le programme national de maîtrise de l'énergie

Art. 26. — Le programme national pour la maîtrise de l'énergie regroupe l'ensemble des projets, des mesures et des actions dans les domaines suivants :

— l'économie d'énergie,

— l'économie inter-énergétique,

— la promotion des énergies renouvelables,

— l'élaboration des normes d'efficacité énergétique,

— la réduction de l'impact énergétique sur l'environnement,

— la sensibilisation, l'éducation, l'information et la formation en matière d'éfficacité énergétique,

— la recherche/développement en efficacité énergétique.

Le programme national pour la maîtrise de l'énergie revêt un caractère pluriannuel.

Art. 27. — La tranche annuelle du programme national pour la maîtrise de l'énergie peut faire l'objet d'une révision et d'une consolidation par l'inscription de mesures, d'actions ou de projets d'efficacité énergétique jugés prioritaires.

Art. 28. — Les modalités d'élaboration du programme national pour la maîtrise de l'énergie sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre VI

Le financement de la maîtrise de l'énergie

Art. 29. — Un fonds national pour la maîtrise de l'énergie est institué pour le financement du programme national pour la maîtrise de l'énergie.

Art. 30. — Le fonds national pour la maîtrise de l'énergie est alimenté par :

— les taxes graduelles sur la consommation nationale d'énergie,

— les niveaux des taxes nécessaires à l'approvisionnement du fonds, fixés par la loi de finances, sont déterminés sur la base des besoins de financement de la tranche annuelle du programme national pour la maîtrise de l'énergie,

— les subventions de l'Etat,

— le produit des amendes prévues dans le cadre de la présente loi,

— des taxes sur les appareils énergivores.

Art. 31. — On entend par appareils énergivores, tout appareil fonctionnant à l'électricité, au gaz et aux produits pétroliers dont la consommation dépasse les normes spécifiques de consommation d'énergie fixées par la réglementation.

Art. 32. — Les modalités d'utilisation des produits du fonds seront fixées par voie réglementaire.

Chapitre VII

Les mesures d'incitation et d'encouragement

Art. 33. — Des avantages financiers, fiscaux et en matière de droits de douane peuvent être accordés pour les actions et les projets qui concourent à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la promotion des énergies renouvelables.

En outre, ces actions et projets bénéficient des avantages prévus dans le cadre de la législation et la réglementation en matière de promotion des investissements et au bénéfice des activités déclarées prioritaires.

Art. 34. — Les conditions et les modalités d'accès à ces avantages sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre VIII

La connaissance du système énergétique national

Art. 35. — L'organisation, le développement, la gestion et la conservation des données statistiques sur l'énergie sont assurés par un organisme national compétent.

Les données statistiques sur l'énergie sont centralisées au sein de cet organisme afin d'assurer le traitement et la diffusion d'informations statistiques fiables pour parfaire la connaissance du système énergétique national et permettre :

— la maîtrise de la consommation énergétique nationale, notamment à l'aide des enquêtes de consommation de l'énergie;

— l'élaboration du bilan énergétique national;

— l'élaboration d'études prévisionnelles sur la demande d'énergie et l'évaluation des potentiels d'efficacité énergétique;

— la mise en œuvre, dans les meilleures conditions, des actions d'efficacité énergétique définies dans le cadre du programme national pour la maîtrise de l'énergie;

— l'évaluation périodique du développement de l'efficacité énergétique;

— l'évaluation périodique des performances de l'efficacité économique du système énergétique.

Art. 36. — Les modalités d'organisation, de la collecte, du traitement de la diffusion et de la conservation des données énergétiques sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre IX

La coordination des actions de maîtrise de l'énergie

Art. 37. — La mise en œuvre des mesures et des actions de maîtrise de l'énergie est confiée à un organisme national compétent au niveau central.

Art. 38. — L'opération de coordination technique peut être confiée à un ou plusieurs autres organismes.

Art. 39. — Compte tenu du caractère d'utilité publique de la maîtrise de l'énergie, le ou les organismes chargés de la maîtrise de l'énergie bénéficient :

— de subventions annuelles correspondant à des sujétions de service public définies dans le cadre du cahier des charges;

— des subventions en matière de fiscalité et de droits de douane pour l'acquisition d'équipements, d'instruments et autres moyens de travail nécessaires à la prise en charge de ces missions de service public.

TITRE III

CONTROLE ET SANCTIONS

Art. 40. — La non-conformité aux normes établies par la réglementation d'isolation thermique dans les bâtiments neufs expose les bénéficiaires des travaux aux mesures et sanctions prévues par la législation et la réglementation en vigueur en matière de construction et d'urbanisme.

Art. 41. — Les appareils neufs, vendus ou utlisés sur le territoire national, fonctionnant à l'électricité, au gaz et aux produits pétroliers, dont la consommation est excessive par rapport aux normes d'efficacité énergétique établies, sont soumis à une taxe fixée par la législation.

Art. 42. — Les appareils usagés et les véhicules à moteur usagés non conformes aux normes d'efficacité énergétiques sont interdits à l'importation.

Sont exclus, conformément aux lois en vigueur, les appareils et les véhicules à usage personnel importés par les particuliers.

Art. 43. — Toute infraction aux dispositions relatives à l'étiquetage des rendements énergétiques expose les contrvenants aux sanctions prévues par la législation et la réglementation en vigueur relatives à l'étiquetage.

Art. 44. — Le contrôle d'efficacité énergétique des véhicules à moteurs est régi par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur en matière de contrôle technique et périodique des véhicules à moteurs et en matière de contrôle des émissions atmosphériques.

Art. 45. — Les établissements soumis à l'obligation de l'audit énergétique et qui ne s'y conforment pas dans un délai de six (6) mois, à compter de la date qui leur sera notifiée, sont passibles d'une amende équivalente au double du coût de l'audit.

Ces établissements restent soumis à l'obligation de l'audit et un bureau d'audit sera désigné obligatoirement pour réaliser l'audit auprès de l'établissement concerné.

Art. 46. — Les exploitants d'établissements, d'infrastructures ou d'équipements soumis au contrôle sont tenus de faciliter l'accès de leurs locaux et équipements aux agents mandatés à cet effet.

En cas de refus, et après une mise en demeure, les exploitants s'exposent à une amende égale au montant de la facture énergétique annuelle déterminée sur la base du dernier exercice.

Art. 47. — Le non respect des dispositions prévues à l'article 33 de la présente loi relatif aux mesures d'incitation et d'encouragement entraîne la déchéance partielle ou totale des avantages octroyés.

Art. 48. — Les infractions aux dispositions de la présente loi sont constatées par des procès-verbaux, établis par des agents dûment mandatés, conformément aux procédures spécifiques qui sont fixées par voie réglementaire.

Art. 49. — Les procès-verbaux constatant les infractions sont adressés au procureur de la République, avec copie au ministère chargé de l'énergie.

Art. 50. — Toute infraction aux dispositions de la présente loi et des textes pris pour son application est réprimée conformément aux dispositions du code pénal.

Art. 51. — La présente loi sera publiée au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999.

Abdelaziz BOUTEFLIKA.

Annexe 4

Décret exécutif n ° 02-474 du 20 Chaoual 1423 correspondant au 24 décembre 2002 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.

_____

Le Chef du Gouvernement,

Sur le rapport du ministre de l'énergie et des mines,

Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4 ° et 125 (alinéa 2) ;

Vu l'ordonnance n ° 95-06 du 23 Chaâbane 1415 correspondant au 25 janvier 1995 relative à la concurrence, notamment son article 5 ;

Vu la 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 canalisation;

Vu le décret présidentiel n ° 02-195 du 19 Rabie El Aouel 1423 correspondant au 1er juin 2002 portant statuts de la société algérienne de l'électricité et du gaz, dénommée "SONELGAZ spa";

Vu le décret présidentiel n ° 02-205 du 22 Rabie El Aouel 1423 correspondant au 4 juin 2002 portant nomination du Chef du Gouvernement ;

Vu le décret présidentiel n ° 02-208 du 6 Rabie Ethani1423 correspondant au 17 juin 2002 portant nomination des membres du Gouvernement ;

Vu le décret exécutif n° 96-31 du 24 Chaâbane 1416 correspondant au 15 janvier 1996 portant modalités de fixation des prix de certains biens et services stratégiques;

Vu le décret exécutif n° 98-264 du 7 Joumada El Oula 1419 correspondant au 29 août 1998 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz ;

Après avis du conseil de la concurrence;

Décrète :

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1er. — En application des dispositions de l'article 5 de l'ordonnance n° 95-06 du 23 Chaâbane 1415 correspondant au 25 janvier 1995 relative à la concurrence, les barèmes des tarifs de l'électricité et du gaz sont fixés dans les conditions et selon les modalités déterminées au présent décret.

DEFINITIONS ET DISPOSITIONS TARIFAIRES

Art. 2. — Les définitions et les dispositions tarifaires suivantes sont applicables à la distribution publique du gaz et de l'électricité :

a) Le débit ou la puissance mis(e) à disposition est le débit ou la puissance réservé(e) par le fournisseur en vertu d'un accord et que le client peut appeler selon ses besoins.

Un dispositif automatique peut éventuellement empêcher le client de dépasser la limite du débit ou de la puissance mis(e) à disposition.

b) Le débit ou la puissance maximal(e) absorbé(e) est le débit ou la puissance tel(le) que mesuré(e) par un ou plusieurs indicateurs d'appel maximum de débit ou de puissance durant la période de facturation.

A cet effet, chaque abonné doit disposer du comptage adéquat au tarif qui lui est appliqué.

c) Les tarifs de l'énergie électrique et du gaz sont éventuellement modulés selon les heures de la journée et de la saison. Chacun des tarifs peut comporter au plus, trois (3) parmi les cinq (5) postes horaires suivants : pointe, heures pleines, heures creuses (nuit), hors pointe et jour.

La durée journalière du poste pointe ne pourra pas excéder quatre (4) heures.

d) Pour les abonnés électricité, l'énergie active est considérée comme normalement accompagnée d'une fourniture d'énergie réactive jusqu'à concurrence de 50 % de l'énergie active.

L'excédent est facturé à l'abonné suivant les prix du tarif qui lui est appliqué.

L'énergie réactive non consommée en deçà de 50 % donne lieu à une bonification par kilovar/heure égale au cinquième (1/5) du prix de kilovar/heure du tarif qui est appliqué à l'abonné.

TARIFS GAZ

Art. 3. — La facturation du gaz livré par "SONELGAZ" se fait uniformément sur tout le territoire national, sur la base des barèmes ci-après :

1) **A compter du 1er janvier 2003.**

Tarifs	Redevance DA/Mois	Prix débit DA/Mois/ th/h		Prix énergie consommée cDA/th
		Mis à disposition	Absorbé	
11	44336,58	3,585	17,733	7,600
21 T	5861,53	9,226	—	15,281
21	5214,52	8,214	—	13,595
22	521,42	2,003	—	28,199
23-1	23,85	—	—	14,072
23-2	23,85	—	—	27,151

2) **A compter du 1er juillet 2003.**

Tarifs	Redevance DA/Mois	Prix débit DA/Mois/ th/h		Prix énergie consommée cDA/th
		Mis à disposition	Absorbé	
11	44336,58	3,585	17,733	7,600
21 T	5861,53	9,226	—	15,281
21	5360,53	8,444	—	13,976
22	536,02	2,059	—	28,989
23-1	24,52	—	—	14,466
23-2	24,52	—	—	27,911

3) **A compter du 1er janvier 2004.**

Tarifs	Redevance DA/Mois	Prix débit DA/Mois/ th/h		Prix énergie consommée cDA/th
		Mis à disposition	Absorbé	
11	44336,58	3,585	17,733	7,600
21 T	5861,53	9,226	—	15,281
21	5510,62	8,680	—	14,367
22	551,03	2,116	—	29,800
23-1	25,20	—	—	14,871
23-2	25,20	—	—	28,692

4) **A compter du 1er juillet 2004.**

Tarifs	Redevance DA/Mois	Prix débit DA/Mois/ th/h		Prix énergie consommée cDA/th
		Mis à disposition	Absorbé	
11	44336,58	3,585	17,733	7,600
21 T	5861,53	9,226	—	15,281
21	5664,92	8,923	—	14,770
22	566,46	2,176	—	30,635
23-1	25,91	—	—	15,288
23-2	25,91	—	—	29,496

Art. 3 bis. — Le tarif 23-1 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les ménages jusqu'à concurrence de 375 thermies/mois (4500 thermies/an).

Le tarif 23-2 ci-dessus est applicable aux quantités de thermies consommées par les ménages au-delà de 375 thermies/mois (4500 thermies/an) et aux consommations non ménages.

TARIFS ELECTRICITE

Art. 4. — La facturation de l'électricité livrée par "SONELGAZ" se fait uniformément sur tout le territoire national, sur la base des tarifs suivants :

1) **A compter du 1er janvier 2003.**

Tarifs	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	325410,2	24,42	121,98	425,5	88,0	38,0	—	—	—	19,96
32	325410,2	64,99	325,39	—	—	—	—	—	88,2	19,96
41	23199,6	15,51	69,68	523,1	116,2	61,4	—	—	—	27,31
42	309,3	23,22	108,33	523,1	—	—	108,4	—	—	27,31
43	309,3	23,22	92,72	—	—	61,4	—	256,9	—	27,31
44	309,3	23,22	108,33	—	—	—	—	—	225,3	27,31
51	238,30	24,83	—	596,0	158,9	88,5	—	—	—	—
52	55,24	24,83	—	596,0	—	—	130,8	—	—	—
53	55,24	12,32	—	—	—	88,5	—	357,6	—	—
54-1	—	3,64	—	—	—	—	—	—	157,0	—
54-2	—	3,64	—	—	—	—	—	—	347,6	—

2) **A compter du 1er juillet 2003.**

Tarifs	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	335172,5	25,15	125,64	438,3	90,6	39,1	—	—	—	20,56
32	335172,5	66,94	335,15	—	—	—	—	—	90,8	20,56
41	24359,6	16,28	73,16	549,3	122,0	64,5	—	—	—	28,68
42	324,8	24,38	113,74	549,3	—	—	113,8	—	—	28,68
43	324,8	24,38	97,35	—	—	64,5	—	269,8	—	28,68
44	324,8	24,38	113,74	—	—	—	—	—	236,6	28,68
51	245,45	25,58	—	613,8	163,7	91,1	—	—	—	—
52	56,90	25,58	—	613,8	—	—	134,7	—	—	—
53	56,90	12,69	—	—	—	91,1	—	368,3	—	—
54-1	—	3,74	—	—	—	—	—	—	158,5	—
54-2	—	3,74	—	—	—	—	—	—	358,1	—

3) **A compter du 1er janvier 2004.**

Tarifs	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	335172,5	25,15	125,64	438,3	90,6	39,1	—	—	—	20,56
32	335172,5	66,94	335,15	—	—	—	—	—	90,8	20,56
41	25577,6	17,10	76,82	576,7	128,1	67,7	—	—	—	30,11
42	341,0	25,60	119,43	576,7	—	—	119,5	—	—	30,11
43	341,0	25,60	102,22	—	—	67,7	—	283,3	—	30,11
44	341,0	25,60	119,43	—	—	—	—	—	248,4	30,11
51	252,81	26,35	—	632,3	168,6	93,9	—	—	—	—
52	58,60	26,35	—	632,3	—	—	138,8	—	—	—
53	58,60	13,07	—	—	—	93,9	—	379,4	—	—
54-1	—	3,86	—	—	—	—	—	—	160,1	—
54-2	—	3,86	—	—	—	—	—	—	368,8	—

4) **A compter du 1er juillet 2004.**

Tarifs	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	345227,6	25,91	129,41	451,4	93,3	40,3	—	—	—	21,18
32	345227,6	68,95	345,20	—	—	—	—	—	93,5	21,18
41	26856,5	17,95	80,66	605,6	134,6	71,1	—	—	—	31,62
42	358,1	26,87	125,40	605,6	—	—	125,4	—	—	31,62
43	358,1	26,87	107,33	—	—	71,1	—	297,4	—	31,62
44	358,1	26,87	125,40	—	—	—	—	—	260,8	31,62
51	260,40	27,14	—	651,2	173,7	96,7	—	—	—	—
52	60,36	27,14	—	651,2	—	—	142,9	—	—	—
53	60,36	13,46	—	—	—	96,7	—	390,8	—	—
54-1	—	3,97	—	—	—	—	—	—	161,7	—
54-2	—	3,97	—	—	—	—	—	—	379,9	—

Art. 4 bis. — Le tarif 54-1 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowatt/heure consommées par les ménages, jusqu'à concurrence de 41,6 kilowatt/heure/mois (500 kilowatt/heure/an).

Le tarif 54-2 ci-dessus est applicable aux quantités de kilowatt/heure consommées par les ménages, au delà de 41,6 kilowatt/heure/mois (500 kilowatt/heure/an) et aux consommations non ménages.

Art. 5. — Les tarifs fixés par le présent décret s'entendent taxes non comprises.

Art. 6. — Sont abrogées toutes dispositions contraires et notamment celles du décret exécutif n° 98-264 du 7 Joumada El Oula 1419 correspondant au 29 août 1998 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.

Art. 7. — Le présent décret prend effet à compter du 1er janvier 2003 et sera publié au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 20 Chaoual 1423 correspondant au 24 décembre 2002.

Ali BENFLIS.

———★———

Annexe 5 Décret exécutif n° 05-182 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

13 Rabie Ethani 1426
22 mai 2005

JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 36

3

DECRETS

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.

Le Chef du Gouvernement,

Sur le rapport du ministre de l'énergie et des mines ;

Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4° et 125 (alinéa 2) ;

Vu la loi n° 01-20 du 27 Ramadhan 1422 correspondant au 12 décembre 2001 relative à l'aménagement du territoire et au développement durable ;

Vu la 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 canalisation, notamment son article 29 ;

Vu la loi n° 02-02 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à la protection et à la valorisation du littoral ;

Vu la loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable ;

Vu la loi n° 04-09 du 27 Joumada Ethania 1425 correspondant au 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable ;

Vu le décret présidentiel n° 04-136 du 29 Safar 1425 correspondant au 19 avril 2004 portant nomination du Chef du Gouvernement ;

Vu le décret présidentiel n° 05-161 du 22 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 1er mai 2005 portant nomination des membres du Gouvernement ;

Vu le décret exécutif n° 96-214 du 28 Moharram 1417 correspondant au 15 juin 1996 fixant les attributions du ministre de l'énergie et des mines ;

Vu le décret exécutif n° 04-92 du 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production de l'électricité ;

Décrète :

TITRE 1

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1er. — Le présent décret a pour objet de définir les méthodologies et paramètres servant de base, pour l'électricité et le gaz, à la détermination de la rémunération des activités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité, à la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des tarifs applicables aux clients non éligibles et à la révision desdits tarifs et rémunérations, conformément aux articles 68, 80, 90, 91, 92 et 97 à 101 de la 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 canalisation.

Art. 2. — Au sens du présent décret, on entend par :

— **loi** : la 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 canalisation ;

— **débit ou puissance mis(e) à disposition** : débit ou puissance réservé(e) par un fournisseur en vertu d'un accord et que le client peut appeler selon ses besoins ;

— **débit ou puissance maximal(e) absorbé(e)** : débit ou puissance tel (le) que mesuré(e) par un ou plusieurs indicateurs d'appel maximum de débit ou de puissance durant la période de facturation ;

— **prix de déséquilibre de l'électricité** : rémunération de la fourniture (ou de la non-fourniture) de quantités d'électricité en plus (ou en moins) des quantités contractuelles, fourniture justifiée par une demande et/ou une production et/ou de pertes de réseau plus élevées (ou plus faibles) ;

— **revenu requis** : revenu permettant la récupération par l'opérateur, via la facturation aux clients, de la totalité des coûts reconnus par la commission de régulation incluant les frais généraux, les charges d'exploitation et de maintenance, l'amortissement, la fiscalité, le rendement sur le capital et le cas échéant les services auxiliaires ;

— **coûts reconnus, revenus requis, bénéfices requis**: coûts, revenus ou bénéfices tels qu'ils ressortent du système comptable des opérateurs, reconnus et/ou autorisés par la commission de régulation, après concertation avec les opérateurs ;

—**coûts de développement** : coûts et charges engendrés par les ouvrages au cours de leur réalisation et non compris dans la base tarifaire ;

— **services auxiliaires** : services élaborés à partir des contributions élémentaires provenant essentiellement des installations de production qui sont nécessaires pour transmettre l'énergie depuis ces installations de production jusqu'aux charges tout en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique ; il s'agit principalement de contributions au réglage de la fréquence et de la puissance active et au réglage de la tension et de la puissance réactive, ainsi que de la participation à la reconstitution du réseau suite à un incident ;

— **basse tension** : le courant distribué est livré à la tension nominale 220/380 V qui sera porté progressivement à 230/400 V ;

— **haute tension de classe HTA** : le courant distribué en haute tension de classe A est livré aux tensions nominales entre phases de : 5,5 kV, 10 kV ;

— **haute tension de classe HTB** : le courant distribué en haute tension de classe B est livré aux tensions nominales entre phases de : 30 kV, 60 kV, 90 kV, 220 kV et plus.

Les définitions des autres termes spécifiques contenus dans le présent décret sont celles définies dans l'article 2 de la loi.

Art. 3. — Les dispositions tarifaires suivantes sont applicables à la distribution de l'électricité et du gaz :

a) chaque client doit disposer du comptage adéquat au tarif qui lui est appliqué ;

b) un dispositif automatique peut éventuellement empêcher le client de dépasser la limite du débit ou de la puissance mis(e) à sa disposition ;

c) les tarifs de l'électricité et du gaz sont basés sur une formule comportant la redevance fixe, la facturation de la puissance ou du débit mis à disposition et la facturation de l'énergie fournie. Les tarifs sont classés en séries selon les niveaux de tension ou de pression et chaque série regroupe les tarifs du niveau de raccordement du client. Les tarifs sont éventuellement modulés selon les heures de la journée et de la saison ;

d) pour les clients électricité, l'énergie active est considérée comme normalement accompagnée d'une fourniture d'énergie réactive jusqu'à concurrence de 50% de l'énergie active.

Un système d'incitation à la réduction de la consommation de l'énergie active sera intégré dans les tarifs sous la forme d'une bonification pour l'énergie réactive non consommée en deçà de 50% et d'une pénalité en cas de dépassement de ce seuil.

TITRE II

REMUNERATION DE LA PRODUCTION DE L'ELECTRICITE

Art. 4. — Dans le cadre de contrats bilatéraux, la rémunération de la production de l'électricité est établie librement entre le producteur de l'électricité d'une part, et le distributeur, l'agent commercial, le client éligible ou le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité pour l'achat des pertes, d'autre part.

Les contrats d'achat de l'électricité conclus par les distributeurs sont remis à la commission de régulation.

Art. 5. — Dans le cadre du recours au marché, la rémunération de la production de l'électricité est, conformément à l'article 89 de la loi, basée sur les éléments suivants :

— le prix de l'énergie électrique issu de l'équilibre offre- demande et résultant du traitement élaboré par l'opérateur du marché ;

— le coût de la garantie de puissance fournie au système ;

— le coût des services auxiliaires nécessaires pour assurer la qualité de la fourniture.

Art. 6. — Dans le cadre du fonctionnement du service public, la production de l'électricité à partir des installations raccordées au réseau interconnecté national, existantes au 1er janvier 2005, est destinée de façon prioritaire à la satisfaction des clients alimentés par le réseau basse tension.

La rémunération de la production de l'électricité citée à l'alinéa précédent comprend les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, d'autres coûts éventuels nécessaires à l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires.

Art. 7. — La production de l'électricité à partir des installations raccordées au réseau interconnecté national, réalisées suite au recours par la commission de régulation à la procédure d'appel d'offres à la construction de nouvelles installations de production, conformément à l'article 22 de la loi, est destinée en priorité à la satisfaction des clients alimentés par les réseaux HTA et HTB.

La rémunération de la production de l'électricité citée à l'alinéa précédent est celle qui découle des engagements contractés à l'occasion de l'octroi de l'autorisation d'exploiter.

Art. 8. — En attendant la mise en place du marché, l'opérateur du système est chargé de compenser les écarts de fourniture et de consommation d'électricité. Il arrête le prix de déséquilibre cité à l'article 2 ci-dessus et en informe la commission de régulation.

Art. 9. — La production de l'électricité destinée aux centres isolés, à partir d'installations de production existantes au 1er janvier 2005 dont la puissance totale installée est supérieure à 15 MW, fait l'objet de contrats d'achat conclus entre le producteur et le distributeur et individualisés par installation de production ou groupe d'équipements de production.

La rémunération de la production de l'électricité citée à l'alinéa précédent comprend les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, d'autres coûts éventuels nécessaires à l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires.

Art. 10. — La production de l'électricité destinée aux centres isolés, à partir d'installations de production dont la puissance est supérieure à 15 MW, réalisées suite au recours par la commission de régulation à la procédure d'appel d'offres à construction de nouvelles installations de production, conformément à l'article 22 de la loi, est rémunérée sur la base des engagements contractés à l'occasion de l'octroi de l'autorisation d'exploiter.

Art. 11. — Pour la production de l'électricité à partir d'installations de production de puissance inférieure à 15 MW, objet d'une concession unique avec les réseaux de distribution isolés qu'elles desservent, conformément aux articles 12 et 73 de la loi, la rémunération de la production est fixée par la commission de régulation en tenant compte des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance et des autres coûts éventuels nécessaires à l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi.

Le distributeur concessionnaire tiendra des comptabilités séparées pour les activités production et distribution.

Art. 12. — Le développement de la production d'électricité destinée aux centres isolés à partir d'installations de production dont la puissance est inférieure à 15 MW est à la charge exclusive du distributeur concessionnaire.

Il est réalisé sur la base d'un dossier d'appel d'offres approuvé par la commission de régulation.

La rémunération de cette production d'électricité découle de l'appel d'offres lancé par le distributeur concessionnaire et dont les résultats sont validés par la commission de régulation.

TITRE III

REMUNERATION DU TRANSPORT DE L'ELECTRICITE ET DU TRANSPORT DU GAZ

Art. 13. — Les rémunérations du transport de l'électricité et du transport du gaz sont, conformément aux articles 68, 69, 70 et 90 de la loi, fixées par la commission de régulation sur la base des méthodologies et des paramètres définis dans le titre III du présent décret.

Elles comprennent, conformément à l'article 90 de la loi, les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires en prenant en compte les coûts de développement.

Elles intègrent des incitations à la réduction des coûts et à l'amélioration de la qualité de la fourniture. A ce titre, la détermination des rémunérations du transport de l'électricité et du transport du gaz est accompagnée par la fixation d'objectifs d'amélioration de la qualité de la fourniture et du service à la clientèle.

Art. 14. — Les travaux nécessaires au raccordement de l'installation du client au réseau de transport sont réalisés par le gestionnaire du réseau ou par le client, s'il le désire, selon une procédure proposée par le gestionnaire du réseau et approuvée par la commission de régulation ; le niveau de la participation financière du client au coût de ces travaux est défini dans le cahier des charges du gestionnaire du réseau de transport concerné.

En attendant la publication du cahier des charges cité à l'alinéa précédent, la participation du client au coût des travaux de raccordement est régie par les dispositions du décret exécutif n° 02-194 du 15 Rabie El Aouel 1423 correspondant au 28 mai 2002 portant cahier des charges relatif aux conditions de fourniture de l'électricité et du gaz par canalisation.

Art. 15. — Les réseaux de transport de l'électricité et de transport du gaz sont accessibles aux tiers (client éligible, distributeur et agent commercial), conformément aux dispositions des articles 61 et 65 de la loi.

L'accès auxdits réseaux est accordé par l'opérateur du système, pour l'électricité ou par le gestionnaire du réseau de transport du gaz, en contrepartie du paiement du tarif d'utilisation du réseau de transport concerné.

Art. 16. — Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de l'électricité et de transport du gaz cités ci-dessus doivent permettre une juste rémunération du gestionnaire du réseau de transport concerné et le recouvrement par ce dernier du revenu requis, autorisé par la commission de régulation.

Le revenu requis de chacun des gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité et de transport du gaz est déterminé par la commission de régulation, selon une périodicité qui ne saurait être inférieure à une année, en prenant en compte, pour un exercice comptable donné, les coûts reconnus d'investissement, d'exploitation et de maintenance, les taxes et impôts dus et éventuellement d'autres coûts reconnus ainsi qu'une rémunération équitable du capital investi prenant en compte les coûts de développement.

Art. 17. — La commission de régulation procède à la détermination du revenu requis de chacun des gestionnaires des réseaux, en utilisant la formule suivante :

RR = CE + CA + r*B +TI

Où :

B = actifs en service – amortissements accumulés

r = (rfp * % fonds propres + rd * % dette)

Avec

— RR : revenu requis.

— CE : coûts d'exploitation et de maintenance reconnus.

— CA : charges d'amortissement.

— r*B : bénéfice requis.

— TI : taxes et impôts payés dus.

— B : base d'actifs régulée.

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

— rfp : rendement requis sur les fonds propres ;

— rd : coût moyen de la dette.

Le revenu requis de chacun des gestionnaires des réseaux est déterminé à partir de l'analyse des documents fournis par le gestionnaire du réseau, conformément à l'article 22 ci-dessous.

Art. 18. — Les coûts d'exploitation et de maintenance du réseau sont déterminés par la commission de régulation à partir de l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité du gestionnaire du réseau concerné.

La commission de régulation met en œuvre des mesures incitatives qui encouragent la réduction des pertes. A cet effet, les pertes de l'activité, identifiées comme telles par la commission de régulation, sur la base d'un programme annuel de production, sont incluses dans les coûts d'exploitation.

Les pertes supplémentaires dépassant le niveau fixé par la commission de régulation sont supportées par l'opérateur qui en est responsable.

6 JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 36 13 Rabie Ethani 1426
22 mai 2005

Les pertes supplémentaires engendrées par des causes externes au fonctionnement du système et indépendantes de la responsabilité des opérateurs sont incluses dans les coûts d'exploitation.

Art. 19. — Les charges d'amortissement des actifs utiles en service dans l'activité (base d'actifs régulée) sont déterminées par décision de la commission de régulation après conseil des parties par un expert indépendant.

Pour la première détermination du revenu requis, la base d'actifs régulée initiale, ainsi que la durée d'amortissement de chaque nature d'actif sont arrêtées par décision de la commission de régulation sur la base d'une étude effectuée par un organisme indépendant spécialisé dans le domaine.

Art. 20. — Le bénéfice requis est obtenu par l'application du coût de rémunération du capital à la base d'actifs régulée.

Le coût du capital est obtenu par la moyenne pondérée des coûts des fonds propres et des coûts de la dette. Il est déterminé par décision de la commission de régulation, le cas échéant, sur la base d'une expertise indépendante.

Art. 21. — Les montants des taxes et impôts dus sont déterminés par la commission de régulation sur la base des documents fournis par le gestionnaire du réseau et de la législation fiscale en vigueur.

Art. 22. — Pour la détermination du revenu requis, le gestionnaire du réseau remet à la commission de régulation un dossier comprenant :

— un business plan couvrant les dix (10) années à venir, accompagné des pièces suivantes : la base d'actifs en début de période ; les coûts opérationnels pour les années futures ; le programme d'investissement retenu ; le coût du capital proposé ;

— les comptes annuels certifiés les plus récents ;

— les données physiques, financières et comptables.

Les modèles-types des questionnaires et documents constituant ce dossier sont définis dans une décision de la commission de régulation.

Art. 23. — Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de l'électricité et de transport de gaz sont fixés par la commission de régulation, sur proposition des gestionnaires des réseaux de transport, dans le respect des principes de transparence, de non-discrimination, d'uniformité des structures tarifaires sur l'ensemble du territoire national, conformément aux articles 68 à 70 de la loi et doivent permettre le recouvrement du revenu requis déterminé par application des dispositions des articles 16 à 22 ci-dessus.

Ces tarifs comprennent une charge fixe par unité de puissance/débit mis à disposition (kW pour l'électricité ou Nm^3/h pour le gaz) et une charge variable par unité d'énergie transportée (kWh ou thermie). Ils sont fonction de la tension/pression de raccordement et peuvent dépendre de la période horaire et éventuellement saisonnière.

Ils sont révisés selon la même périodicité que le revenu requis de l'opérateur concerné.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport sont publiés par la commission de régulation.

Art. 24. — En cas de variations non prévues des paramètres économiques ayant servi à la détermination des tarifs du transport de l'électricité et du transport du gaz, il peut être procédé, à l'initiative de la commission de régulation ou du gestionnaire du réseau concerné, à la révision anticipée desdits tarifs.

Cette procédure de révision des tarifs doit revêtir un caractère exceptionnel.

TITRE IV

REMUNERATIONS DE L'OPERATEUR DU SYSTEME ET DE L'OPERATEUR DU MARCHE

Art. 25. — Les coûts relatifs à la conduite du système électrique et du système gazier font partie des coûts permanents du système, conformément à l'article 94 de la loi.

Les tarifs de conduite du système électrique et du système gazier doivent permettre la récupération par chacun des opérateurs du revenu requis autorisé par la commission de régulation et couvrir le coût du dispatching ainsi que les coûts générés par les études et l'achat des services auxiliaires tels que définis à l'article 2 ci-dessus.

Ces tarifs peuvent être constitués d'une charge variable sur les volumes d'énergie commercialisés, incluse dans les quotes-parts correspondant aux coûts permanents mentionnées à l'article 34 ci-dessous.

Ils sont proposés par l'opérateur du système électrique et le gestionnaire du réseau de transport du gaz et approuvés par la commission de régulation.

En attendant la mise en place de l'opérateur du système électrique, le tarif de conduite du système électrique est proposé par le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité et approuvé par la commission de régulation.

Art. 26. — Les coûts de l'opérateur du marché font partie des coûts permanents du système, conformément à l'article 94 de la loi. Ils sont à la charge des clients finals éligibles ou non éligibles et sont recouvrés conformément aux dispositions de l'article 34 ci-dessous.

TITRE V

REMUNERATIONS DE LA DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE ET DE LA DISTRIBUTION DU GAZ

Art. 27. — Les rémunérations de la distribution de l'électricité et de la distribution du gaz sont, conformément aux articles 70, 80, 91, 97 et 98 de la loi, fixées par la commission de régulation sur la base des méthodologies et des paramètres définis dans le titre V du présent décret.

Elles prennent en compte, conformément à l'article 91 de la loi, les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, les caractéristiques des zones de distribution desservies, d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires en prenant en compte les coûts de développement.

Elles intègrent des incitations à la réduction des coûts et à l'amélioration de la qualité. A ce titre, la détermination de la rémunération est accompagnée par la fixation d'objectifs d'amélioration de la qualité de la fourniture et du service à la clientèle.

Art. 28. — Les travaux nécessaires au raccordement de l'installation d'un client au réseau de distribution sont réalisés par le gestionnaire du réseau concerné ou par le client, s'il le désire, selon une procédure proposée par le gestionnaire du réseau et approuvée par la commission de régulation ; le niveau de la participation financière du client au coût de réalisation de l'ouvrage de raccordement est, conformément aux dispositions des articles 77 et 78 de la loi, défini dans le cahier des charges fixant les droits et obligations du concessionnaire.

En attendant la mise en œuvre du régime de la concession de distribution prévu par la loi, la participation du client au coût des travaux de raccordement est régie par les dispositions du décret exécutif n° 02-194 du 15 Rabie El Aouel 1423 correspondant au 28 mai 2002 portant cahier des charges relatif aux conditions de fourniture de l'électricité et du gaz par canalisation.

Art. 29. — Les réseaux de distribution de l'électricité et de distribution du gaz sont accessibles aux tiers, conformément aux dispositions des articles 61 et 65 de la loi.

L'accès est accordé par le gestionnaire du réseau de distribution, moyennant paiement du tarif d'utilisation du réseau de distribution concerné.

Art. 30. — Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de l'électricité et de distribution du gaz, cités ci-dessus, doivent permettre une juste rémunération du gestionnaire du réseau de distribution concerné et le recouvrement par ce dernier du revenu requis, autorisé par la commission de régulation.

Le revenu requis de chacun des gestionnaires des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz est déterminé par la commission de régulation, selon une périodicité qui ne saurait être inférieure à une année, en prenant en compte pour un exercice comptable donné les coûts reconnus d'exploitation, de maintenance et d'investissement, les taxes et impôts dus et éventuellement d'autres coûts reconnus ainsi qu'une rémunération équitable du capital investi prenant en compte les coûts de développement.

Art. 31. — La commission de régulation procède à la détermination du revenu requis de chacun des gestionnaires, selon les modalités décrites aux articles 17 à 22 ci-dessus.

Art. 32. — Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de l'électricité et de distribution du gaz sont fixés par la commission de régulation, sur proposition des gestionnaires des réseaux de distribution, dans le respect des principes de transparence, de non-discrimination, d'uniformité des structures tarifaires sur l'ensemble du territoire national, conformément aux articles 68 à 70 de la loi et doivent permettre le recouvrement du revenu requis déterminé en application des dispositions des articles 29 et 30 ci-dessus .

Ces tarifs comprennent une charge fixe par unité de puissance/débit mise à disposition (kW pour l'électricité ou Nm^3/h pour le gaz) et d'une charge variable par unité d'énergie transportée (kWh ou thermie). Ils sont fonction de la tension/pression de raccordement et peuvent dépendre de la période horaire et éventuellement saisonnière.

Ils sont uniformes sur l'ensemble du territoire national.

Ils sont révisés avec la même périodicité que le revenu requis des opérateurs concernés.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution sont publiés par la commission de régulation.

Art. 33. — En cas de variations non prévues des paramètres économiques ayant servi à la détermination des tarifs de distribution de l'électricité et de distribution du gaz, il peut être procédé, à l'initiative de la commission de régulation ou du gestionnaire du réseau concerné, à la révision anticipée desdits tarifs.

Cette procédure de révision des tarifs doit revêtir un caractère exceptionnel.

TITRE VI

REMUNERATIONS DE LA COMMERCIALISATION DE L'ELECTRICITE ET DE LA COMMERCIALISATION DU GAZ

Art. 34. — Les rémunérations de la commercialisation de l'électricité et de celle du gaz doivent permettre la couverture des coûts des prestations engagées pour ces activités, notamment le relevé des compteurs, la facturation, l'encaissement, le conseil à la clientèle et le traitement des réclamations.

Elles prennent la forme de marges de commercialisation autorisées par une décision de la commission de régulation.

TITRE VII

FRAIS DE FONCTIONNEMENT DE LA COMMISSION DE REGULATION

Art. 35. — Les frais de fonctionnement de la commission de régulation font partie des coûts permanents du système, conformément à l'article 94 de la loi.

Ils sont déterminés sur la base du budget annuel de la commission, approuvé par le ministre chargé de l'énergie.

Ils sont recouvrés à travers une charge variable sur les volumes d'énergie commercialisés, incluse dans les quote-parts correspondant aux coûts permanents des systèmes électrique et gazier mentionnées à l'article 36 ci-dessous.

TITRE VIII

LES AUTRES COÛTS

Art. 36. — Les coûts permanents du système tels que définis à l'article 94 de la loi sont à la charge des clients finals éligibles ou non éligibles, conformément aux articles 98, 100 et 103 de la loi.

Pour les clients non éligibles, une quote-part correspondant aux coûts permanents des systèmes électrique et gazier est incluse dans les tarifs finals de fourniture de l'électricité et du gaz, conformément à l'article 40 ci-dessous.

Pour les clients éligibles raccordés à un réseau de transport, le gestionnaire du réseau concerné facture la quote-part correspondant aux coûts permanents du système additivement aux tarifs d'utilisation du réseau.

Pour les clients éligibles raccordés aux réseaux de distribution, le gestionnaire du réseau concerné facture la quote-part correspondant aux coûts permanents du système additivement aux tarifs d'utilisation du réseau.

Les montants correspondant aux quotes-parts citées ci-dessus doivent apparaître de manière explicite sur les factures établies par les opérateurs concernés.

Art. 37. — Les coûts de diversification définis à l'article 98 de la loi sont à la charge des clients finals éligibles ou non éligibles, conformément aux articles 98 et 103 de la loi.

Pour les clients non éligibles, une quote-part correspondant aux coûts de diversification est incluse dans les tarifs finals de fourniture de l'électricité, conformément à l'article 40 ci-dessous.

Pour les clients éligibles raccordés au réseau de transport de l'électricité, le gestionnaire du réseau concerné facture la quote-part correspondant aux coûts de diversification, additivement au tarif d'utilisation du réseau.

Pour les clients éligibles raccordés à un réseau de distribution de l'électricité, le gestionnaire du réseau concerné facture la quote-part correspondant aux coûts de diversification, additivement au tarif d'utilisation du réseau.

Les montants correspondant aux quotes-parts citées ci-dessus doivent apparaître de manière explicite sur les factures établies par les opérateurs concernés.

TITRE IX

TARIFICATION DE LA FOURNITURE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ AUX CLIENTS NON ELIGIBLES

Art. 38. — Les tarifs de la fourniture de l'électricité et du gaz aux clients non éligibles doivent permettre de recouvrer les coûts constitutifs de cette fourniture reconnus par la commission de régulation, notamment ceux prévus dans les articles 97 à 100 de la loi et détaillés dans les titres II à VIII du présent décret pour l'approvisionnement en électricité et en gaz et la rémunération des activités de transport, de dispatching, de distribution et de commercialisation.

Art. 39. — Dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions de l'article 3 de la loi, l'Etat peut décider un soutien des prix de l'électricité et du gaz en direction de catégories de citoyens identifiées.

Le montant de ce soutien est recouvré par le(s) opérateur(s) concerné(s) à travers une subvention de l'Etat et/ou les tarifs appliqués aux autres catégories de clients.

Art. 40. — Les tarifs hors taxes de l'électricité à appliquer aux clients non éligibles sont, conformément aux articles 97 et 98 de la loi, uniformes sur tout le territoire national et incluent les paramètres suivants :

— les coûts de production de l'électricité tels qu'ils ressortent de l'application des dispositions des articles 4 à 9 du présent décret ;

— les coûts relatifs au transport et la distribution ;

— les coûts de commercialisation ;

— les coûts permanents du système électrique ;

— les coûts de diversification.

Ils peuvent inclure des incitatifs à l'économie d'énergie.

Art. 41. — En attendant la mise en place du marché de l'électricité et la définition d'un nouveau système de tarification aux clients non éligibles, les structures actuelles des tarifs de l'électricité sont reconduites.

L'expression générale de la structure tarifaire est un polynôme comportant trois parties : un terme constant, un terme qui facture la puissance et un terme qui facture l'énergie.

Les fournitures d'électricité sont facturées selon la formule :

$$F = a + [c*P_{md} + d*P_{ma}] + [\Sigma e_h*E_h + g*(W-r*E)]$$

Où :

F : Montant de la facture (DA).

a : Redevance fixe (DA) ; elle couvre les frais de gestion technique et commerciale : entretien du raccordement au réseau, entretien courant, vérification du comptage, relevé et facturation.

P_{md} : Puissance mise à disposition du client (kW) ; c'est la puissance réservée par le distributeur en vertu d'un accord passé avec le client et que ce dernier peut appeler selon ses besoins.

P_{ma} : Puissance maximale absorbée (kW) au cours de la période de facturation. La facturation de la P_{ma} incite le client à étaler sa consommation et à éviter les appels de puissance à la pointe. La P_{ma} ne doit pas dépasser la P_{md}.

c, d : Prix de facturation (DA/kW/mois) de la puissance mise à disposition et de la puissance maximale absorbée.

E : Energie (kWh) consommée en cours de la période de facturation.

E_h : Energie consommée au cours de la période de facturation dans le poste horaire h ($E = \sum E_h$) et dont le prix est différencié par période de la journée(postes horaires) : heures de pointe (17 h - 21 h), heures pleines (6 h à 17 h et 21 h à 22 h 30) et heures creuses (22 h 30 à 6 h). Ces 3 postes donnent lieu à 6 périodes tarifaires. Ces postes horaires pourraient être révisés par la commission de régulation sur proposition des opérateurs ou par la commission de régulation après avis des opérateurs.

e_h : Prix de l'énergie (cDA/kWh) par poste horaire h.

W : Energie réactive (kVArh) consommée au cours de la période de facturation.

g : Prix de l'énergie réactive (cDA/KVArh).

r : valeur du rapport tg ∅ = W/E ; la consommation d'énergie réactive donne lieu à une bonification ou à une facturation conformément aux dispositions de l'article 3 ci-dessus.

Art. 42. — Il est défini un prix moyen de l'électricité, hors coûts permanents et coûts de diversification, par catégorie de niveau de tension, correspondant au rapport entre la somme des coûts nécessaires à la desserte de la clientèle raccordée à cette catégorie de niveau de tension et l'énergie consommée par cette clientèle.

Ce prix moyen est obtenu, pour chacune des catégories de niveaux de tension, par les formules suivantes :

$$P(HT) = C_{prod}(HT) + C_{res}(HT) + C_{com}(HT)$$

$$P(MT) = C_{prod}(MT) + C_{res}(HT) + Cres(MT) + C_{com}(MT)$$

$$P(BT) = C_{prod}(BT) + C_{res}(HT) + C_{res}(MT) + C_{res}BT) + C_{com}(BT)$$

Où :

P : prix moyen de vente du kWh à la clientèle de la catégorie du niveau de tension considéré ;

Cprod : coût d'approvisionnement moyen du kWh produit pour alimenter la clientèle de la catégorie du niveau de tension considéré ;

C_{res} : coût moyen par kWh de l'utilisation du réseau par la clientèle de la catégorie du niveau de tension considéré ;

C_{com} : coût moyen par kWh de commercialisation à la clientèle de la catégorie du niveau de tension considéré ;

HT : fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une tension supérieure ou égale à 60 kV ;

MT : fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une tension comprise entre 5,5 et 36 kV ;

BT : fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une tension de 220 V ou 380 V.

Art. 43. — La commission de régulation procède périodiquement au calcul des prix moyens ci-dessus selon les dispositions des titres II, III, V et VI portant sur la rémunération de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité ainsi que celles de l'article 42 ci-dessus.

Elle en déduit leur taux d'évolution par rapport aux prix moyens de la période précédente.

Les tarifs de l'électricité à appliquer aux clients non éligibles pour une période donnée sont obtenus en ajustant les paramètres de chacun des tarifs du système tarifaire défini à l'article 41 ci- dessus.

Cet ajustement est opéré de manière à ce que les prix moyens de l'électricité, hors coûts permanents et coûts de diversification, évoluent selon le taux calculé au 2ème alinéa du présent article.

Les tarifs finals sont obtenus en ajoutant les quotes-parts correspondant aux coûts permanents du système électrique et aux coûts de diversification définis aux articles 36 et 37 ci-dessus.

Art. 44. — Les tarifs hors taxes du gaz à appliquer aux clients non éligibles sont, conformément aux articles 99 et 100 de la loi, uniformes sur tout le territoire national et incluent les paramètres suivants :

— le coût moyen d'approvisionnement du gaz livré au réseau de transport national fixé par la commission de régulation ;

— les coûts relatifs au transport et la distribution du gaz ;

— les coûts de commercialisation ;

— les coûts permanents du système gazier.

Ils peuvent inclure des incitatifs à l'économie d'énergie.

Art. 45. — En attendant la mise en place du marché du gaz, et la définition d'un nouveau système de tarification aux clients non éligibles, les structures actuelles des tarifs du gaz sont reconduites.

L'expression générale de cette structure est un polynôme comportant 3 termes : un terme constant, un terme facturant le débit horaire et un terme facturant l'énergie.

Les fournitures de gaz naturel sont facturées selon la formule :

$$\mathbf{F = a + [c*Dmd + d*Dma] + e*Q}$$

dans laquelle ,

F : montant mensuel de la facture (DA).

a : redevance fixe (DA) couvrant les frais de gestion technique et commerciale du client : entretien du raccordement au réseau, entretien courant, vérification du comptage, relèvé, facturation.

Dmd : débit mis à disposition (thermie/heure) ; c'est le débit horaire réservé par le distributeur en vertu d'un accord avec l'abonné et que ce dernier peut appeler selon ses besoins.

Dma : débit maximum absorbé (thermie/ heure) au cours de la période de facturation.

c et d : prix unitaires de facturation (cDA/thermie/heure) des débits mis à disposition et maximum absorbé.

e*Q : terme qui facture l'énergie.

e : prix unitaire (cDA/thermie) de l'énergie.

Q : quantité de gaz (thermies) consommée pendant la période de facturation.

Art. 46. — Il est défini un prix moyen du gaz par niveau de pression, hors coûts permanents du système gazier, correspondant au rapport entre la somme des coûts nécessaires à la desserte de la clientèle raccordée à ce niveau de pression et l'énergie consommée par cette clientèle.

Il est obtenu, pour chacun des niveaux de pression, par les formules suivantes :

$P(HP) = C_{int} + C_{res}(HP) + C_{com}(HP)$

$P(MP) = P_{int} + C_{res}(HP) + C_{res}(MP) + C_{com}(MP)$

$P(BP) = P_{int} + C_{res}(HP) + C_{res}(MP) + C_{res}(BP) + C_{com}(BP)$

Où :

P : prix moyen de vente de la thermie à la clientèle du niveau de pression considéré ;

C_{int} : coût moyen pondéré entre le coût d'approvisionnement du gaz sur le réseau national de transport et celui correspondant aux réseaux isolés ;

C_{res} : coût moyen par thermie d'utilisation du réseau par la clientèle du niveau de pression considéré ;

C_{com} : coût moyen par thermie de commercialisation à la clientèle du niveau de pression considéré ;

HP : fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une pression absolue supérieure ou égale à 17 bars ;

MP : fait référence à la clientèle raccordée à un réseau fonctionnant à une pression absolue comprise entre 1,4 et 5 bars ;

BP : fait référence à la clientèle alimentée à une pression absolue inférieure à 1,05 bar.

Art. 47. — La commission de régulation procède périodiquement au calcul des prix moyens ci-dessus selon les dispositions des titres III, V et VI portant sur la rémunération du transport, de la distribution et de la commercialisation du gaz ainsi que de celles de l'article 46 ci-dessus.

Elle en déduit leur taux d'évolution par rapport aux prix moyens de la période précédente.

Les tarifs du gaz à appliquer aux clients non éligibles pour une période donnée sont obtenus en ajustant les paramètres de chacun des tarifs du système tarifaire défini à l'article 45 ci-dessus.

Cet ajustement est opéré de façon à ce que les prix moyens du gaz, hors coûts permanents du système gazier, évoluent selon le taux calculé au 2ème alinéa du présent article.

Les tarifs finals du gaz sont obtenus en ajoutant la quote-part correspondant aux coûts permanents du système gazier.

TITRE X

DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Art. 48. — Dans l'attente de la mise en place de la caisse de l'électricité et du gaz prévue par l'article 5 de la loi, « SONELGAZ - SPA » assure la compensation des recettes entre les différents opérateurs de distribution.

"SONELGAZ - SPA" communiquera les informations concernant cette compensation à la commission de régulation.

Art. 49. — En attendant la mise en place par les différents opérateurs concernés d'un système d'information répondant aux exigences de la méthodologie objet du présent décret au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire et qui doit intervenir dans un délai ne dépassant pas deux (2) années à partir de la date de publication du présent décret, la commission de régulation fixera les différents tarifs et rémunérations sur la base des dossiers intégrant l'ensemble des justificatifs présentés par les opérateurs.

Art. 50. — Le présent décret sera publié au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 9 Rabie Ethani 1426 correspondant au 18 mai 2005.

Ahmed OUYAHIA.

★

Annexe 6

Loi n° 85-07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport, à la distribution d'énergie électrique et à la distribution publique de gaz.

ARTICLE 1
La présente loi a pour objet de définir les règles devant régir :

- les activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique ainsi que les ouvrages et installations permettant leur exercice ;
- les activités de distribution publique de gaz ainsi que les ouvrages et installations permettant leur exercice ;
- les droits et obligations des entreprises exerçant les activités susvisées.

ARTICLE 2
on entend, au sens de la présente loi, par distribution publique de gaz, toute activité tendant à la satisfaction des besoins de consommation industrielle et domestique de gaz par réseau de canalisations.

ARTICLE 3
Le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'énergie électrique ainsi que celui de la distribution publique de gaz, appartiennent à l'Etat, qui peut en confier l'exercice à une ou plusieurs entreprises ou organismes publics nationaux, dans les conditions, formes et modalités fixées conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

ARTICLE 4
Est exclue au monopole visé à l'article 3 ci-dessus, la production d'énergie électrique par les établissements publics, les entreprises ou les particuliers pour leurs besoins propres à Condition que la puissance installée de l'unité de production n'excède pas 1.000 KVA.

ARTICLE 5

Peut être exclue du monopole, la production d'énergie électrique d'une puissance totale installée supérieure à 1.000 KVA, par les établissements publics et entreprises pour les besoins de leur exploitation :

- Soit pour répondre à des besoins de secours et de sécurité,
- Soit Comme accessoire de la fabrication principale par récupération d'énergie résiduaire provenant de la vapeur produite pour les besoins de fabrication ou de la chaleur des fumées sortant des appareils de fabrication,
- Soit pour l'alimentation des chantiers ou pour des besoins d'exploitation d'unités isolées.

Les modalités d'application du présent article seront précisées par décret.

ARTICLE 6
Le surplus éventuel de courant électrique produit et non consommé par les entreprises, les établissements publics ou les particuliers visés aux articles 4 et 5 ci-dessus, est cédé à l'entreprise attributaire du monopole.
Cette cession doit faire l'objet d'une convention entre les parties concernées. Les modalités d'application du présent article seront précisées par voie réglementaire.

ARTICLE 7
Les ouvrages de l'entreprise attributaire du monopole visés à l'article 8 ci-dessous sont des ouvrages publics.
Ils ont un caractère stratégique d'infrastructure nationale.
A ce titre, ils font l'objet d'une protection particulière.
Le déplacement de ces ouvrages doit être exceptionnel et doit s'effectuer conformément aux dispositions de la présente loi et de la législation en vigueur.

ARTICLE 8
Les ouvrages de production, de transport et de distribution d'électricité, ainsi que les ouvrages de distribution publique de gaz, sont soumis aux procédures d'approbation et d'autorisation techniques définies par voie réglementaire.

ARTICLE 9
L'entreprise attributaire du monopole est tenue de mettre en œuvre les moyens nécessaires à l'électrification totale du pays dans le cadre des plans nationaux de développement.

ARTICLE 10
Nonobstant les dispositions de l'article 20 de la loi n° 82-02 du 6 février 1982 relative au permis de construire et au permis de lotir, l'entreprise attributaire du monopole est tenue de consentir dans les zones où existe un réseau d'électricité ou de gaz, des abonnements en vue de la fourniture d'électricité et de gaz à toute personne qui en fera la demande.
Les modalités, les conditions et les formes d'application du présent article seront précisées par voie réglementaire.

ARTICLE 11
L'entreprise attributaire du monopole est tenue de fournir l'électricité et le gaz en permanence.
Elle aura toutefois la faculté d'interrompre le service pour l'entretien, les travaux de raccordement et tous travaux à proximité des ouvrages nécessitant leur mise hors service par mesure de sécurité.

ARTICLE 12
La fourniture d'énergie électrique et gazière doit être de qualité et ne doit pas souffrir, sauf cas de force majeure, de variations anormales de tension ou de pression.
Les modalités d'applications du présent article seront précisées par voie réglementaire.

ARTICLE 13
Les tarifs en matière de distribution d'électricité et de gaz sont fixés par décret.

ARTICLE 14
Conformément la législation et à la réglementation en vigueur et aux dispositions de la présente loi, l'entreprise attributaire du monopole visé à l'article 3 ci-dessus, peut, pour la poursuite de ses activités et la réalisation des ouvrages visés à l'article 8 ci-dessus, bénéficier des droits suivants :

- de la permission de voirie,
- de l'occupation de terrains conformément à l'article 15 ci-après,
- des servitudes d'utilité publique telles que définies à l'article 21 ci-après,
- de la mise à disposition et de l'acquisition de terrains par voie de cession ou d'expropriation.

ARTICLE 15
Le bénéfice de l'occupation de terrains visée à l'article 14 ci-dessus, est autorisé par arrêté du wali pris après enquête au cours de laquelle les propriétaires, titulaires de droits réels, affectataires et autres ayants droit ou services concernés auront été informés.
Ces derniers ont le droit de présenter leurs observations ou d'introduire leurs recours dans un délai ne dépassant pas deux (2) mois, à Compter de la date de notification de l'arrêté.
Cet arrêté fixe une indemnité provisionnelle qui doit être consignée par l'entreprise attributaire du monopole préalablement à l'occupation du terrain.
Ce bénéfice ouvre droit à des indemnités couvrant tous les préjudices causés.

ARTICLE 16
En cas d'accord amiable entre les propriétaires, titulaires de droits réels, affectataires et autres ayants droit ou services concernés et l’entreprise attributaire du monopole, le bénéfice de l'occupation visée à l'article 14 ci-dessus, est sanctionné par un engagement contractuel entre les parties susmentionnées.

ARTICLE 17
Aucun ouvrage ne peut être entrepris sur un terrain privé ou déjà affecté sans que soient réunies les conditions prévues à l'article 15 ou 16 ci-dessus.

ARTICLE 18
L'occupation de terrains du domaine de l'Etat qui ne sont pas déjà occupés légalement par des tiers, peut être autorisée sans indemnité.
L'occupation de terrains appartenant à des personnes privées ou aux collectivités locales ou de terrains du domaine de l'Etat affectés aux entreprises socialistes, aux coopératives agricoles ou aux exploitations autogérées agricoles, ouvre droit pour celles-ci ou leurs ayants droit, à une indemnité annuelle égale à la somme représentant pendant l'occupation, la valeur du produit net du terrain avant l'occupation.

ARTICLE 19

Lorsque l'occupation ainsi faite, prive le propriétaire, les titulaires de droits réels, les affectataires, ou les autres ayants droit, de la jouissance du sol, pendant une durée supérieure à deux (2) ans, ou lorsqu'après l'exécution des travaux, les terrains occupés ne sont plus propres à l'usage antérieur, les intéressés peuvent solliciter :

- Soit l'obtention d'une indemnité supplémentaire,
- Soit la cession du terrain à l'entreprise attributaire du monopole.Dans ce cas, le terrain à acquérir ainsi est estimé à la Somme représentant, lors de l'acquisition du transfert du droit d'usage, la valeur du terrain avant l'occupation.

ARTICLE 20

Les litiges et contestations nés de l'application des articles 18 et 19 ou relatifs aux indemnités auxquelles ils pourront donner lieu, seront réglés conformément aux dispositions de l'article 30 ci-dessous.

ARTICLE 21

L'entreprise attributaire du monopole en matière d'électricité et de distribution publique de gaz peut, conformément à la législation en vigueur et dans les conditions définies par la présente loi, bénéficier des servitudes d'utilité publique d'appui et d'ancrage, de surplomb, d'implantation, d'abattage et d'ébranchage, de submersion, d'aqueduc, d'accès et de passage.

L'étendue de ces servitudes est limitée aux droits et prérogatives suivants :

1. en matière d'appui et d'ancrage : d'établir à demeure des supports et ancrages pour conducteurs aériens ou canalisations soit à l'extérieur des murs ou façades donnant sur la voie publique, soit sur les toits et terrasses des bâtiments, à la condition qu'on puisse Y accéder l'extérieur
2. en matière de surplomb : de faire passer les conducteurs d'électricité au-dessus des propriétés colses ou non.
3. en matière d'implantation : d'établir à demeure des canalisations souterraines ou des supports pour conducteurs aériens dans ou sur des terrains non bâtis qui ne sont pas fermés de murs ou autres clôtures équivalentes.
4. en matière d'abattage et d'ébranchage : d'abattre les arbres et couper les branches d'arbres qui, du fait de leur proximité des conducteurs, pourraient par leur mouvement et leur chute, Soit gêner leur pose, soit occasionner des courts-circuits ou des avaries aux ouvrages ou des troubles dans leur exploitation. Ce droit pourra, en cas de nécessité, être appliqué en matière d'exploitation de canalisations de gaz souterraines.
5. en matière du submersion : de submerger les berges par le relèvement du plan d'eau ; sont exemptes les maisons, cours, jardins ou enclos attenant aux habitations.
6. en matière d'aqueduc : de survoler les fonds voisins intermédiaire, suivant le tracé le plus rationnel et le moins dommageable, pour le passage des lignes d'électricité ou canalisations de gaz, par des moyens- supports en portique. Il pourra, en outre, être utilisé, à titre d'appui ou d'ancrage des lignes et canalisations, les ponts, viaducs ou autres ouvrages similaires pour survoler ou surmonter les voies de communication, Cours d'eau ou autres obstacles.
7. en matière d'accès et de passage : de pénétrer dans les propriétés pour les études et tracés et d'accéder librement aux chantiers, ouvrages et installations enclavés, pour y poursuivre les travaux ou assurer la surveillance, l'entretien ou la réparation des ouvrages.

Les servitudes énumérées ci dessus ne pourront être exercées que dans les conditions de sécurité ou de commodité des habitants prescrites par la législation en vigueur.

ARTICLE 22
Le bénéfice des servitudes énoncées à l'article 21 ci-dessus est accordé par arrêté du wali territorialement compétent, à la suite d'une enquête au cours de laquelle les propriétaires, titulaires de droits réels, affectataires et autres ayants droit ou services concernés, auront été préalablement informés et invités à présenter, dans un délai de deux (2) mois, leurs observations.
L'arrêté visé à l'alinéa ci-dessus ne peut être pris qu'après approbation du projet de détail des tracés par le wali qui fixe l'étendue des droits et obligations en résultant.
Lorsque l'exercice de servitudes peut donner lieu à indemnité dans les conditions fixées par l'alinéa 2 de l'article 23 ci-dessous, le wali peut fixer une indemnité provisionnelle et approximative qui doit être consignée par l'entreprise, préalablement à l'exercice de la servitude.
En tout état de cause, les propriétaires, affectataires et autres ayants droit disposent du droit de recours contre la décision du wali conformément à la législation en vigueur.

ARTICLE 23
L'exercice des servitudes énoncées à l'article 21 ci-dessus est autorisé à titre gratuit par arrête du wali sur demande de l'entreprise attributaire du monopole.
Toutefois, lorsque les servitudes grevant les biens immobi1iers appartenant à des personnes privées ou des collectivités locales ou des terrains du domaine de l’Etat affectés aux entreprises socialistes, aux coopératives agricoles ou aux exploitation autogérées agricoles, causent un préjudice, l’acte réglementaire du wali peut prévoir une indemnité calculée sur la base du préjudice déterminé ou susceptible d'être déterminé.

ARTICLE 24
L'exercice des servitudes n'entraîne aucune dépossession.
La pose d'appuis sur les murs et façades ou sur les toits et terrasses des bâtiments ne peut faire obstacle au droit du propriétaire de démolir, réparer ou surélever.
La pose de canalisations, lignes ou supports dans un terrain ouvert et non bâti ne fait pas non plus obstacle au droit du propriétaire de se clôre ou de bâtir.
Lorsque ces travaux affectent les ouvrages de l'entreprise attributaire du monopole, le propriétaire devra, un mois avant d'entreprendre les travaux de démolition, réparation, surélévation, clôture ou bâtiment, prévenir l'entreprise par lettre recommandée adressée au domicile élu de celle-ci.
En ce qui concerne les biens immobiliers grevés de servitudes, l'entreprise attributaire du monopole est tenue, à ses frais et dans un délai fixé par voie réglementaire, d'apporter à ses installations les modifications nécessaires, conformément aux alinéas ci-dessus.
Dans le cas où les modifications sont de nature à occasionner des coûts sans commune mesure avec le préjudice causé au propriétaire, l'entreprise peut refuser les dites modifications. son refus notifié au propriétaire, est assorti de toutes les propositions utiles en vue d'un accord amiable. Il peut être procédé, à l'extrême limite, à l'expropriation conformément à la législation en vigueur.

ARTICLE 25
La décision réglementaire du wali d'autorisation des servitudes est publiée au bureau de la conservation foncière dont relève l'immeuble grevé ·

ARTICLE 26

Dans le cas où les nécessités impératives l'exigent pour la réalisation pressante des ouvrages, il pourra être fait recours, à titre exceptionnel, à la procédure d'urgence.
La procédure d'urgence ne peut concerner que certains projets dont l'urgence a été prononcée par l'acte déclaratif d'utilité publique, d'approbation ou d'autorisation techniques, soit conjointement par les ministre intéressés, soit par le ministre chargé de l'énergie, les ministres concernés dûment informés, soit par le wali.
Sous réserve de la préservation des droits des tiers, la procédure d'urgence entraîne l'accélération des procédures avec réduction des délais d'enquêtes nécessaires. Dans ce cadre, le wali peut prescrire et ordonner l'exécution concomitante durant le même délai, des différentes enquêtes inhérentes à un même projet.
Les modalités d'application de la procédure d'urgence seront fixées par voie réglementaire.

ARTICLE 27
Dans le cadre de l'exercice des activités qui lui sont dévolues par la présente loi, l'entreprise attributaire du monopole est tenue :

1. d'établir et d'entretenir à ses frais, les ouvrages et installations d'exploitation, de secours et de sécurité dont elle a la charge, conformément aux dispositions et normes prévues par la législation en vigueur ;
2. de respecter les conditions techniques et réglementaires édictées en matière :

- de sécurité et d'hygiène,
- de protection de l'environnement,
- de protection du patrimoine agricole et forestier,
- de protection des sites et monuments classés,
- d'écoulement d'eau et d'alimentation en eau potable, d'irrigation ou pour les besoins de l'industrie ;

1. de réparer les préjudices causés aux personnes et aux biens.

ARTICLE 28
La traversée des lieux culturels et des lieux de sépulture par des lignes souterraines d'électricité ou des canalisations de gaz est interdite.

ARTICLE 29
En vue d'une occupation judicieuse des sols pour les besoins de ses activités, l'entreprise attibutaire du monopole est tenue d'étudier toute solution adaptée à la poursuite de ses objectifs.
Elle devra rechercher et retenir la formule d'aménagement visant à restreindre au mieux les emplétements et les emprises des installations sur les terres agricoles ou forestières.

ARTICLE 30
Les contestations et les litiges nés de l'application de la présente loi et des textes pris pour son application sont réglés conformément à la législation en vigueur.
Les contestations relatives aux indemnités réclamées par les propriétaires, les titulaires de droits réels, affectataires et autres ayants droit , à raison d'expropriation, d'occupation ou de servitudes, relèvent des juridictions compétentes en matière d'expropriation.

ARTICLE 31
Sans préjudice des sanctions pénales édictées par ailleurs,notamment par le code pénal et la loi relative à la protection de l'environnement, les infractions à la présente loi et aux textes pris pour son application en matière de production, de transport et de distribution d'électricité

eu de distribution publique de gaz, sont réprimées conformément à la législation en vigueur et aux dispositions de la présente loi.

ARTICLE 32

Quiconque chargé de veiller a l'entretien, à la surveillance, à la sécurité, au contrôle des installations, de production, de transport de distribution d'énergie électrique et de distribution publique de gaz cause un préjudice grave en s'abstenant par négligence ou imprudence, de remplir les charges de sa mission, est passible des peines prévues par les articles 288 à 290 et 421 et 422 du code pénal.

ARTICLE 33

Tout usage illicite ou frauduleux d'électricité ou de gaz sera réprimé conformément aux dispositions de l'article 350 du code pénal.

Est considéré comme usage illicite ou frauduleux et constitutif du délit de vol au sens de la présente loi, toute soustraction ou consommation frauduleuse d'électricité ou de gaz enregistrée ou non au compteur, de nature à fausser la comptabilisation normale de l'énergie livrée à la consommation.

ARTICLE 34

Toute rétrocession d'électricité ou de gaz par un abonne, a quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers, est interdite sauf autorisation dont les conditions d'octroi seront fixées par voie réglementaire.

Sera puni d'une amende de 500 à 1.000 DA, l'auteur reconnu coupable de cette infraction.

ARTICLE 35

Sera puni d'une amende de 200 à 2.000 DA, l'auteur reconnu coupable de tout acte tendant à détériorer les supports, conducteurs, conduites canalisations, postes et tout ouvrage de production, de transport, de distribution d'électricité ou de distribution publique de gaz

ARTICLE 36

Les infractions aux dispositions de la présente loi et des textes pris pour son application, sont constatées par des procès-verbaux établis soit par le chef de service compétent du ministère chargé de l'énergie et des agents placés sous son autorité, soit par les officiers et agents de police judiciaire, conformément aux dispositions du code de procédure pénale, soit par les agents assermentés de l'entreprise.

Le chef de service compétent du ministère chargé de l'énergie, les agents placés sous son autorité et les agents assermentés de l'entreprise habilités à constater les infractions, bénéficient, dans le cadre de la protection de l'exercice du monopole, du contrôle technique et de sécurité, de la surveillance et de la police administrative en matière d'énergie, de la prérogative de vérification des installations intérieures privées et appareils de mesure et de contrôle des consommations d'énergie électrique ou gazière.

Toutefois, lorsque les installations concernées sont situées à l'intérieur d'un domicile, l'accès aux dites installations ne peut se faire qu'après l'autorisation du chef de maison.

Les procès verbaux constatant ces infractions sont valables jusqu'à preuve contraire. Ils sont adressés au procureur de la République avec copie au service compétent du ministère chargé de l'énergie.

Ceux qui sont dressés par les agents assermentés de l'entreprise, devront être affirmés par un officier de police judiciaire territorialement compétent dans les trois (3) jours francs, sous peine de nullité.

ARTICLE37

La présente loi sera publiée au Journal officiel de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 6 août 1985
Chadli Bendjedid

BIBLIOGRAPHIE GENERALE

1. Ouvrages

P. BAUBY , Le service public, éd. Flammarion, 1997
P. BAUBY et J.C. BOUAL, les services publics au défi de l'Europe, éditions ouvrières,1993
C. BERTHOMIEU, La gestion des entreprises nationalisées, PUF, 1970, p.41
A. BEZELAY , Vérité des prix et services publics, L.G.D.J, 1970.
M. BOUSSOUMAH, le service public en Algérie, n° spécial de la Revue algérienne des sciences juridiques, politiques et économiques, 1992.
A. BOUYACOUB, la gestion de l'entreprise industrielle publique en Algérie , 2 tomes, OPU, 450p, 1987
CAHIERS D'ANALYSE ECONOMIQUE , revue de la Faculté de Droit et sciences économiques de Paris, n°2 spécial « l'entreprise publique et la tarification » éd. Cujas 1970
Hansen Jean-Pierre et Percebois Jacques (2012). *L'Energie : Economie et Politique*, Bruxelles : De Boeck (voir les chapitres sur les marchés électriques)
FINON Dominique (2015), *La complexité des marchés électriques : les limites de la libéralisation des industries électriques,* Encyclopédie Energie, article 075, 2015
L. MONNIER, la tarification de l'électricité de France, Economica, 1983
Rapport du WAES , l'énergie en sursis, scénarios 1985-2000, Economica 1979
C. STOFFAES, Services publics, question d'avenir, Rapport du Commissariat Général du Plan, éd. Odile Jacob.
ECONOMIE ET SOCIETE revue de l'ISMEA, n° spécial « le prix de l'énergie » n°12 , Décembre 1983

2. Articles

Patrick Adigbli, Audrey Mahuet, « L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché de l'électricité », Annales des Mines - Responsabilité et environnement 2013/1 (N° 69), p. 36-42.
Pierre Audigier , Regards critiques sur quinze années de libéralisation des marchés de l'électricité , La Revue de l'Energie, n° 555 , mars-avril 2004
Marcel Boiteux (2015), la vente au coût marginal, in Encyclopédie de l'Energie, Art.071, décembre 2015
Marcel Boiteux, Tripoter les tarifs de l'électricité, La Revue de l'Energie, n° 609, septembre-octobre 2012
M.BOITEUX, concurrence, régulation et service public, revue Futuribles janvier 1996
P. CAPROS, prix de l'énergie et comportement des industriels, Economies et Sociétés n°12,. pp.1977-2013.
Guy Brassard , La surévaluation des surcoûts des énergies renouvelables , La Revue de l'Energie, n° 626 , juillet-août 2015

Miguel Calahorrano , La déréglementation de la fin du 20eme siècle en Amérique latine : le retour du secteur électrique au privé, La Revue de l'Energie , n° 558 , juillet-août 2004

P. CAPROS (2013), prix de l'énergie et comportement des industriels, Economies et Sociétés n°12, op. cit. pp.1977-2013.
M.CHATELUS, principes de gestion des entreprises publiques et politique économique, Cahiers d'analyse économique n°2 spécial, 1970
Collectif (Anne-Laure Dubilly , David Marchal , Anne-Fleur Kerouedan , Alice Chiche , Laurent Fournie , Robin Girard , Jean-Baptiste Biau , Ugo Piqueras , Colombe Peyrusse) , Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations, La Revue de l'Energie, n° 628, novembre-décembre 2015
François Coppens et David Vivet , La libéralisation des industries de réseau, le secteur de l'électricité fait-il exception à la règle ? , La Revue de l'Energie, n° 569 , janvier-février 2006
Claude Crampes et Jean-Marie Lozachmeur, « Tarif progressif, efficience et équité », Revue d'économie industrielle, 148 | 4e trimestre 2014, mis en ligne le 30 décembre 2016, consulté le 01 avril 2015
Séverine Dautremont , François-Xavier Colle , Fonctionnement du parc électrique en France : flexibilité des filières, appel au réseau et équilibre offre-demande , La Revue de l'Energie, n° 616 , novembre-décembre 2013
Sylvie Faucheux (1993), « Le rôle des fonctions de production dans les politiques de rationalisation énergétique: une analyse critique » in « L'utilisation rationnelle de l'énergie, ouvrage collectif, SEBES, 1993, Genève
Dominique FINON (2015), *La complexité des marchés électriques : les limites de la libéralisation des industries électriques*, Encyclopédie Energie, article 075, 2015
Dominique Finon et al., « Signaux-prix et équilibre de long terme : reconsidérer les formes d'organisation sur les marchés de l'électricité », Economie & prévision 2011/1 (n° 197-198), p. 81-104.
Dominique Finon et Jean-Michel Glachant , La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France, faut-il corriger les effets de l'intégration du marché Européen ? , La Revue de l'Energie, n° 581 , janvier-février 2008
Mathurin Founanou , Libéralisation, concurrence et structuration des marchés de l'électricité en Afrique , faut-il organiser des marchés de double enchère ? , La Revue de l'Energie, n° 601 , mai-juin 2011
M. FRIED, Note sur la tarification au coût marginal à l'électricité de France, Cahiers d'analyse économique, p.65
Jean-Luc Gaffard, Evens Salies, « Introduction. L'avenir du secteur de l'électricité », Revue de l'OFCE 2007/2 (n° 101), p. 393-397
J. GIROD, l'élasticité-prix dans les modèles économétriques, Economies et Sociétés n° 12, revue citée, pp 1847-1869.
Raphael Hadas-Lebel , La crise californienne : Du bon usage de la dérégulation du marché de l'électricité , La Revue de l'Energie, n° 535 , mars-avril 2002
HADJSAÏD Nourredine et SABONNADIERE Jean-Claude (2015) Histoire de l'électricité : de Thales à la consommation du 21e siècle, Encyclopédie d'énergie, Article : 026
Pierre Jacquet, Rajendra K. Pachauri et Laurence Tubiana (2010) , « Repère 7 : Électricité. L'énergie du développement », *Regards sur la Terre 2010*, Paris, Presses de Sciences Po (P.F.N.S.P.) , «Annuels», 2010, 340 pages

KERAMANE Abdelnour (2015), L'approvisionnement énergétique du Maghreb Encyclopédie d'énergie,
KERAMANE Abdelnour (2015), Maghreb : de l'interconnexion des réseaux électriques à l'intégration énergétique, Encyclopédie d'énergie, art.047,
Hélène Lambert et Didier Beutier, Impacts de la production d'électricité sur l'environnement : Les leçons et bilans européens récents , La Revue de l'Energie, n° 557, juin 2004
Sophie Laville et Valérie Lesgards , La gestion active de la demande d'électricité , La Revue de l'Energie, n° 591 , septembre-octobre 2009
Christine Le Bihan-Graf , Catherine L'Hostis , Angelos Souriadakis , Electricité : les mécanismes de capacité en Europe , La Revue de l'Energie, n° 626 , juillet-août 2015
Valérie Lesgards et Laure Frachet , La gestion de la demande résidentielle d'électricité : retour sur 30 ans d'expérimentations mondiales , La Revue de l'Energie, n° 607, mai-juin 2012
Frédéric Marty, « La sécurité de l'approvisionnement électrique. Quels enjeux pour la régulation ? », Revue de l'OFCE 2007/2 (n o 101), p. 421-452.
L. MONNIER, la tarification de l'électricité : nouveau débat ? Revue Economies et Sociétés, n°12 Décembre 1983, p.2056
C.MORRISSON, tarification au coût marginal et avantage collectif, Cahiers d'analyse économique, p. 57
J. GIROD, l'élasticité prix dans les modèles économétriques, Economies et Sociétés n° 12, , pp 1847-1869.
Jacques Percebois (2004), Les missions du régulateur face aux comportements opportunistes des opérateurs ans un marché dérégulé de l'électricité (cas de l'Europe) , La Revue de l'Energie, n° 557 , juin 2004
Jacques Percebois (2015), *Marchés, prix et régulation des activités énergétiques*, Encyclopédie Energie, article 021, 2015
J. Percebois (2001) , « Energie et théorie économique : un survol » Revue d'économie politique 2001/6 (Vol.III), p.815-860.
J. Percebois (2001) , « Energie et théorie économique : un survol » Revue d'économie politique 2001/6 (Vol.III), p.815-860.
Percebois J. (1999), l'apport de la théorie économique aux débats énergétiques (avec commentaires de A.Ayoub,M.Boiteux et J.P. Bouttes) in Revue de l'Energie,, n°509, septembre, p.473-488
Ahmed Rahmouni , Contribution à la réforme du secteur de l'énergie électrique : le cas du Maghreb , La Revue de l'Energie, n° 583 , mai-juin 2008
Davis Rapin et Philippe Vassilopoulos , La coexistence entre tarifs réglementés et prix de marché dans le secteur électrique Français , La Revue de l'Energie, n° 574 , novembre-décembre 2006
Fabien Roques , Dmitri Perekhodtsev , Charles Verhaeghe , Vers un nouveau modèle pour les marchés électriques Européen , La Revue de l'Energie, n° 626 , juillet-août 2015

Vincent Rious , Les prix d'accès au réseau : quel rôle dans la coordination de la production et du transport d'électricité ? , La Revue de l'Energie, n°596 , juillet-août 2010
Evens Salies et al., « L'électricité est-elle un bien public ? », Revue de l'OFCE

2007/2 (n o 101), p. 399-420.s
Benabbou SENOUCI,(2012), « Expansion du marché mondial du gaz naturel liquéfié et stratégies des acteurs. Étude comparative des stratégies algérienne, qatarie et russe
», Innovations 2012/1 (n°37), p. 27-54
P. SOHLBERG, les services publics face à la déréglementation, Alternatives Economiques Hors série n° 20 , avril 1994
P. SOHLBERG, faut – il défendre EDF ? Alternatives Economiques, n°132, décembre 1995

3. Thèses et Mémoires, Rapports de recherche

A. MOULAI , la méthode des comptes de surplus de productivité : essai d'application sur la cimenterie de Zahana, Mémoire de Magister Sciences Economiques ,Université d' Oran 1997
A. MOULAI, la performance de l'industrie nationale des ciments, Thèse de Doctorat es sciences économiques, Faculté des sciences économiques, commerciales et sciences de gestion 2012
SENOUCI Benabbou, la demande d'énergie en Algérie, projet CNEPRU, 2008-2012

4. Textes officiels concernant l'électricité et Sonelgaz

1- Ordonnance n° 62-053 du 22 septembre 1962 portant création d'un comité de gestion d'EGA
2- Décret n° 64-185 bis du 22 juin 1964 créant un comité de gestion provisoire d'EGA
3- Arrêté du 29 octobre 1965 portant modification des attributions du service de l'électricité
4. Décret n° 66-132 du 27 mai 1966 portant réorganisation administrative de l'établissement public EGA
5. Ordonnance n° 66-59 du 28 juillet 1969 portant dissolution d'EGA et création de la SONELGAZ
6. Décret n ° 80-96 du 30 mars 1980 portant fixation des tarifs du gaz et de l'électricité
7. Décret n° 89-106 bis du 27 juin 1989 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
8. Décret n° 90-419 du 22 décembre 1990 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
9. Décret n° 91-355 du 5 octobre 1991 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
11. Décret n° 92-161 du 21 avril 1992 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
12. Décret n° 91-475 du 14 décembre 1991 portant transformation de la nature juridique de la SONELGAZ en EPIC
11- Décret n° 94-245 du 10 août 1994 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
13. Décret n° 94-417 du 28 novembre 1994 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
14. Décret n°95-280 du 17 septembre 1995 portant statut de l'établissement public à caractère industriel et commercial SONELGAZ
15. Décret n° 96-138 du 15 avril 1996 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
16. Décret n° 98 – 264 du 29 août 1998 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz
17. Loi 85-05 du 6 août 1985 relative à la production, au transport, à la distribution d'énergie électrique et à la distribution publique du gaz
18. Loi 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie
19. Loi 02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations
20. Décision D/22-15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz émanant de la CREG

21. Décret exécutif n°16-52 fixant les règles techniques de la production d'électricité
22. Décret exécutif n° 05-182 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
23. Décret exécutif n°09-25 fixant les outils et la méthodologie d'élaboration du programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité

5. Documents Sonelgaz

Rapports d'activité Sonelgaz , annuels de 1980 à 2015
Rapport d'activités annuels, Bilans et comptes de résultats 1999 à 2015
Rapport Mensuel Statistiques, Bulletin très régulier, 12 numéros par an paraît depuis 1970 de 1970 à 2015
Statistiques Globales sur les réalisations, en production et en consommation, Bulletin annuel paraît en mars de chaque année
Bilan physique et financier clients, haute tension, rétrospective 1985-1995, mars 1996
Analyse de la consommation Basse tension, 1990-1992, avril 1996
Eco flash Bulletin bimensuel
Dalil Bulletin statistique
Nour, magasine publié par Sonelgaz du n°1 (2008) au n° 10 (2014)
Site Internet Sonelgaz (Plusieurs documents et statistiques)
Newsletter, magasine publié régulièrement par Sonelgaz du n°1 (2008) au n°35 (juillet 2016)

6. Documents du Ministère d'énergie et des mines

Evolution rétrospective du bilan énergétique 1980-1999
Bilan énergétique national , annuel, de 1998 à 2015
Bilan des réalisations énergétiques, annuel, de 2000 à 2014
Rapport statistique du secteur de 2000 à 2014
Rapport d'activités du secteur 1999 à 2014
Revue algérienne de l'énergie, du n°1 (2000) au n°09 (mars-avril 2016)

7. Documents concernant l'électricité en France

Energies et Matières premières, Observatoire de l'énergie, de 2000 à 2014
Prix des énergies, Observatoire de l'énergie,
Conjoncture énergétique, Observatoire de l'énergie, mensuel

8. Documents ERCO

Plan de redressement ERCO, 2000
Rapport du conseil d'Administration,
Rapports d'activité, de 2000 à 2010
Rapport d'activité Cimenterie Zahana 2014

9. Documents GICA (groupement industriel des ciments d'Algérie)

Plan de redéploiement, 2014

Plan de développement 2015
Rapport d'activité 2014

10. Documents ONS

Annuaire Statistique de l'Algérie de 1964 à 2014
Rétrospective statistique 1970-1996, éd. 1999 et 1970-2010, éd. 2011
Collections statistiques, l'activité industrielle,
Indices de production industrielle site Internet ONS
Indices de prix à la consommation site Internet ONS
Indices de prix à la production site Internet ONS

11. Rapports

Rapport de la Banque Mondiale, World Development Indicators, annuel
Rapport Mondial sur le Développement Humain, PNUD, annuel, de 1990 à **2015**

12. Sites web

www.**sonelgaz**.**dz**
www.**creg**.**gov**.**dz**/
www.energy.gov.**dz**/
www.**gica**.**dz**/
www.**encyclopedie-energie**.org/
www.lafarge.dz/

Liste des Tableaux, Schémas et Graphiques

Tableau 1. Evolution de la puissance installée 1980-2015 par producteur
Tableau 2. Evolution de l'énergie électrique produite 1980-2015 en MW
Tableau 3. Evolution du nombre d'abonnés Electricité par catégorie
Tableau 4. Evolution des ventes d'électricité en GWh
Tableau 5. Evolution des ventes d'électricité par catégorie
Tableau 6. Evolution de la structure de consommation d'électricité par catégorie
Tableau 7. Evolution de la structure de consommation d'électricité par Branche d'activité
Tableau 8. Evolution du Volume des investissements réalisés par Sonelgaz
Tableau 9. Réalisations financières des investissements par métiers en millions de dinars
Tableau 10. Distribution des investissements dans les métiers de base en 2015
Tableau 11. Structure des créances des sociétés de distribution est comme suit pour 2015
Tableau 12. Volume et Taux de perte d'électricité par type
Tableau 13. Evolution des effectifs employés par le Groupe Sonelgaz
Tableau 14. Evolution des effectifs permanents employés par le Groupe Sonelgaz
Tableau 15. Evolution de la structure des effectifs par type
Tableau 16. Evolution de la part des dépenses de formation
Tableau 17. Evolution de la part des salaires dans la valeur ajoutée en %
Tableau 18. Evolution du Chiffre d'affaires et du Résultat net du Groupe Sonelgaz
Tableau 19. Indice d'évolution de la consommation d'électricité
Tableau 20. Evolution des Tarifs des différents éléments
Tableau 21. Exemple de Journal officiel de 1980 du 1er avril 1980
Tableau 22. Redevance fixe
Tableau 23. Indice d'évolution en termes courants des différents éléments du Tarif d'électricité HT
Tableau 24. Structure des factures payées par l'industrie pour l'électricité H.T en %
Tableau 25. Evolution des indices de tarifs et des prix à la production
Tableau 26. Comparaison entre l'indice d'évolution des tarifs et l'indice d'évolution des prix à la consommation
Tableau 27. Comparaison entre les différents tarifs de 2004 à 2016
Tableau 28. Consommation d'électricité par habitant par pays
Tableau 29. PIB en $ constants de 2005 produits par la consommation de 1 kg équivalent pétrole
Tableau 30. Evolution de la consommation globale en GWh
Tableau 31. Evolution de la structure de consommation par type
Tableau 32. Indice d'Evolution de chaque type de consommation (1970-2014)
Tableau 33. Indice d'évolution du nombre d'abonnés par type
Tableau 34. Consommation moyenne par abonné B.T par wilaya
Tableau 35. Répartition des postes horaires de consommation d'électricité
Tableau 36. Evolution de la puissance maximale appelée PMA 1980-2015
Tableau 37. Croissance du nombre d'abonnés par catégorie
Tableau 38. Evolution de la consommation moyenne par type d'abonné 2000-2014
Tableau 39. Croissance de quelques indicateurs économiques
Tableau 40. Caractéristiques du secteur de l'électricité au Maghreb
Tableau 41. Evolution du Poids des ventes de l'électricité HT en % (volume et valeur)
Tableau 42. Evolution du nombre d'abonnés HT
Tableau 43. Répartition des abonnés par secteur d'activité économique
Tableau 44. Indice d'Evolution de la consommation d'électricité haute tension
Tableau 45. Consommation moyenne annuelle d'un abonné HT en GWh
Tableau 46. Structure de la consommation d'électricité par secteur
Tableau 47. Comparaison de la croissance de la consommation d'électricité et de la Production
Tableau 48. Répartition des postes horaires dans une journée et dans l'année

Tableau 49. Derniers tarifs par poste horaire de l'électricité Haute tesion à partir de janvier 2016
Tableau 50. Les différents tarifs des postes horaires en centimes de DA le KWh en janvier 2000
Tableau 51. Structure de la consommation d'électricité HT des secteurs en %
Tableau 52. Structure de la consommation d'électricité H.T dans l'industrie du ciment (Public)
Tableau 53. Structure de la consommation HT
Tableau 54. Evolution de la part des postes horaires des différentes cimenteries
Tableau55.Comparaison des prix moyens de l'électricité HT consommée par les différentes cimenteries
Tableau 56. Evolution des prix moyens HT entre 2000 et 2014
Tableau 57. Comparaison des prix moyens courants de l'électricité HT consommée
Tableau 58. Comparaison des prix moyens constants de l'électricité HT consommée
Tableau 59.Evolution de la consommation d'électricité haute tension de la Cimenterie Zahana
Tableau 60. Structure de la consommation d'électricité haute tension de la Cimenterie Zahana en %
Tableau 61. Consommation d'électricité HT en kWh par tonne de ciment

Schéma 1. Bilan Energétique National
Schéma 2. Notions principales d'énergie
Schéma 3. Courbe de charge de la journée du 23 Janvier 2000
Schéma 4. Courbe de charge de la journée du mercredi 05 Août 2015
Schéma 5. ORGANIGRAMME DE LA SONELGAZ
Schéma 6. Présentation du Groupe Sonelgaz
Schéma 7. Prévisions de développement en énergies renouvelables
Schéma 8. Répartition de la puissance installée par filière et par producteur pour l'année 2015
Schéma 9. Puissance installée par type d'équipement en %
Schéma 10. L'Organigramme de la CREG
Schéma 11. COURBE DE CHARGE MAXIMALE ANNUELLE Journée du mercredi 05 Août 2015
Schéma 12. Courbe de charge de la Journée du mercredi 09 Décembre 2015
Schéma 13. Eléments entrant dans la facture d'un abonné industriel

Graphique 1. Evolution de la production d'électricité sur le Réseau interconnecté National RIN
Graphique 2. Evolution du volume annuel des investissements réalisés en milliards de DA
Graphique 3. Evolution du taux de perte d'électricité par pays
Graphique 4. Evolution de la part des salaires dans la valeur ajoutée en %
Graphique 5. Evolution du Chiffre d'affaires et du taux de déficit de Sonelgaz
Graphique 6. Evolution des tarifs et des prix à la consommation
Graphique 7. Evolution de la consommation globale en GWh (1970-2014)
Graphique 8. Evolution de la consommation globale en GWh (2000-2014)
Graphique 9. Evolution de la structure de consommation par type (1970-2014)
Graphique 10. Evolution de la consommation annuelle moyenne par abonné Basse Tension
Graphique 11. Evolution de la puissance maximale appelée PMA 1980-2015
Graphique 12. Evolution du Poids des ventes de l'électricité HT en % (volume et valeur)
Graphique 13. Evolution à long terme de la consommation d'électricité haute tension
Graphique 14. Evolution du PIB et de la consommation d'électricité HT
Graphique 15. Comparaison de quelques secteurs économiques
Graphique 16. Comparaison du poids des heures de pointe des cimenteries entre 2000 et 2014
Graphique 17. Prix moyen de l'électricité HT consommée par les différentes cimenteries
Graphique 18. Comparaison des prix moyens de l'électricité HT consommée par les différentes cimenteries
Graphique 19. Evolution des prix moyens du KWh et de la consommation d'électricité à l'usine Zahana

TABLE DES MATIERES

Table des matières

Remerciements	**I**
Unités, Signes et Abréviations Utilisés	**III**
Sommaire général	**V**
Introduction générale	**01**
Chapitre I : la tarification de l'électricité : éléments de théorie	**10**
Introduction	**11**
Section 1 : principes généraux de la tarification	**12**
3. La notion de service public	**12**
4. La déréglementation	**17**
Section 2 : La problématique des prix dans le service public	**19**
1. L'intervention de l'Etat	**19**
3. Les prix dans le secteur public	**20**
Section 3 : Eléments d'économie électrique	**28**
1. La consommation et la demande	**29**
2. La puissance et l'énergie	**30**
3. La courbe de charge	**32**
4. L'interconnexion du réseau électrique	**33**
***5.* La gestion du parc électrique**	**34**
6. Prix de l'électricité et comportements des industriels	**35**
Section 4 : La consommation de l'électricité : quelques éléments de théorie	**36**
Conclusion du Chapitre 1	**39**
Chapitre II : L'Entreprise SONELGAZ	**40**
Introduction	**41**
Section 1 : De l'EGA à la SONELGAZ	**42**
1. Les principales étapes de l'EGA	**42**
2. La création de la Sonelgaz	**44**
3. La loi sur l'électricité et le gaz	**47**

Section 2 : La Sonelgaz : un établissement public	**50**
1. l'électricité : un service public	**50**
2. L'organisation de la Sonelgaz	**52**
Section 3 : la Sonelgaz : un groupe industriel	**55**
1. La transformation organisationnelle	**56**
2. La présentation du Groupe Sonelgaz (2015)	**58**
3. Evolution de la production et perspective	**64**
4. Les capacités installées	**66**
5. La clientèle	**69**
6. Un mouvement d'investissement colossal	**72**
7. La ressource humaine	**79**
8. Les déséquilibres financiers	**81**
Conclusion du Chapitre 2	**84**
Chapitre III : La régulation du marché de l'électricité en Algérie	**86**
Introduction	**87**
Section 1 : Le nouveau système tarifaire	**88**
1. Présentation	**88**
2. Les objectifs du nouveau système tarifaire	**89**
3. Les caractéristiques du nouveau système tarifaire	**94**
Section 2 : Evolution des tarifs appliqués 1980-2004	**100**
1. Evolution générale des tarifs	**100**
2. Une application lente et difficile	**104**
Section 3 : Le système de régulation du marché de l'électricité à partir de 2005	**108**
1. La libéralisation du marché de l'électricité	**108**
2. La création d'une commission de régulation de l'électricité : la	**110**
3. Régulation et tarifs de l'électricité entre 2004 et 2015	**117**
Conclusion du Chapitre 3	**121**
Chapitre IV : La consommation globale de l'électricité en Algérie (1970-2014)	**123**
Introduction	**124**
Section 1 : Evolution de la consommation globale d'électricité	**125**

1. La consommation d'électricité : place de l'Algérie dans le monde	125
2. L'intensité énergétique	128
Section 2 : Les caractéristiques de la consommation globale d'électricité	128
1. Les différentes caractéristiques	128
A. Une forte évolution globale	129
B. Une évolution plus marquée entre 2000 et 2014	130
C. Une consommation différenciée	130
2. La consommation moyenne par abonné	132
A. Une forte croissance du nombre d'abonnés	132
B. Une forte croissance de la consommation moyenne par abonné	134
C. La diversité des moyennes entre les wilayate	135
D. Les courbes de charge	136
E. Une forte évolution de la puissance maximale appelée (PMA)	139
F. Une croissance de la consommation résultant d'une double	140
G. La consommation d'électricité : éléments de comparaison	141
Conclusion du Chapitre 4	143
Chapitre V : la consommation industrielle d'électricité en Algérie 2000-2004	144
Introduction	146
Section 1 : La consommation d'électricité haute tension	145
1. Les caractéristiques de la consommation en haute tension	146
2. L'évolution de la consommation	149
Section 2 : Les différents modes de consommation de l'électricité H.T tension	155
1. Les postes horaires	155
2. La pratique de consommation des industries	157
Section 3 : l'analyse du secteur des ciments	159
1. La consommation de l'électricité dans l'industrie du ciment	159
2. Le prix moyen de vente du KWh haute tension	162
3. La cimenterie de Zahana	169
Conclusion du Chapitre 5	173
Conclusion générale	175

Annexes	**179**
Annexes 1 : Données statistiques	**180**
Annexes 2 : Textes juridiques et réglementaires	**185**
Bibliographie Générale	**239**
Liste des Tableaux, Schémas et Graphiques	**245**
Table des matières détaillée	**247**