MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DE MANAGEMENT

ENSM. KOLEA

MASTER ACADEMIQUE EN ECONOMIE INDUSTRIELLE DES RESEAUX ET INFRASTRUCTURES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

THEME

LA REMUNERATION DU TRANSPORT D'ELECTRICITE AU MOYEN D'UNE TARIFICATION BINOMIALE

Présenté par :

KHECHAI Souad

Encadré par :

Dr. BENHASSINE Wassim

Septembre 2015

Remerciements

Je tiens à remercier en premier lieu mes chers parents, mes frères et mon mari pour leur encouragement et leur soutien inestimable durant toutes mes années d'études ;

Sincères remerciements à mes professeurs de l'Ecole Nationale Supérieure de Management, Monsieur Wassim BENHASSINE, pour son aide, ses suggestions et son regard critique, me permettant de réaliser au mieux ce mémoire ;

Je remercie tout particulièrement Melle Fatiha BOUTOUIS de la direction Affaires & Régulation de la Direction Générale de la Société SONELGAZ, pour le temps qu'elle m'a consacré et l'aide qu'elle m'a fourni afin d'obtenir les données nécessaires à l'élaboration de mon modèle.

J'exprime également mes sincères remerciements à mes chers collègues et amis Mohammed Redha KARA MAHAMMED & Nadjet ROUABAH, qui m'ont soutenu et encouragé durant toute la période de ma formation.

Merci à tous.

RESUME EN FRANÇAIS :

Notre étude est portée sur une analyse microéconomique de l'industrie électrique, elle a pour but de présenter une comparaison des méthodologies tarifaire de l'Union Européenne en opposition à l'Algérie selon les textes législatifs et réglementaires ainsi que par les particularités du tarif du transport d'électricité, de présenter la tarification par le price cap et la différente tarification dans le cas de la régulation par les prix. Nous mettons l'accent sur la tarification binomiale du transport d'électricité, sachant qu'en Algérie, le tarif d'utilisation du réseau de transport, fixé par le décret n° 05-182 du 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 et publié par décision de la CREG du 30 mai 2005 est un tarif de soutirage basé uniquement sur l'énergie (0,66 DA / kWh).

Pour la mise en conformité de ce tarif avec le décret, qui nécessite de définir un tarif binôme (partie fixe basée sur la puissance et partie proportionnelle basée sur l'énergie), nous proposons dans le présent travail de faire une simulation de la tarification en binôme dans le contexte de la révision du tarif de l'utilisation du réseau du transport d'électricité, en suivant les orientations et consignes de la SONELGAZ tout en s'inspirant de l'étude réalisée pour la CREG et SONELGAZ par le consultant européen dans le cadre du programme MEDA de l'Union Européenne en collaboration avec le Ministère de l'énergie Algérien qui ont présenté une méthode de détermination par une formule binôme avec une comparaison du tarif obtenu par rapport à celui qui est fixé en France par la commission de régulation pour le gestionnaire du réseau.

Ensuite, nous comparons la structure binôme du tarif du transport d'électricité qui coïncide ou ressemble à la structure tarifaire de la composante annuelle des soutirages en France, et enfin, nous analysons les résultats et nous concluons avec des remarques et recommandations.

Mots clés : industrie du réseau électrique, révision de la tarification du transport de l'électricité, tarification en binôme.

Abstract:

Our study is focused on a microeconomic analysis of the electricity industry; it aims to present a comparison of the European Union's tariff methodologies regarding to Algeria according to the laws and regulations as well as the characteristics of the electricity transmission tariff, to present pricing by the price cap and different pricing in case of regulation by prices. We focus on the binomial pricing of electricity transmission, knowing that in Algeria, the transmission network usage rate set by Decree No. 05-182 of May 18, 2005 related to the regulation of tariffs and remuneration of transport activities, distribution and marketing of electricity and gas published by the CREG decision dated May 30, 2005 is a withdrawal fee based solely on energy (0,66 DA / kWh).
In compliance with this tariff decree, that requires defining a two-part tariff (fixed part based on the power and proportional part based on energy) we propose in this work to simulate pricing in pairs in the context of the tariff review for the use of the electricity

transmission network. following the guidelines and instructions of SONELGAZ while drawing inspiration from the study performed for CREG and SONELGAZ by the European consultant within the framework of the MEDA program of the European Union in collaboration with the Algerian Ministry of Energy who presented a method for determining a binomial formula with a comparison of the tariff obtained vis-a-vis to that set in France by the regulatory commission for the network manager.
Then we compare the binomial structure of the electricity transmission tariff which coincides or is similar to the rate structure of the annual component of withdrawals in France. And finally, we analyze the results and conclude with comments and recommendations.

Key words: electric power grid industry, tariff review of the electricity transmission, binomial pricing.

ملخص:

تركز دراستنا على تحليل للاقتصاد الجزئي لصناعة الكهرباء، وتهدف إلى تقديم مقارنة بين منهجيات التعريفة للاتحاد الأوروبي و الجزائر في إطار القوانين واللوائح وكذلك خصوصيات تسعيرة نقل الكهرباء ، لتقديم تسعيرة سقف الأسعار ومختلف التسعيرات في حالة ضبط الأسعار. نركز في دراستنا على التسعيرة الثنائية لنقل الكهرباء، مع العلم أنه في الجزائر، فإن معدل استخدام شبكة النقل، التي أنشئت بموجب المرسوم التنفيذي رقم 05-182 من 18 ماي 2005 الذي يتعلق بضبط التعريفات وتعويضات أنشطة نقل وتوزيع وتسويق الكهرباء والغاز ونشرت بقرار من لجنة ضبط الكهرباء والغاز بتاريخ 30 ماي 2005 هو رسم انسحاب يستند فقط على الطاقة (دج0.66 / كيلوواط ساعة)

امتثالا لهذه التسعيرة مع القرار، الذي يتطلب تحديد تسعيرة ثنائية (جزء ثابت على أساس القوة وجزء نسبي على أساس الطاقة)، نقترح في هذا العمل محاكاة التسعيرة ذات الحدين في سياق إعادة النظر في نسبة استخدام شبكة نقل الكهرباء، باتباع الإرشادات والتعليمات من شركة سونلغاز و ذلك على أساس الدراسة التي أنجزت لسونلغاز و لجنة ضبط الكهرباء والغاز من طرف المستشار الأوروبي في إطار برنامج ميدا للاتحاد الأوروبي بالتعاون مع وزارة الطاقة الذي قدم طريقة لتحديد صيغة ثنائية لتسعيرة نقل الكهرباء مع مقارنتها مع التسعيرة المطبقة بفرنسا .

نقوم بعد ذلك بمقارنة بنية التسعيرة الثنائية لنقل الكهرباء التي تتزامن أو تتشابه مع بنية معدل السحب السنوي المطبق في فرنسا، وأخيرا، نقوم بتحليل النتائج ونختتم بملاحظات وتوصيات.

الكلمات المفتاحية: صناعة نظام شبكة الكهرباء، مراجعة تسعيرة نقل الكهرباء، التسعيرة الثنائية.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE		**10**
CHAPITRE 1 : PRESENTATION, EVOLUTION ET REGULATION DE L'INDUSTRIE DU RESEAU DU TRANSPORT DE L'ELECTRICITE DANS LE MONDE ET EN ALGERIE		**14**
1.1	**CARACTERISTIQUES ECONOMIQUES DE L'INDUSTRIE DU RESEAU ELECTRIQUE**	**15**
1.1.1	Chaine de production des industries de réseaux	15
1.1.2	Monopole et efficacité économique	16
1.1.3	Externalités positives de la demande	18
1.1.4	Intégration verticale et horizontales des opérateurs	19
1.1.5	Rendements d'échelle croissants dans le développement des réseaux électriques	20
1.1.6	Tarification du monopole naturel	21
1.2	**LIBERALISATION ET REGULATION DES INDUSTRIES DE RESEAUX A TRAVERS LE MONDE**	**23**
1.2.1	Industrie de l'électricité	23
1.2.2	Libéralisation des industries de réseau et ses conséquences	24
1.2.3	Conséquences de la libéralisation des réseaux dans les pays en développement	25
1.2.4	Régulation des industries de réseau	26
1.2.5	Méthodologie tarifaire du transport d'électricité dans l'Union Européenne	27
1.3	**LIBERALISATION ET REGULATION DES INDUSTRIES DE RESEAUX EN ALGERIE**	**39**
1.3.1	Principaux aspects de la libéralisation du secteur électrique : Évolution de la structure du marché électrique en Algérie et le cadre réglementaire de la structure tarifaire	39
1.3.2	Réforme du secteur électrique : objectif et conséquences sur la méthodologie tarifaire	40
1.3.3	Méthodologie de tarification	42
1.3.4	Exemple d'application méthodologique de la tarification des activités du transport d'électricité	52
1.4	**COMPARAISON DES METHODOLOGIES DE TARIFICATION, UE EN OPPOSITION A L'ALGERIE**	**54**
1.4.1	Textes législatifs et règlementaires	54
1.4.2	Principes généraux de la tarification	57
CHAPITRE 2 : REVISION DU TARIF DU TRANSPORT D'ELECTRICITE ET PROPOSITION D'UN MODELE DE TARIFICATION BINOMIALE POUR LE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE EN ALGERIE		**60**
2.1	**REGULATION ECONOMIQUE PAR LES PRIX**	**61**
2.1.1	La régulation « Cost of service »	61
2.1.2	Tarification RAMSEY-BOITEUX	62
2.1.3	Tarif Binôme	62
2.1.4	Inconvénients de la régulation « Cost of Service »	63

2.2	**REGULATION PAR LE PRICE CAP**	**63**
2.2.1	Incitation à la maitrise des coûts	65
2.2.2	Problèmes soulevés par la régulation « price cap »	65
2.3	**REVISION TARIFAIRE**	**66**
2.4	**RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE ET ANALYSE DESCRIPTIVE DES DONNEES DE L'INDUSTRIE ELECTRIQUE EN ALGERIE**	**67**
2.4.1	Réseau de transport d'électricité	68
2.4.2	Analyse descriptive des données de l'industrie électrique en Algérie	70
2.5	**RAPPEL DES REGLES TARIFAIRES DE LA COMMISSION DE REGULATION EN FRANCE**	**74**
2.5.1	Tarification binôme (non linéaire)	75
2.5.2	Formule tarifaire de la composante annuelle des soutirages « CS »	75
2.6	**PROPOSITION D'UNE STRUCTURE BINOME DU TARIF DU TRANSPORT D'ELECTRICITE EN ALGERIE**	**78**
2.6.1	Définition des paramètres utilisés	79
2.6.2	Calcul du tarif d'accès au réseau de transport d'électricité	81
2.6.3	Résultats de calcul	85
Conclusion Générale		**90**
Bibliographie		**92**
Annexes		**97**

LISTE DES TABLEAUX

Numéro de tableau	Titre du tableau	Page
Tableau : N°1.	Répartition des quatre types de coûts intervenant dans l'élaboration de la formule tarifaire	30
Tableau : N°2.	Comparaison des systèmes de prix et de tarification	34
Tableau : N°3.	Comparaison des différents systèmes de prix de transport	52
Tableau : N°4.	Evolution de la consommation HT par secteur d'activité économique (2009 à 2013)	73
Tableau : N°5.	Evolution de la puissance maximale appelée du réseau national de l'électricité	80
Tableau : N°6.	Calcul du tarif du transport d'électricité, pour utilisation de longue durée et courte durée, sur la période 2009-2013	85
Tableau : N°7.	Comparaison des deux formules longue et courte durée d'utilisation	86
Tableau : N°8.	Comparaison des évolutions des coûts moyens d'utilisation du réseau du transport d'électricité dans le cas longue et courte durée avec l'augmentation des puissances de pointe	89

LISTE DES FIGURES :

Numéro de la figure	Titre de la figure	Page
Figure : N°1.	Chaine de production des industries de réseau	16
Figure : N°2.	Inefficacité économique dans un marché monopolistique	17
Figure : N°3.	Inefficacité économique dans un monopole d'Etat	18
Figure : N°4.	Segmentation verticale et horizontale d'une chaine de production	20
Figure : N°5.	L'équilibre du monopole public à court terme et à long terme	22
Figure : N°6.	La dynamique de croissance d'un réseau	23
Figure : N°7.	Boucle de planification de l'entreprise électrique intégrée	29
Figure : N°8.	Confrontation entre l'offre et la demande à travers le réseau électrique	32
Figure : N°9.	Comparaison des systèmes tarifaires du transport - Structure du tarif, répartition entre prime fixe et prix d'énergie	37
Figure : N°10.	Comparaison des deux approches tarifaires	38
Figure : N°11.	Séparation des activités	41
Figure : N°12.	Évolution de la longueur du réseau transport électricité en km (2000-2011)	68
Figure : N°13.	Carte du Réseau National de Production et de Transport d'Electricité (Mai 2011)	69
Figure : N°14.	Augmentation de la demande d'électricité avec la hausse des températures	70
Figure : N°15.	Evolution de la consommation de l'électricité sur la période 2004-2013	71
Figure : N°16.	Evolution de la consommation de l'électricité par niveau de tension et pertes de distribution	71
Figure : N°17.	Comparaison de l'évolution de la consommation d'électricité par niveau de tension et les pertes de distribution	72
Figure : N°18.	Evolution des quantités d'électricité transportées en HT	73
Figure : N°19.	Influence des paramètres sur la tarification	77
Figure : N°20.	Comparaison entre le tarif d'accès au réseau de transport fixé par la CREG et le coût de transport estimé par SONELGAZ	79
Figure : N°21.	Evolution de la courbe de charge de la journée la plus chargée du réseau interconnecté national en hiver et en été en Aout 2013	80
Figure : N°22.	Evolution de la durée d'utilisation des puissances souscrites durant la période 2005-2013	81
Figure : N°23.	Comparaison des deux formules longue et courte durée d'utilisation pour le calcul du montant annuel d'accès au réseau et pour le calcul du prix moyen du Kwh	87

INTRODUCTION GENERALE

Les industries de réseaux jouent un rôle très important dans la société, tant du point de vue social qu'économique, elles peuvent être définies comme des secteurs économiques dont l'activité consiste à déplacer des personnes, des biens ou des informations sur un réseau physique, l'élément central de ces activités est le réseau lui-même, il peut s'agir d'un réseau de transport (réseau routier ou de chemins de fer, etc.), d'un réseau d'informations (courrier, téléphone) ou d'un réseau d'utilité publique (électricité, gaz, eau).

L'industrie de l'électricité est une industrie de réseau importante pour des raisons économiques et sociales. Traditionnellement, la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité étaient organisés au sein d'une seule et même entreprise. Cette situation est qualifiée d'intégration verticale et est le résultat des caractéristiques de ce secteur lors de son apparition. Les premières centrales électriques étaient localisées en milieu urbain et la distribution de l'électricité était naturellement intégrée à la production.

La fonction transport est apparue par la suite avec celle de centrales électriques de plus grande taille localisées dans des sites appropriés éloignés des consommateurs finals. L'appartenance de ces fonctions (production, transport et distribution) à la même firme a été considérée pendant longtemps comme étant naturellement justifiée.
La question de la séparation des activités est apparue à la suite de la vague de privatisation qui a touché une grande variété de secteurs, en particulier en Grande Bretagne où la privatisation a porté sur les secteurs de services publics comme British Gas, British Telecom et CEGB (Central Electricity Generating Board) durant les années 1990 et suivie par la suite par les autres pays européens[1].

La privatisation des secteurs gérés par des services publics a fait ressortir la nécessité de distinguer deux types d'activités :

- Les activités pouvant fonctionner sous la forme d'un marché concurrentiel, comme c'est le cas de la production et de la commercialisation de l'électricité ;
- Les activités constituant des monopoles naturels comme c'est le cas du transport et de la distribution de l'électricité.

La réforme du secteur électrique vise principalement à introduire les mécanismes du marché concurrentiel dans la production de l'électricité. Cet objectif implique que l'accès des tiers au réseau du transport doit avoir le même traitement pour tous les producteurs, y compris la compagnie d'électricité historique. Il en résulte que le tarif du transport est à déterminer de façon à supprimer les possibilités de subventions croisées entre les activités de transport et de production. Pour atteindre cet objectif, l'identification la plus fine possible de l'activité transport devient nécessaire.

L'objectif central des réformes est d'identifier les activités susceptibles d'être organisées sous la forme d'un marché concurrentiel. L'idée de base qui sous-tend cet objectif est que la compétition entre les entreprises est source d'efficacité sociale à travers la réduction des

[1] Policy transfer in European Union governance : Regulating the utilities , SIMON BULMER, DAVID DOLOWITZ, PETER HUMPHREYS AND STEPHEN PADGETT – Edition 2007 par Rutledge

coûts et l'amélioration de la qualité qui s'ensuivent. La production et la commercialisation sont précisément des activités pouvant être organisées sous la forme de marché concurrentiel. Sous le régime de la compagnie d'électricité intégrée, ces deux activités font partie du monopole public. Or, qu'en général, en économie,[2] le monopole ne constitue pas une forme d'organisation suffisamment incitative en matière de réduction de coût, d'augmentation des quantités produites et d'amélioration de la qualité.

L'ouverture à la concurrence des firmes intégrées de l'électricité ne pouvait porter sur les activités constituant un monopole naturel. Rappelons qu'en situation de monopole naturel, lorsque les coûts de production et les quantités à produire sont moins coûteux de produire avec une seule firme qu'avec plusieurs firmes. Dans ce cas, il est optimal, du point de vue des coûts, d'avoir une seule firme dans le secteur. Les industries de réseau sont typiquement des situations de monopole naturel.

- **L'objectif de la recherche :**

La consommation de l'électricité en Algérie augmente de manière significative, soit un accroissement cumulée de l'ordre de 25 278 Gwh sur la période décennale 2004-2013, et qui représente 45%[3] de la consommation d'électricité en 2013. Pour cela, le groupe SONELGAZ continue à fournir d'importants investissements en vue de l'amélioration de son parc électrique et par conséquent sa production, et ce pour répondre à une forte croissance de la consommation électrique qui ne cesse d'augmenter d'une année à l'autre.

Pour rendre effective et sans ambiguïté la compétition au niveau de la production d'électricité, il est apparu important de séparer les réseaux de transport et de distribution du producteur historique et de garantir l'Accès des Tiers aux Réseaux (ATR) à tous les opérateurs du secteur (producteurs, fournisseurs, consommateurs, …). La problématique de la tarification de l'ATR est ainsi apparue car le réseau de transport n'étant pas régi par les mécanismes de marché, on ne parle pas de prix mais de tarif.

Au plan institutionnel, la réforme du secteur électrique en Algérie est suffisamment avancée. Sur le plan de la tarification, les actions restant à réaliser sont :
Détermination d'un tarif d'accès au réseau de transport en conformité avec le décret n° 05-182 du 18 mai 2005. Ce tarif d'utilisation du réseau de transport publié par décision de la CREG du 30 mai 2005 est un tarif de soutirage basé uniquement sur l'énergie (0,66 DA / kWh). La mise en conformité de ce tarif avec le décret nécessite de définir un tarif binôme (partie fixe basée sur la puissance et partie proportionnelle basée sur l'énergie), comme le stipule l'article 23 dudit décret.

L'objectif de la recherche envisagée, est de faire une simulation dans le contexte de révision tarifaire du réseau du transport d'électricité et le passage d'un tarif fixé à 66 cDA/ kWh vers des tarifs de transit, pour le transport, qui devraient être binômes, avec des termes basés sur la puissance et sur la quantité d'énergie transitée et ce, en application des dispositions

[2] Microeconomic Analysis HAL R. VARIAN third Edition 1992
[3] Historique de l'évolution de la consommation de l'électricité par niveau de tension sur la période 2003-2013, Document interne à l'entreprise SONELGAZ.

du Décret 05-182 du 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 .

En effet, Il s'agit de trouver des éléments de réponses à la question fondamentale suivante :

« Quelle est l'harmonisation optimale de la tarification du transport permettant une rémunération rationnelle des activités du transport d'électricité ? »

Pour cela, les points suivants seront développés :

1) Quelles sont les différentes méthodes de calcul des tarifs relatifs aux réseaux de transport d'électricité à l'échelle international ?
2) Quelles sont les principaux aspects de la libéralisation du secteur électrique tout en définissant la structure du marché électrique en Algérie et le cadre règlementaire de la structure tarifaire ?
3) Quelle est l'utilité de la révision du tarif du transport d'électricité et l'intérêt d'une tarification binôme?
4) Existe-t-il une répartition optimale entre capacité (puissance) et énergie dans une tarification binôme pour le transport d'électricité ? si oui, quelle est la répartition optimale pour une rémunération rationnelle du réseau de transport d'électricité applicable à l'Algérie ?

- **Méthodologie de la recherche :**

Le présent travail repose sur l'inventaire des articles, revues, livres et textes de lois relatif à notre thème, il s'articule autour de deux chapitre : le premier est d'abord un regard sur l'industrie électrique, les caractéristiques économiques de l'industrie du réseau électrique, la libéralisation et la régulation des industries de réseaux dans le monde, et enfin une comparaison entre la méthodologie de tarification de l'Union Européenne et celle de l'Algérie. Le deuxième chapitre sera consacré par une revue de la littérature sur la régulation par le Price cap, ensuite nous élaborons une analyse descriptive des données de l'industrie électrique en Algérie sur la période 2009-2013. Enfin, nous rappelons les règles tarifaires de la commission de régulation en France et nous traiterons le cas algérien en proposant un modèle de tarification binomiale pour le transport d'électricité en Algérie avec les données de l'année 2013, en définissant les paramètres utilisés, le calcul du tarif d'accès au réseau de transport, l'interprétation et l'analyse des résultats , et enfin, nous concluons avec des remarques et recommandations.

Il est à noter que la proposition de faire une simulation de la tarification en binôme dans le contexte de la révision tarifaire du réseau du transport d'électricité, en suivant les orientations et consignes de la SONELGAZ, est réalisée en s'inspirant de l'étude réalisée

pour la CREG et SONELGAZ par le consultant européen dans le cadre du programme MEDA[4] de l'Union Européenne en collaboration avec le Ministère de l'énergie Algérien qui ont présenté une méthode de détermination d'une formule binôme avec une comparaison du tarif obtenu à celui fixé en France par la commission de régulation pour le gestionnaire du réseau.

Pour la méthodologie adoptée dans ce travail, nous allons :

- Suivre une méthode descriptive pour décrire la situation de l'industrie électrique en Algérie
- Essayer de construire et analyser un modèle de tarification binomiale pour le transport d'électricité en se basant sur les règles tarifaire de la Commission de régulation en France.

[4] Le programme MEDA constituait le cadre financier principal de la coopération de l'Union européenne avec les pays méditerranéens, dans le cadre du partenariat euro-méditerranéen. https://fr.wikipedia.org/wiki/Programme_MEDA

CHAPITRE 1 :

PRESENTATION, EVOLUTION ET REGULATION DE L'INDUSTRIE DU RESEAU DU TRANSPORT DE L'ELECTRICITE DANS LE MONDE ET EN ALGERIE

Le secteur électrique est particulièrement complexe en raison des caractéristiques suivantes:

- La demande d'électricité est variable dans le temps;
- L'électricité est un bien non stockable;
- Le réseau doit être maintenu sous fréquences constante;
- L'élasticité de la demande d'électricité au prix est faible (à court terme).

La combinaison de ces caractéristiques n'est pas sans effets pour le fonctionnement du marché libre de l'électricité et suppose que le secteur s'organise en conséquence. Compte tenu de ces caractéristiques, les centrales de production et le gestionnaire de réseau doivent être parfaitement coordonnés et la capacité de production, de transport et de distribution de l'électricité doit être suffisante pour répondre aux demandes de pointe. Ces caractéristiques, combinées à une faible élasticité de la demande au prix, peuvent être à l'origine de fortes fluctuations de prix et, par conséquent, d'importantes variations du chiffre d'affaire. Une telle situation peut elle-même être source de sous-investissement, de capacité de réserve insuffisante et de fluctuations de prix.

Dans ce premier chapitre nous décrivons les caractéristiques économiques de l'industrie du réseau électrique, ensuite, nous présentons la régulation des industries de réseaux dans le monde, à savoir ; l'Union Européenne. La troisième partie traite de la libéralisation et de la régulation des industries de réseaux en Algérie et lors de la dernière partie, nous comparons les méthodologies de tarification de l'Union Européenne vs Algérie.

1.1 CARACTERISTIQUES ECONOMIQUES DE L'INDUSTRIE DU RESEAU ELECTRIQUE

1.1.1 Chaine de production des industries de réseaux

Rappelons que les industries de réseau sont des secteurs économiques dont l'activité consiste à déplacer des personnes, des biens ou des informations sur un réseau physique[5]. L'élément central de ces activités est le réseau même; il peut s'agir d'un réseau de transport (réseau routier ou de chemins de fer, etc), d'un réseau d'informations (courrier, téléphone) ou d'un réseau d'utilité publique (électricité, gaz, eau).
Outre le réseau, ces industries ont un autre point commun : des activités en amont et en aval. Les activités en amont englobent la fabrication des produits caractéristiques du secteur comme le gaz et l'électricité.
Quant aux activités en aval, elles consistent en la prestation de services à l'utilisateur final. A titre d'exemples : la livraison d'électricité. La figure N°1, présente schématiquement la structure verticale de la chaine de production.

5 J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; Mai 2005, working paper, page 9-10 réalisé par le BFP (Bureau Fédéral du Plan)

Figure : N°1. Chaine de production des industries de réseau

Source : J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; 2005

Sur le plan économique, les industries de réseau présentent certaines caractéristiques qui font qu'un certain degré d'intervention publique est souhaitable.

L'une des principales d'entre elles est l'existence possible d'un monopole naturel au niveau du réseau. En d'autres termes, il n'est pas toujours avantageux en termes économiques que plusieurs réseaux coexistent. Par conséquent, le réseau occupe une position monopolistique, ce qui peut avoir une incidence négative sur l'efficacité et la richesse. Une autre caractéristique de ces industries de réseau est l'existence d'externalités de réseau. En conséquence, l'utilité que représente le réseau pour un utilisateur n'est pas seulement déterminée par l'utilisation du réseau lui-même, mais aussi par le nombre total d'utilisateurs. Une troisième caractéristique importante d'une industrie de réseau est la prestation de services d'intérêt général. Sur le plan économique, il est important que les personnes, biens et informations puissent circuler. D'un point de vue social, il importe que de nombreuses industries de réseau produisent des produits répondant à nos besoins essentiels, qui soient facilement accessibles à l'ensemble des citoyens, indépendamment de leurs revenus.

1.1.2 Monopole et efficacité économique

Le monopole est une forme de marché ne comptant qu'un seul producteur pour plusieurs consommateurs. Le producteur a donc l'avantage de ne pas subir de concurrence et de capter l'ensemble des consommateurs. L'exploitation de cet avantage par le producteur peut avoir des conséquences, entre autres, en termes de maîtrise des coûts, des prix et des quantités vendues ainsi que sur le plan de l'innovation[6].

Trois types d'inefficacité peuvent être observés : les inefficacités allocative, productive et distributive.

[6] J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; Mai 2005, working paper page 20 réalisé par le BFP (Bureau Fédéral du Plan)

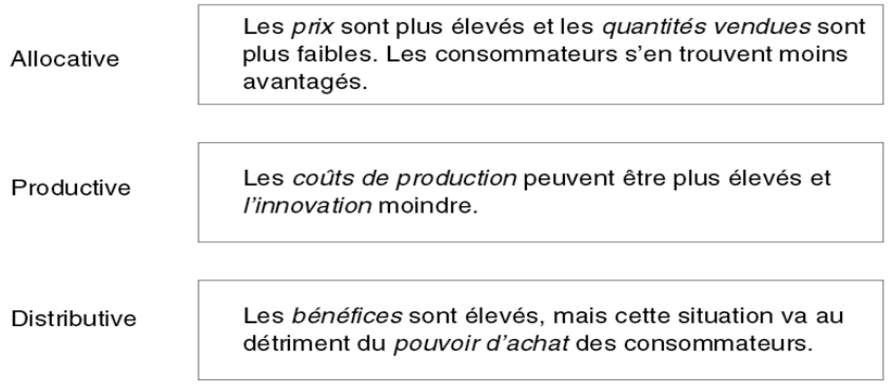
Inefficacité allocative: Le producteur étant seul sur le marché, il peut accroître son bénéfice par unité produite en facturant un prix plus élevé que celui établi sur un marché concurrentiel. Il vend donc moins, mais engrange cependant un bénéfice élevé. Le monopoleur optimalise ses bénéfices en recherchant l'équilibre entre, d'une part, une marge bénéficiaire plus élevée par produit, et d'autre part, un volume de vente moindre. La théorie microéconomique montre que dans cet équilibre, le prix est toujours plus élevé que sur un marché concurrentiel et que la quantité offerte est moins importante. Cette situation est qualifiée d'inefficacité allocative.

Inefficacité productive: Compte tenu de l'absence de toute concurrence, le producteur n'est pas contraint de produire aux coûts les plus bas au moyen des technologies les plus avancées. Lorsque la concurrence joue, le producteur met tout en œuvre pour maîtriser ses coûts et se montrer novateur.[7] En pratiquant le prix le plus bas, il attire la plupart des consommateurs. Dans le cadre d'un monopole, les coûts de production peuvent s'avérer plus élevés que sur un marché concurrentiel, c'est ce qu'on appelle une inefficacité productive.

Inefficacité distributive: Les prix plus élevés (voir inefficacité allocative) érodent le pouvoir d'achat des consommateurs. Cette part perdue ne disparaît pas du processus économique car elle revient au producteur. La théorie montre que si la perte de pouvoir d'achat du consommateur est plus importante que le gain du producteur, il est question d'inefficacité distributive

La figure N°2 résume les trois formes d'inefficacité, lesquelles constituent le noyau de la théorie économique des industries de réseau. Toutefois, cette forme, la plus extrême du modèle du monopoleur, n'est pas toujours rencontrée puisque d'autres caractéristiques prévalent souvent dans le cas des industries de réseau.

Figure : N°2. Inefficacité économique dans un marché monopolistique



Source : J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; Mai 2005, working paper page 21 réalisé par le BFP (Bureau Fédéral du Plan)

[7] Dans un marché concurrentiel, les incitants à l'innovation sont parfois peu nombreux. Vu les fortes probabilités d'une imitation rapide, l'avantage économique de l'innovation est mince. J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; Mai 2005, working paper page 14 réalisé par le BFP (Bureau Fédéral du Plan)

Les infrastructures requièrent généralement des investissements lourds et engendrent dès lors des coûts fixes importants. Pour minimaliser le coût moyen de l'utilisation du réseau, l'ensemble du trafic se concentre sur un seul réseau aussi longtemps que celui-ci n'est pas saturé. On parle, dans une telle situation, de rendements d'échelle. Plus l'échelle de production (l'utilisation du réseau) est grande, plus les coûts moyens sont faibles. Puisque les investissements sont généralement importants, les rendements d'échelle ne sont épuisés que sous une utilisation très intense du réseau. Ces industries étant donc 'vouées' à être un monopole, on parle dès lors de monopole naturel. Si ce monopole est privé, il génère autant d'inefficacités allocative, productive et distributive que le monopole sans rendements d'échelle (voir également la figure N°2). Les prix et les marges bénéficiaires peuvent être trop élevés et les coûts totaux peuvent être trop hauts en dépit des rendements d'échelle. Le consommateur perd une partie de son pouvoir d'achat au profit du producteur.

S'il s'agit d'un monopole d'Etat (naturel ou non), l'optimalisation du profit n'est en principe pas un objectif. Dans le cas du monopole d'Etat, les trois inefficacités peuvent être rencontrées mais dans des modalités différentes, comme c'est expliqué dans la figure N° 3.

Figure : N°3. Inefficacité économique dans un monopole d'Etat

Allocative → possible	Le *prix* fixé par le détenteur du monopole peut être plus élevé ou moins élevé que le prix sur un marché concurrentiel.
Productive → possible	Les *coûts de production* peuvent être plus élevés que ceux d'un monopole privé.
Distributive → peu probable	Si des *bénéfices* sont engragés, les autorités peuvent les affecter à l'intérêt public.

Source : J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; Mai 2005, working paper page 16 réalisé par le BFP (Bureau Fédéral du Plan)

1.1.3 Externalités positives de la demande

Le développement d'un réseau s'accompagne de l'apparition de deux externalités positives de consommation[8] : les effets de clubs et les effets d'envergure. On parle d'effets de club lorsque la satisfaction d'un usager individuel s'accroît à mesure qu'augmente le nombre d'usagers du club, sans qu'il y ait élévation du prix d'accès au club.

Et on parle d'effets d'envergure de consommation lorsque l'on constate une augmentation du nombre de services offerts en relation avec le réseau, ce qui accroît la satisfaction des usagers, sans que le prix d'accès au réseau s'élève pour autant. Ainsi, plus le réseau est vaste et dense, plus les externalités positives de consommation sont importantes, plus

[8] Communication au colloque institution et croissance économique à l'Université d'Oran « Les changements institutionnels dans les industries de réseaux : Une libéralisation prématurée dans les pays en développement ?- Jean Pierre Angelier -Mars 2006

grande est l'efficience du réseau. Or, si des firmes se trouvent en concurrence dans les phases de lancement et croissance du réseau, elles n'ont pas intérêt à produire des biens compatibles : elles ont plutôt intérêt à différencier leur offre afin de se protéger de la concurrence, créant ainsi des coûts de transfert pour leurs clients qui souhaiteraient éventuellement les quitter pour un autre fournisseur. L'adoption de telles stratégies concurrentielles freinerait le développement d'un grand réseau commun, freinerait l'apparition des externalités positives attachées au réseau.

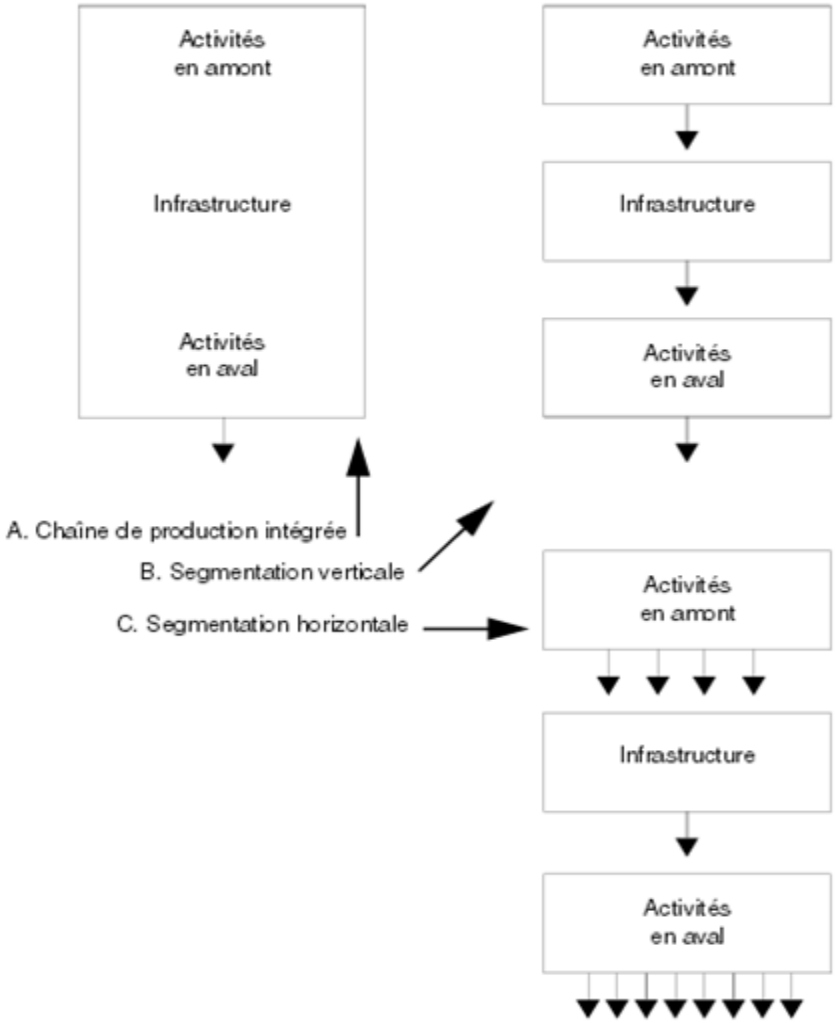
1.1.4 Intégration verticale et horizontales des opérateurs

Le monopole fait souvent l'objet d'une double segmentation. La segmentation verticale qui s'applique aux activités en amont, à l'infrastructure et aux activités en aval (B). Le monopole naturel se limite alors à l'infrastructure et la concurrence est introduite dans les deux autres segments.

Pour que l'opérateur historique et les nouveaux entrants puissent se faire concurrence sur un pied d'égalité, il importe que les segments soient indépendants et par conséquent qu'une segmentation verticale soit organisée. Quant à la segmentation horizontale (C), elle concerne les activités en aval et en amont et a pour objectif de permettre la concurrence. Cette segmentation peut se faire en scindant l'opérateur historique en petites entreprises[9].

[9] J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; Mai 2005, working paper page 21 réalisé par le BFP (Bureau Fédéral du Plan)

Figure : N°4. Segmentation verticale et horizontale d'une chaine de production



Source : J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; Mai 2005, working paper page 21 réalisé par le BFP (Bureau Fédéral du Plan)

La représentation dans la figure N°4 est relativement générale. Dans la pratique, chaque secteur a ses caractéristiques propres. Avant réforme, la chaîne de production électrique se compose souvent de deux segments. Le réseau de haute tension est intégré avec les activités en amont (centrales électriques) et le réseau de distribution avec les activités en aval (vente aux utilisateurs). Après réforme, il est tout à fait possible que les activités en amont et en aval restent intégrées mais l'infrastructure doit être indépendante.

1.1.5 Rendements d'échelle croissants dans le développement des réseaux électriques :

L'analyse des coûts de réseau fait apparaître trois sources de non-convexités : les propriétés d'indivisibilité des investissements ; le phénomène de pointe (de saturation de la capacité) dû au caractère 'inélastique' des installations et la présence de rendements d'échelle croissants.

Les rendements d'échelle constituent le troisième facteur principal de non-convexités dans la fonction de coût de transport d'électricité. L'existence de rendements d'échelle croissants

dans le transport d'électricité est généralement admise. Elle conduit à un déficit comptable des recettes provenant de la vente au coût marginal par rapport aux coûts de long terme à consentir pour fournir le service dans des conditions économiques : coût résiduel. On peut schématiquement distinguer deux écoles : l'école de la tarification au coût uniforme optimal (prix de Ramsey-Boiteux), l'école de la tarification non linéaire (prix binôme de Coase). Dans les deux cas, le postulat est que des prix efficaces sont tels que les consommateurs d'un service en supportent le coût en totalité.

Cet apparent accord théorique fait l'impasse sur une distinction intuitivement essentielle entre coûts communs aux différents produits (ou consommateurs) et coûts allouables à un produit (ou un consommateur) déterminé. Or un examen plus précis montre que les deux approches suivent sur ce point des principes opposés[10]. Pour les prix à la Ramsey, on admet implicitement qu'il s'agit d'allouer entre des consommateurs aux caractéristiques différentes un coût résiduel commun ; il serait injustifiable, fut-ce pour des raisons d'efficacité, de faire payer à un consommateur un coût explicitement engagé pour fournir un autre consommateur. Pour les prix à la Coase[11], l'hypothèse est inverse : il s'agit de faire supporter à chaque consommateur ou à chaque produit la totalité du coût qui lui est directement attribuable ; les éventuels coûts communs résiduels doivent être traités séparément (par exemple par une approche à la Ramsey).

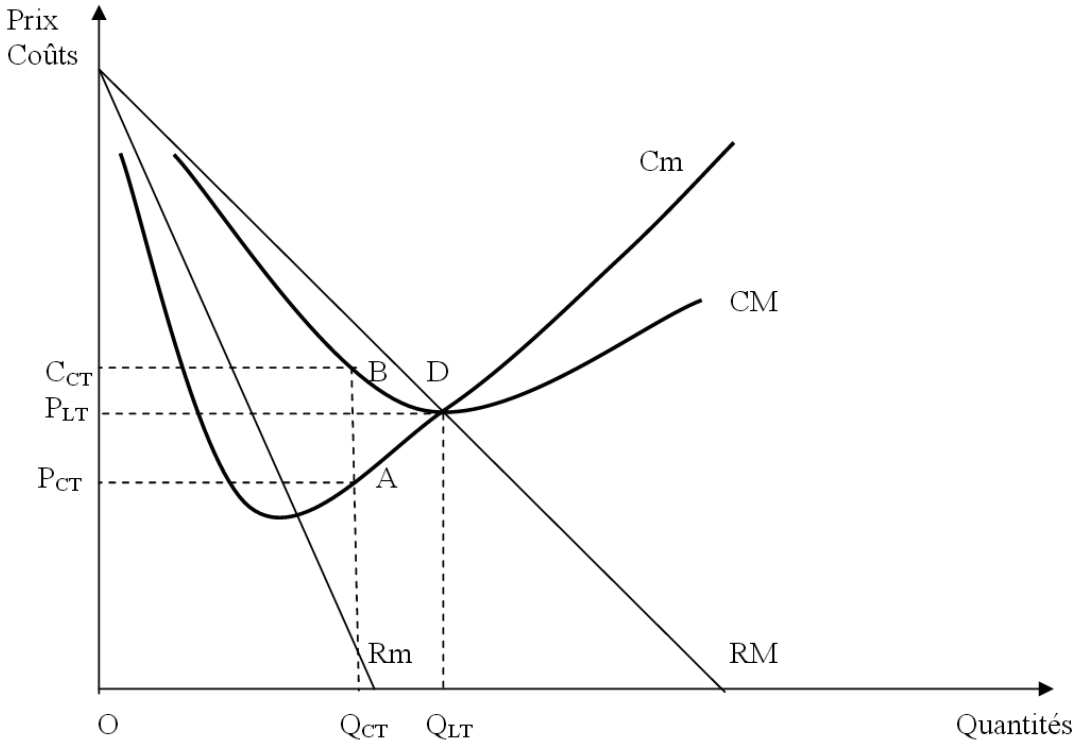
1.1.6 Tarification du monopole naturel

Lorsque le monopole naturel est en phase d'expansion, il connaît généralement un coût marginal et un coût moyen décroissant : on parle alors de monopole naturel fort. Dans cette situation, une tarification au coût marginal, celle-là même qui correspond au surplus collectif maximum et qui rend compatibles les trois maxima d'efficience (productive, allocative, redistributive), conduit à un prix de vente inférieur au coût moyen, entraîne, dans le court terme, une tarification à perte pour l'entreprise publique ; le déficit est pris en charge par l'Etat (Figure N°5) .

[10] Olivier COÛTARD, Une analyse économique de l'accès aux réseaux électrique d'interconnexion- 1994

[11] Le prix proposé par COASE est un prix Binôme dont le terme unitaire est le coût marginal de fourniture à l'équilibre et dont la prime fixe égale le coût résiduel

Figure : N°5. L'équilibre du monopole public à court terme et à long terme



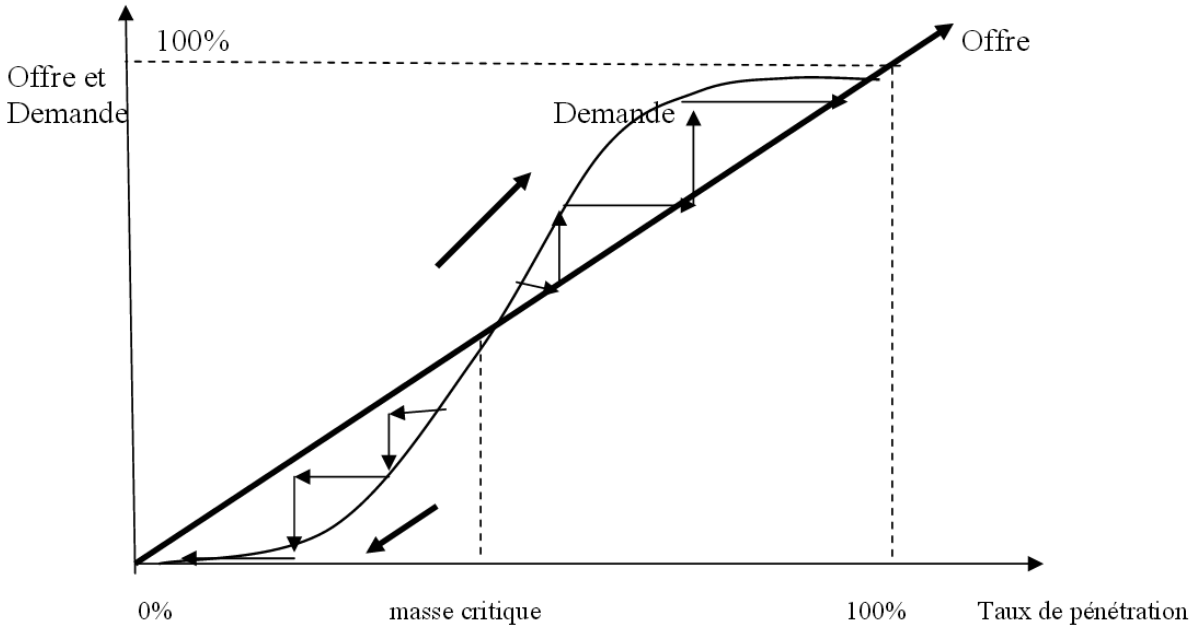
Source : LAURENCE JACQUET, La tarification et les coûts des transports : Mécanismes économiques fondamentaux, 2012, Université de Cergy-Pontoise

En appliquant cette tarification, l'Etat accélère la croissance du réseau grâce à un prix bas qui stimule la demande, lors de la phase du monopole naturel fort, correspondant au début de la vie du réseau. Lorsque l'entreprise publique est parvenue à maturité, à son équilibre de long terme, le coût marginal étant devenu croissant et égal au coût moyen, la tarification au coût marginal entraîne alors l'équilibre financier de l'entreprise. Notons également que cette tarification au coût marginal, outre son efficacité économique, correspond à une offre de services publics, services rendus non pas au consommateur mais au citoyen : s'il doit y avoir exclusion par les prix, comme c'est le cas pour un bien marchand normal, l'exclusion doit être limitée pour ce qui est des services publics offerts par les industries de réseau en monopole public[12].

Grâce à cette tarification et à ce prix bas, l'Etat incite les consommateurs dans leur ensemble à franchir le seuil de la masse critique : en dessous de ce seuil, les externalités sont peu importantes et les consommateurs risquent d'être tentés de quitter le réseau ; passé ce seuil, la dynamique de la demande s'entretient d'elle-même (cf. Graphique 6).

[12] MARCEL BOYER, MICHEL MOREAUX, MICHEL TRUCHON , Partage des coûts et tarification des infrastructures : Tarification optimale des infrastructures communes, Rapport de projet, 2003, Edition du centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations.

Figure : N°6. La dynamique de croissance d'un réseau



Source : LAURENCE JACQUET, La tarification et les coûts des transports : Mécanismes économiques fondamentaux, 2012, Université de Cergy-Pontoise

Des entreprises privées placées dans une situation similaire pratiqueraient une tarification au coût moyen, leur garantissant l'équilibre financier, mais freinant le développement de la demande du fait d'un prix plus élevé, freinant le développement des externalités positives de demande liées à l'expansion du réseau.

1.2 LIBERALISATION ET REGULATION DES INDUSTRIES DE RESEAUX A TRAVERS LE MONDE

1.2.1 Libéralisation des industries de réseau et ses conséquences

Les industries de réseau sont maintenant organisées sous un nouveau paradigme institutionnel : la production de services finals est ouverte à la concurrence, processus qui devrait permettre d'améliorer encore les performances des réseaux du fait de l'adoption de stratégies de différenciation ou de focalisation, stratégies efficaces sur des marchés en maturité. Mais sur des marchés en croissance, la stratégie la plus efficace d'un point de vue social reste la stratégie de domination par les coûts, stratégie difficilement applicable dans un régime de concurrence.

De nouvelles conditions président à l'ouverture des réseaux dans les pays développés
Plusieurs raisons concourent à l'ouverture à la concurrence dans les industries de réseau des pays développés.

Notons tout d'abord *qu'une forte impulsion libérale est à l'origine des changements institutionnels* : elle suppose que l'Etat Providence n'a pas su faire preuve d'efficacité puisqu'il a conduit l'économie mondiale à une situation de crise dont on sort bien péniblement.

D'autres arguments, qui ne sont pas idéologiques, concourent également à ce changement. *L'espace concurrentiel de l'économie nationale n'est plus adapté comme il l'était voilà un demi-siècle* : désormais, la concurrence est mondiale, ce qui affaiblit le concept d'un monopole naturel à l'échelle d'une économie nationale.

Les économies sont en phase de maturité, *âge où les questions de standardisation des technologies, de risque de dépendance vis-à-vis des fournisseurs ne sont plus pertinentes* : au contraire, il faut susciter l'apparition de nouvelles technologies, mettre en concurrence les fournisseurs. Les changements technologiques aussi remettent en cause le découpage technique qui conférait l'exclusivité d'une activité à une entreprise publique (par exemple, les entreprises électriques peuvent désormais transmettre des communications par leurs réseaux câblés, de même que les entreprises de chemin de fer ; le gaz et l'électricité sont des énergies autant complémentaires que concurrentielles, dans les centrales à cycle combiné).

Et aussi, la présence de l'Etat dans le capital d'une entreprise peut, en dehors du cadre national, constituer un handicap dans ses stratégies d'expansion vers d'autres marchés (on parle affaires et on négocie d'égal à égal avec des firmes, mais pas avec des Etats).

1.2.2 Conséquences de la libéralisation des réseaux dans les pays en développement

Dans les pays en développement, les transformations institutionnelles des industries de réseau sont bien souvent imposées dans le cadre d'une aide conditionnelle. En particulier, elles sont présentées comme un moyen permettant de résoudre le problème de l'insuffisance de capitaux nécessaires à assurer la croissance des industries de réseaux. Dans de telles économies, de fait, la libéralisation risque de freiner brutalement la croissance de telles industries dans ces pays, étant données les conditions de base rencontrées.

Les conditions de base caractérisant les industries de réseau dans les pays en développement sont les suivantes[13]. Pour ce qui est de l'offre, ces conditions sont :

- Des économies d'échelle importantes, surtout pour les infrastructures qui sont des monopoles naturels,
- Des externalités positives d'autant plus importantes que l'offre est large.
- Pour ce qui est de la demande, elle est en forte croissance, élastique par rapport au prix, peu solvable étant donné le faible niveau moyen des revenus ; elle est également très hétérogène, une faible partie de la population disposant de revenus importants, alors qu'une grande part de la population vit à la limite du seuil de pauvreté.

[13] Communication au colloque institution et croissance économique à l'Université d'Oran « Les changements institutionnels dans les industries de réseaux : Une libéralisation prématurée dans les pays en développement ?- Jean Pierre Angelier -Mars 2006

Etant données ces conditions de base, et sachant que la concurrence s'adresse à la demande solvable et ignore les externalités, on peut en déduire logiquement ce que sera la stratégie la plus probable adoptée par les firmes en concurrence dans les industries de réseau : la focalisation de l'offre sur les grandes agglomérations, la densité de la demande permettant de réaliser des économies d'échelle sur un espace concentré, permettant d'atteindre la plus grande part de la demande solvable des couches aisées de la population. Ce choix stratégique ne permet pas aux réseaux de s'étendre largement, de diffuser sur l'ensemble du territoire national les externalités positives potentiellement exercées par les réseaux, prive d'un moteur de croissance les économies concernées.

Les expériences de libéralisation qui prennent place dans la plupart des pays en développement ne s'avèrent pas probantes. Les travaux du colloque du réseau MONDER[14], par exemple, exposent des résultats bien décevants en Argentine, en Amérique Centrale, au Mali, suite à la libéralisation des industries électriques et gazières.

En tout état de cause, les problèmes liés à la mauvaise gouvernance ne sont pas résolus par ces transformations institutionnelles. Et l'entrée de nouveaux capitaux dans ces industries de réseaux est freinée par cette mauvaise gouvernance.

On peut considérer que tant qu'un réseau n'a pas atteint le stade de la maturité, l'ancien paradigme du monopole public verticalement intégré est l'organisation institutionnelle la plus efficace. L'ouverture à la concurrence ne doit pas intervenir avant que le réseau n'ait atteint sa maturité, dans une économie où règne une bonne gouvernance.

1.2.3 Régulation des industries de réseau

Une régulation adéquate peut contribuer à réduire les inefficacités décrites. Historiquement, de nombreuses industries de réseau ont été organisées en monopoles légaux couvrant une grande partie du processus de production, mais ceci n'a pas conduit pour autant à un fonctionnement optimal des marchés. C'est pourquoi une réforme profonde a été lancée au cours de ces deux dernières décennies. Elle est principalement axée sur deux principes :

(1) L'introduction de la concurrence dans les segments hors monopole naturel,

(2) L'organisation du monopole naturel de manière à ce que le résultat soit proche d'une situation concurrentielle.

En outre, il importe que les structures et les conditions nécessaires à la réussite de la réforme soient créées.

Généralement, le monopole naturel ne concerne ni les activités les plus en amont du processus de production, ni les activités en aval. L'introduction de la concurrence dans ces activités devrait entraîner une réduction des trois formes d'inefficacité. Ses effets sur les

[14] Réseau MONDER : « L'Ouverture à la concurrence dans le secteur des industries de réseaux : les consommateurs sont-ils satisfaits ? », Colloque, Martigny, Suisse, 8-11 janvier 2006.

prix, les coûts et les technologies mises en œuvre devraient raboter les marges bénéficiaires à l'avantage du consommateur.
Cependant, il peut s'avérer nécessaire de créer un cadre de régulation. Par exemple, si le lien entre, d'une part, les activités en amont et en aval et, d'autre part, l'infrastructure persiste, cela peut donner lieu à des distorsions de concurrence. De toute façon, l'ancien monopoleur ou un autre producteur peut bénéficier d'une position dominante. Par ailleurs, il convient de tenir compte du caractère d'intérêt général que présentent certaines activités des industries de réseau.

Si, comme c'est généralement le cas, le monopole naturel porte sur une infrastructure de réseau, des formes de régulation autres que l'introduction de la concurrence peuvent s'avérer nécessaires en vue d'atteindre un résultat socialement optimal. Ces formes alternatives de régulation constituent une problématique centrale dans l'analyse des industries de réseau. La question est celle des formes de régulation les plus adéquates à mettre en place par les autorités publiques en vue d'inciter à une production efficace, compte tenu des objectifs assignés au secteur, des instruments de régulation disponibles et de l'asymétrie d'informations.

1.2.4 Industrie de l'électricité

Dans l'industrie de l'électricité, la réglementation se justifie essentiellement par l'existence de conditions de monopole naturel et d'externalités et par la notion de bien public[15]. Cette situation résulte de spécificités économiques de l'électricité qui ne peut être stockée. Ce qui signifie que la taille des marchés diminue avec le temps, et qu'elle est déterminée par la demande instantanée plutôt que par la demande sur une longue période. Par conséquent, une seule entreprise a plus de chances de desservir les clients sur un marché donné à l'échelle d'efficacité minimale. En outre, la demande d'électricité subit d'importantes variations cycliques, saisonnières et aléatoires à court et à long terme. De plus, pour répondre aux attentes des clients, la desserte doit être continue, fiable et se faire à fréquence et tension constantes[16]. D'où l'obligation pour les producteurs d'électricité

[15] Il y a monopole naturel lorsqu'une entreprise peut, à elle seule, fournir un bien à un coût total moins élevé que si ce même bien était produit par plusieurs entreprises. Il y a externalité si la consommation ou l'activité d'agents économiques se répercute sur d'autres consommateurs ou une entreprise.

FAYE STEINER Revue économique de l'OCDE N°32 « L'industrie de l'électricité : règlementation, structure du marché et performances »; 2001

[16] D'après les définitions de l'AIE, la continuité désigne l'assurance qu'a le client d'être approvisionné à long terme au-delà de la durée d'un contrat. La fiabilité se rapporte, elle, à l'assurance qu'il a d'être desservi au jour le jour. Par ailleurs, pour que les appareils puissent fonctionner correctement et dans des conditions sûres l'électricité doit être livrée dans une étroite plage de fréquence et de tension. Il est important d'éviter les pannes générales (écroulement complet du réseau) ou les chutes de tension dues à une production insuffisante.

Revue économique de l'OCDE N°32 « L'industrie de l'électricité : règlementation, structure du marché et performances » Faye Steiner ; 2001

d'avoir une réserve tournante et d'être capables de redémarrer hors tension[17]. Cet impératif de la continuité de l'offre, tandis que la demande varie, signifie que les fournisseurs doivent posséder une surcapacité s'ils veulent pouvoir passer les pointes de la demande. Une compagnie d'électricité qui élargit sa clientèle peut réduire sa puissance en réserve dans la mesure où le regroupement de clients ayant des demandes hétérogènes permet en fait de répartir les risques et, partant, d'abaisser les frais d'exploitation et les coûts en capital par client. En résumé, les conditions sont réunies pour qu'une structure monopolistique obtienne des rendements d'échelle croissants et une meilleure maîtrise des coûts.

Par ailleurs, des externalités découlent du fait que le fonctionnement ou le dysfonctionnement de chaque groupe de production se répercute sur la totalité du réseau interconnecté. Il faut savoir également que l'investissement dans la capacité de production passe par un difficile travail d'optimisation dynamique dans les conditions incertaines, comporte des externalités liées au fait que l'ajout ou la suppression de capacité influe sur la totalité du réseau et fait intervenir la notion de bien public dans la mesure où toute extension du réseau de transport bénéficie à l'ensemble des producteurs et des consommateurs. Ces deux dimensions, à savoir les externalités et la notion de bien public, plaident en faveur de la planification et de la coordination du réseau électrique, ce pourquoi le monopole naturel est plus efficace.

1.2.5 Méthodologie tarifaire du transport d'électricité dans l'Union Européenne

La méthodologie tarifaire du transport de l'électricité a évolué dans l'Union Européenne au cours des 20 dernières années. En effet, une méthodologie en cours d'harmonisation se met peu à peu en place dans l'UE, en conformité avec la Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité[18].

Cette méthodologie commune est appelée à remplacer les situations diverses héritées du passé, caractérisées en général par une intégration des activités de production, transport, distribution et commercialisation de l'électricité exercée au sein d'une entreprise publique jouissant d'un monopole sur ces activités.

On expose ci-après ce qui constitue les « best practices » des pays de l'Union Européenne, valables aussi bien dans l'approche des tarifs intégrés que dans l'approche des tarifs séparés. Les différences dans les approches concernent par exemple le fait que le coût du

[17] La réserve tournante est la puissance disponible instantanément. Un groupe de production placé dans la réserve tournante a des frais d'exploitation mais ne fournit pas d'électricité au réseau. La capacité de redémarrage hors tension est la capacité d'un groupe de production de démarrer lorsque le réseau est hors service.

Revue économique de l'OCDE N°32 « L'industrie de l'électricité : règlementation, structure du marché et performances » Faye Steiner ; 2001

[18] Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne, Action 05 des plan opérationnels annuels 2008 et 2009 : Harmonisation des méthodologies de tarification » 26 Octobre 2009.

transport dans les tarifs intégrés devient le tarif du transport dans les tarifs séparés. Mais ces différences dans les méthodes n'ont pas d'implication majeure dans le calcul du tarif lui-même.

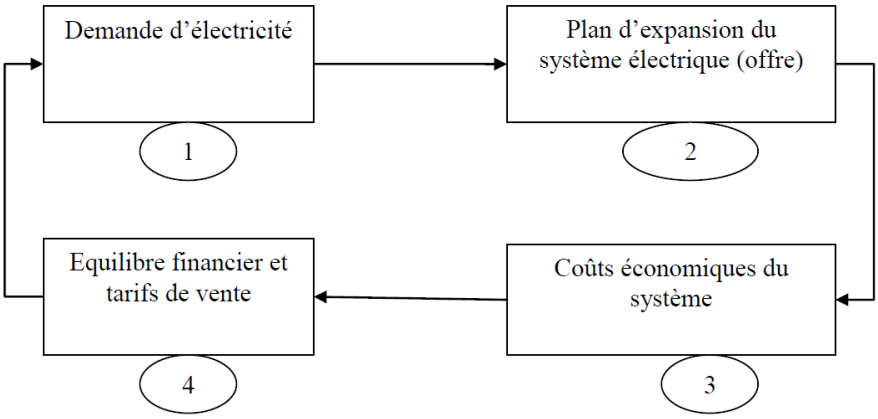
I. Coût du transport dans un système électrique intégré

Les activités de production, transport, distribution et commercialisation de l'électricité des opérateurs historiques sont techniquement bien identifiées, et relativement séparées. Elles ne sont vraiment intégrées qu'aux points de vue juridique, économique (gestion, développement, etc..) et financier ; les activités de distribution et commercialisation étant souvent confondues sous le vocable unique de distribution dans le cas de l'entreprise intégrée.

1) En ce qui concerne l'aspect technique et la planification, une large séparation des métiers a toujours eu lieu entre la production, le transport et la distribution.
2) Au point de vue financier, une certaine séparation des activités a souvent été tentée, pour essayer de connaître le prix de revient et les résultats de chacun des métiers. La comptabilité analytique a été mise en œuvre dans ce but, avec toutefois un succès mitigé.
   Par ailleurs les activités n'ont pas de recettes individualisées car les tarifs regroupent l'ensemble des activités, tant qu'une séparation juridique complète n'est pas réalisée. C'est le premier point qui est exposé ci-dessous, relatif à la façon dont les tarifs basés sur les coûts de chaque activité sont appliqués à la clientèle. On présentera ensuite la méthode de calcul du tarif et sa formulation.
3) La détermination du coût du transport et de la distribution de l'électricité fait partie du processus global de planification de l'entreprise électrique intégrée. Dans ce processus, connu sous le nom de « boucle de planification », chaque élément réagit sur tous les autres, et en particulier une modification du tarif a un impact sur la demande d'électricité, elle-même à l'origine de tout le système de planification.

   Cette boucle de planification comprend les quatre étapes ci-dessous :

Figure : N°7. Boucle de planification de l'entreprise électrique intégrée[19]



Source : Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», 2009.

a) La clientèle et les tarifs dans une compagnie intégrée

Pour chaque activité est déterminé le coût de l'activité, lequel est ensuite transcrit dans une formule tarifaire globale appliquée à la clientèle concernée.

Dans le tableau ci-après sont répertoriés quatre types de coûts, sortes de briques élémentaires intervenant dans l'élaboration de la formule tarifaire. L'organisation du système de tarification est la suivante :

[19] Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», Action 15A : « Tarification des réseaux de transport et de distribution en Algérie » , 2009, SOFRECO en consortium avec IPA Energy + Water Consulting, AETS et Vattenfall Power Consultants AB dans le cadre du programme MEDA de l'Union Européenne.

Tableau : N°1. Répartition des quatre types de coûts intervenant dans l'élaboration de la formule tarifaire[20]

Activité	Coût unitaire de l'activité	Clientèle	Tarif appliqué
Production	Coût de production P	(En général, pas de tarif ni de clientèle directe bornes-centrales)	
Transport haute tension HT	Coût de transport T	Clients HT	P+T
Distribution moyenne tension MT	Coût de distribution Dm	Clients MT	P+T+Dm
Distribution basse tension BT	Coût de distribution Db	Clients BT	P+T+Dm+Db

Source : Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», 2009.

Il convient de rappeler les points suivants :

I. Les pertes techniques interviennent pour augmenter, à chaque niveau de tension, le coût de l'activité vue d'un niveau d'activité situé en amont.

   Ainsi, au coût de production *P* est associé à un montant à facturer égal à ce coût unitaire *P* multiplié par le nombre de kWh produits *N1* ce qui donne un montant $\mathrm{P} * \mathrm{N1}$ égal au coût total de production. Au niveau du transport, les *N2* kWh sortis réseaux HT sont moindres à cause des pertes en transport. Le coût de production devient alors $P' = \frac{\mathrm{P}*\mathrm{N1}}{\mathrm{N2}}$. Il en va de même pour les autres coûts unitaires T et Dm.

II. Dans un système intégré, le terme de client ne s'applique qu'à la clientèle finale, extérieure à la compagnie d'électricité.

b) ***Méthode de calcul des tarifs[21]***

Dans une compagnie intégrée, le prix de revient moyen des activités agrégées entre elles est fourni par la comptabilité, résultat des charges d'exploitation divisées par le nombre de kWh vendus. En revanche et comme rappelé ci-dessus, le coût de chaque activité reste largement inconnu, qu'il s'agisse du coût passé ou présent. Mais des tarifs basés précisément sur les coûts futurs des activités sont déterminés et appliqués à la clientèle par une approche économique combinée à une approche financière :

[20] Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», Action 15A : « Tarification des réseaux de transport et de distribution en Algérie » , 2009, SOFRECO en consortium avec IPA Energy + Water Consulting, AETS et Vattenfall Power Consultants AB dans le cadre du programme MEDA de l'Union Européenne.

[21] La méthode de calcul des tarifs est présentée en annexe A

- Une approche dite « économique », permettant d'estimer le coût marginal futur de chaque activité séparément : cette approche est utilisée pour déterminer la structure du tarif et le montant de recettes futures correspondant, qui sera obtenu de chaque catégorie de clientèle.
- Une approche dite « financière », permettant de définir le montant global de recettes futures qui sera nécessaire pour l'équilibre financier de la compagnie. Sur la base de ce montant global les recettes au coût marginal attendues de chaque catégorie de clientèle sont ajustées afin d'obtenir le montant global nécessaire pour la tarification de chaque activité

II. La clientèle et les tarifs dans le système libéralisé de l'Union Européenne

a) Principes de l'ouverture du marché de l'électricité :

1) Textes européens :

La Directive de l'UE 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité est venue compléter la Directive antérieure de 1996. Dans ces deux Directives, le Parlement Européen et le Conseil soulignent les bénéfices liés à la création d'un marché européen de l'électricité : « Des avantages considérables peuvent découler du marché intérieur de l'électricité, en termes de gain d'efficacité, de baisses de prix, d'amélioration de la qualité du service et d'accroissement de la compétitivité. »

L'objectif de la deuxième Directive consiste à parachever les réformes initiées par la première : *« Il reste possible d'améliorer le fonctionnement de ce marché ; des dispositions concrètes sont notamment nécessaires pour garantir des conditions de concurrence équitables au niveau de la production et réduire le risque de domination du marché et de comportement prédateur, en garantissant des tarifs de transport et de distribution non discriminatoires par l'accès au réseau sur la base de tarifs publiés avant leur entrée en vigueur, et en garantissant la protection des droits des petits consommateurs vulnérables (…) »*[22].

Le texte ci-dessus, qui fait partie du préambule de la Directive, est complété dans ce même préambule par un rappel sur le rôle des réseaux : « Afin d'achever le marché intérieur de l'électricité, l'accès non discriminatoire au réseau du gestionnaire de réseau de transport ou de distribution revêt une importance primordiale » (…).

2) Conditions de réalisation d'un marché de l'électricité

Au sens de la définition d'un marché concurrentiel, diverses conditions doivent être réunies:

- Multiplicité des acteurs intervenant sur le marché, que ce soit du côté de l'offre (producteurs) ou de la demande (consommateurs).
  Aucun des acteurs ne doit avoir une taille suffisante pour influer à lui seul sur le marché. C'est ce que précise le texte de la Directive citée ci-dessus en parlant de *« domination du marché et de comportement prédateur »*. Une domination qui serait

22 La Directive de l'UE 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

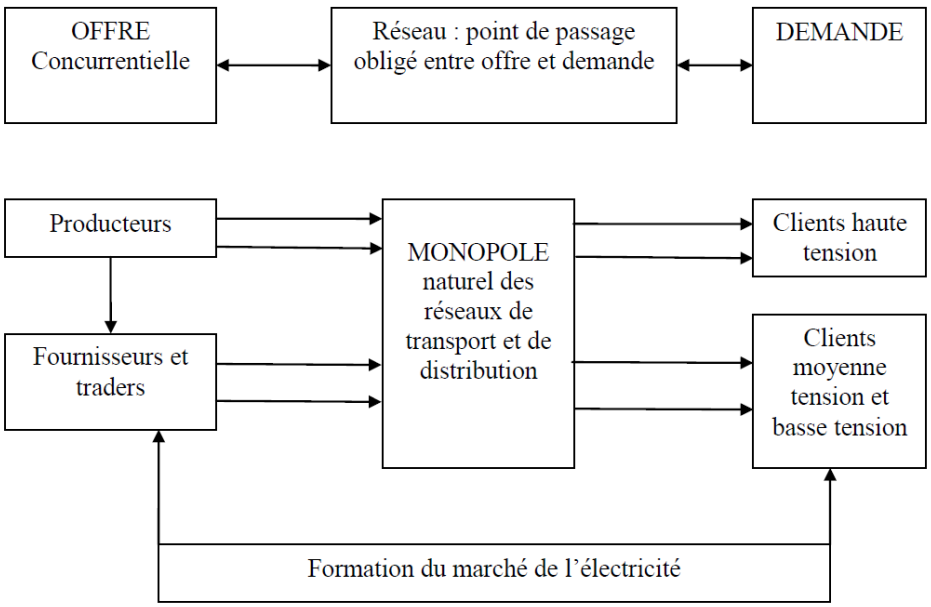
en fait celle d'un acteur ayant un poids trop important sur l'offre (situation de monopole), ou sur la demande (situation de monopsone).

- Formation d'un prix, fixé par le marché lui-même, et non par une autorité extérieure au marché, tutelle ou régulateur, et encore moins par un acteur particulier du marché.

La confrontation entre l'offre et la demande ne peut toutefois avoir lieu qu'à travers le réseau, monopole naturel qui doit être alors étroitement contrôlé par une autorité extérieure (voir Figure N°8).

Principes de formation du marché de l'électricité, par le rapprochement de l'offre et de la demande à travers les réseaux.

Figure : N°8. Confrontation entre l'offre et la demande à travers le réseau électrique[23]



Source : Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», 2009.

Il faut donc que ce monopole, qui constitue une sorte de point de passage obligé entre les acteurs intervenant sur le marché, soit rendu aussi accessible que possible. C'est l'objectif poursuivi sous le nom ''d'accès de tiers au réseau'', ou ATR, qui est l'un des points essentiels pour la réalisation d'un marché véritablement concurrentiel. Si le réseau reste un monopole, c'est son accès et son utilisation qui sont libéralisés et ouverts à la concurrence.
En définitive, les conditions nécessaires à la formation d'un marché électrique libéralisé sont les suivantes :

[23] Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», Action 05 des plans opérationnel annuel 2008 et 2009, Action 05 : « Harmonisation des méthodologies de tarification», 2009, SOFRECO en consortium avec IPA Energy + Water Consulting, AETS et Vattenfall Power Consultants AB dans le cadre du programme MEDA de l'Union Européenne.

- Exploitation des réseaux de transport et de distribution par des entités distinctes sur le plan juridique : c'est ce qui entraîne la séparation des activités entre production, transport, distribution et commercialisation.

- Accès non discriminatoire au réseau du gestionnaire de réseau de transport ou distribution

  Les consommateurs pouvant choisir librement leur fournisseur d'électricité sont appelés clients éligibles, par opposition aux clients captifs qui restent dans le système intégré. Depuis le premier juillet 2007, tous les clients du marché de l'Union Européenne sont éligibles.
  L'article 20 de la Directive précise que : *« Les Etats Membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès de tiers aux réseaux de transport et de distribution* ».
  Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau.
  Les Etats Membres veillent à ce que ces tarifs ou les méthodes de calcul de ceux-ci, soient approuvés avant leur entrée en vigueur conformément à l'article 2.3 ».
  L'article 2.3 dispose alors que « *les Etats Membres désignent un ou plusieurs organes compétents chargés d'exercer les fonctions d'autorités de régulation. Ces autorités sont totalement indépendantes du secteur de l'électricité. Elles sont au minimum chargées, par l'application du présent article, d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché ».*

En résumé, les textes de l'UE mettent l'accent, pour ce qui concerne particulièrement la présente étude, sur la tarification du transport et de la distribution de l'électricité, activités qui font l'objet d'une séparation juridique et comptable des autres activités du secteur, production et commercialisation.

b) Principes d'établissement du tarif de transport de l'électricité dans un système libéralisé

La séparation des activités du transport d'une part, de la distribution d'autre part, conduit à une approche différente de celle qui était traditionnellement en vigueur dans un système électrique intégré. On a en effet rappelé ci-dessus que la tarification au coût marginal permettait de s'affranchir, en ce qui concerne l'établissement du tarif des réseaux, de la difficulté due à la non séparation des activités.

Dans le cadre de la libéralisation du marché, le transport et la distribution deviennent des activités distinctes jouissant de l'autonomie juridique et financière. En tant que monopole naturel, elles sont astreintes par le régulateur à la transparence des coûts. Il devient dès lors facile de déterminer le prix de revient de chaque activité, à l'aide des instruments comptables et budgétaires habituels, sans plus avoir besoin de recourir au coût marginal ou incrémental des réseaux.
Le tableau ci-après compare les systèmes de prix et de tarification dans les deux systèmes:

Tableau : N°2. Comparaison des systèmes de prix et de tarification

Type d'activité	Activités intégrées et régulées	Séparation et libéralisation
Production	En général, pas de tarif bornes-centrales	Prix du marché de la production
Transport HT	Tarif de la clientèle HT : production et transport agrégés dans un seul tarif Pas de tarif transport	Tarif de l'activité transport HT (régulée)
Distribution MT et BT	Tarif de la clientèle MT ou BT : production plus transport plus distribution Pas de tarif distribution	Tarif de l'activité distribution MT et BT (régulée)

Source : Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», 2009.

Suivant la Directive européenne, les activités de transport et de distribution sont confiées à des entités distinctes appelées « gestionnaires de réseau », gestionnaire(s) du réseau de transport (GRT) et gestionnaire(s) du réseau de distribution (GRD).

c) Méthodologie en usage dans l'Union Européenne

1) Principales différences avec le tarif intégré

La différence essentielle est relative à la tarification de la seule activité transport dans le système libéralisé, comparée à la tarification de la production et du transport.

Méthode de calcul des coûts[24]

- Système intégré, client haute tension, production et transport
  Prime fixe, par kW souscrit : Coût du transport
  Prix proportionnel, par kWh : Coût de la production

- Système séparé et libéralisé, tarif d'accès au réseau
  Prime fixe, par kW souscrit : Coût du transport.
  Prix proportionnel, par kWh : Coût des pertes en transport, ou coût de la production multiplié par le taux de pertes en transport.

On voit qu'en principe, si le tarif reflète correctement la structure du coût, la prime fixe payée par le client devrait être identique dans les 2 approches, alors que le prix proportionnel ne représente que le coût des pertes en transport dans le système séparé, mais le coût total du kWh produit dans le cas du système intégré.

[24] Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», 2009

Lorsque l'activité du transport est séparée, la tarification au coût marginal – en fait au coût moyen incrémental – perd son principal intérêt, puisque le tarificateur a un accès direct au prix de revient de l'activité. Par ailleurs, comme coût économique et coût financier coïncident, le passage par le coût économique suivi d'un ajustement financier devient inutile.

C'est pourquoi, partout en Europe le principe de tarification adopté est celui du calcul prévisionnel des charges du transport à l'aide d'un business plan anticipant les frais futurs du gestionnaire de réseau pour son activité de transporteur d'électricité.

2) Principaux points communs entre tarif séparé et tarif intégré

Dans le système séparé, les producteurs peuvent être soumis à un tarif d'accès minime (tarif d'injection), mais en règle générale c'est le consommateur (HT, MT et BT) qui paie l'utilisation du réseau.

La plupart des régulations concernant l'utilisation du réseau du transport sont construites sur le fait qu'en définitive la totalité du coût de l'électricité est payée par les consommateurs : la production, le transport et la distribution. C'est pourquoi c'est le plus généralement au niveau des soutirages que l'utilisation du réseau est facturée, et non au niveau des injections.

Par ailleurs, la péréquation du tarif du transport en fonction de la distance, déjà en vigueur dans le système intégré, est maintenue dans le système des activités séparées. C'est ce que prévoit l'article 4 du Règlement 1228/2004 du Parlement Européen et du Conseil en date du 26 juin 2003, relatif aux redevances d'accès aux réseaux.

d) Détermination du niveau du tarif de l'activité transport

En ce qui concerne le niveau du tarif, la méthode généralement utilisée est celle de la détermination des deux composantes, coût et marge, au moyen d'un Business Plan. Devenant une activité séparée, le transport d'électricité acquiert une certaine autonomie par rapport à la production, en définissant des objectifs stratégiques qui lui sont propres. Le plan d'entreprise de l'activité transport, ou Business Plan, permet de simuler les comptes de résultats et le plan de financement par une projection de l'activité transport sur quelques années, d'où ressortent le prix de revient et la marge espérés.

Ce Business Plan est ensuite soumis à l'autorité de régulation pour validation et mise en œuvre ou ajustement des tarifs proposés.

e) Résultats du calcul du tarif

Deux aspects relatifs au calcul du tarif sont présentés ci-après :

- La structure du tarif du transport (ou tarif d'accès au réseau) ;
- Le montant de la facture payée par un consommateur-type pour son accès au réseau.

Structure du tarif

En principe la structure du tarif devrait être représentative de la structure du coût[25], constitué par deux termes :

- Un terme fixe en €/kW reflétant les coûts de l'infrastructure, de son exploitation et de son entretien, qui sont quasi exclusivement des coûts fixes, c.à.d. indépendants de l'énergie transportée sur le réseau. Celui-ci est en effet dimensionné pour la puissance de pointe à transiter.
- Un terme proportionnel en €/kWh reflétant le coût des pertes, égal à la quantité d'énergie perdue (quelques % de l'énergie transitée) multipliée par le coût de la production utilisée par l'opérateur du réseau pour compenser ces pertes.

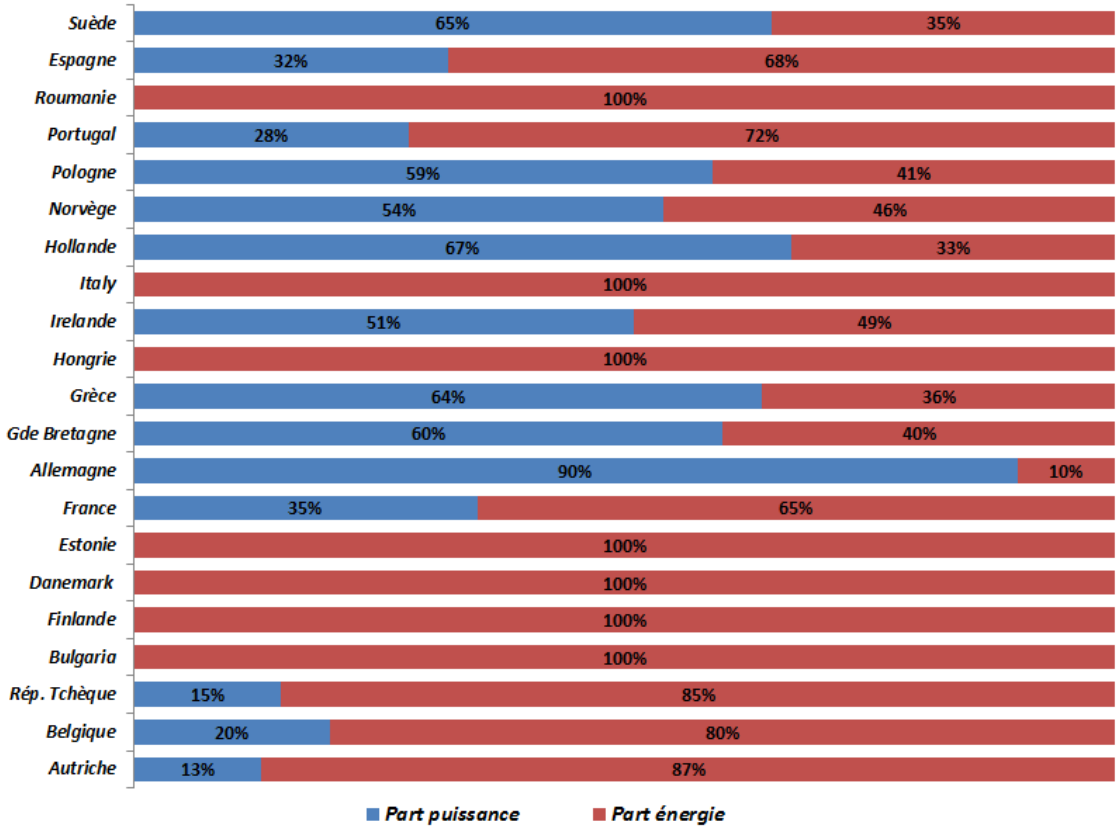
L'expérience montre que le terme fixe représente environ 90% du coût total et le terme proportionnel environ 10%.

Le tarif lui-même est rarement en accord avec cette structure de coût, ainsi le montre le tableau ci-après.

Ainsi, l'Allemagne apparaît comme étant le pays dont la tarification est la plus conforme à la structure du coût. Les autres pays s'en éloignent plus ou moins, certains faisant d'ailleurs passer la totalité du coût fixe en coût proportionnel (tarif monôme du Danemark, de la Bulgarie, de l'Italie, de l'Estonie et du Finlande.

[25] OLIVIER COÛTARD, Une analyse économique de l'accès aux réseaux électrique d'interconnexion, 1999, thèse de doctorat de l'Ecole Nationale des ponts et chaussées.

Figure: N°9. Comparaison des systèmes tarifaires du transport - Structure du tarif, répartition entre prime fixe et prix d'énergie



Source : Elaboré par l'étudiante sur la base de la revue ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013, Edition ENTSO-E Working Group Economic Framework.

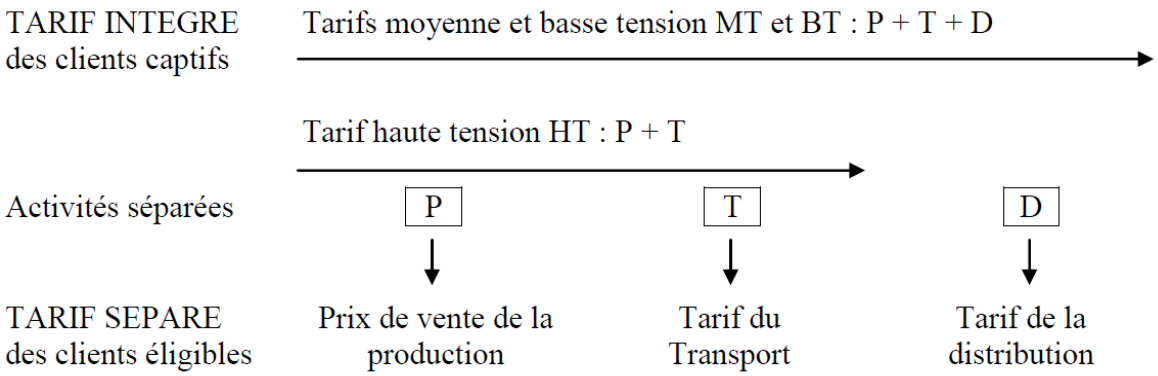
La libéralisation des secteurs électriques est entrée en vigueur, la pratique tarifaire des Etats montre une extrême diversité, tant en ce qui concerne la structure que le niveau des tarifs du transport.
Cette variété des situations et des méthodes de calcul des coûts ne semble pas vraiment constituer un frein au commerce de l'électricité. Ce frein viendrait surtout des restrictions à l'accès aux réseaux et à l'insuffisante libéralisation des échanges, bien plus que de différences méthodologiques concernant le calcul des tarifs du transport.

III. Cohérence des deux méthodologies tarifaires européennes : tarif intégré versus tarif séparé

Les Etats membres de l'Union Européenne sont astreints à la séparation des activités, ce qui implique aussi une identification précise du coût de chacune d'elles. Ces coûts sont ensuite traduits sous forme de tarif, avec des tarifs séparés pour les clients éligibles, et des tarifs intégrés pour les clients qui restent captifs de leur opérateur historique.

La figure ci-dessous compare ces deux approches tarifaires, qui coexistent dans les États de l'Union Européenne :

Figure : N°10. Comparaison des deux approches tarifaires



Source : Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», 2009.

Dans la mesure où les mêmes coûts sont utilisés pour les deux méthodologies tarifaires, et si les mêmes marges sont pratiquées dans les deux cas, on devrait retrouver les égalités suivantes, où le terme « tarif » doit être interprété comme «prix de vente résultant du tarif» :

Tarif séparé	**Tarif intégré**
Tarif du transport	T = Tarif haute tension – Coût de production
Tarif de la distribution moyenne tension	Dm = Tarif haute tension – Tarif moyenne tension
Tarif de la distribution basse tension	Db = Tarif moyenne tension – Tarif basse tension

Il est à noter que les deux méthodologies tarifaires ne peuvent se comparer directement, puisque les formules tarifaires ne sont pas les mêmes dans les deux cas.

S'agissant en particulier de la tarification du transport ou de la distribution, il faut se souvenir que c'est une tarification qui n'existe pas tant que la séparation des activités n'est pas réalisée.

1.3 LIBERALISATION ET REGULATION DES INDUSTRIES DE RESEAUX EN ALGERIE

1.3.1 Principaux aspects de la libéralisation du secteur électrique : Évolution de la structure du marché électrique en Algérie et le cadre réglementaire de la structure tarifaire

I. Dispositions législatives et réglementaires

La loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, institue la libéralisation de la production d'électricité, qui devient ouverte à la concurrence (article 6) et sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. L'article 29 prend acte que le réseau de transport de l'électricité est un monopole naturel exploité par un gestionnaire sous le contrôle du régulateur. Pour permettre l'approvisionnement direct des clients éligibles auprès des producteurs d'énergie électrique, l'organisation du secteur est basée sur l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution (art. 61). En fonction de cette organisation, les clients éligibles peuvent traiter librement des prix et des quantités avec les producteurs, les distributeurs, les agents commerciaux (art. 63).

Les dispositions de la loi sont mises en application par plusieurs décrets, dont le décret exécutif n° 05-182 du 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.

II. Organisation du secteur électrique

Conformément à la loi[26], les activités de l'opérateur historique SONELGAZ ont été séparées entre 2004 et 2006 entre plusieurs entités, filiales de la société holding SONELGAZ Spa, l'ensemble formant le groupe industriel SONELGAZ.

Pour l'électricité, ces filiales sont respectivement en charge de la production (SPE), du transport (GRTE), de la distribution (quatre SDx). Depuis le 1er janvier 2006, il existe un Opérateur Système autonome du GRTE. Du point de vue tarifaire, on considère que l'activité transport comprend elle-même les activités du gestionnaire proprement dit et celle de l'opérateur système.

III. Organisme de régulation

Un grand nombre de prérogatives de la tutelle de l'administration sur l'opérateur historique a été transféré à la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), dont les attributions et le fonctionnement sont définis par la loi (art. 111 à 140) et le décret n° 05-182 déjà cité[27]. Selon l'article 112 de la loi, la commission de régulation est un organisme indépendant doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière.

IV. Tarification d'accès aux réseaux et le critère d'éligibilité

Suivant les articles 64 et 68 de la loi n° 02-01, les clients éligibles ont un droit d'accès aux réseaux (…). Les tarifs d'utilisation des réseaux sont fixés par la CREG sur la base d'une

[26] Loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations

[27] Décret exécutif n° 05-182 du 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.

méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire. Ces tarifs doivent être transparents et non discriminatoires.

Les structures tarifaires d'utilisation des réseaux sont uniformes sur l'ensemble du territoire national (art. 70 de la loi). Les tarifs sont fixés sur la base des différentes modalités d'utilisation du réseau, compte tenu des surcoûts dûs à l'obligation du secteur public (art. 69). Ils sont uniformes sur tout le territoire national : article 97 de la loi pour les clients éligibles, article 40 de la loi pour les clients non éligibles.
Les clients ayant la liberté d'accès au réseau de transport sont définis par un niveau minimal de consommation annuelle d'électricité.

Le décret exécutif n° 07-310 du 7 octobre 2007[28] fixe le niveau de consommation à 4 GWh par an (art. 3) pour qu'un client soit reconnu éligible. Ce niveau définit une clientèle alimentée en haute ou moyenne tension. Plus d'une centaine de clients sont actuellement éligibles suivant ce critère.
Il est important de noter que pour le moment aucun consommateur d'électricité n'a encore fait jouer son éligibilité.

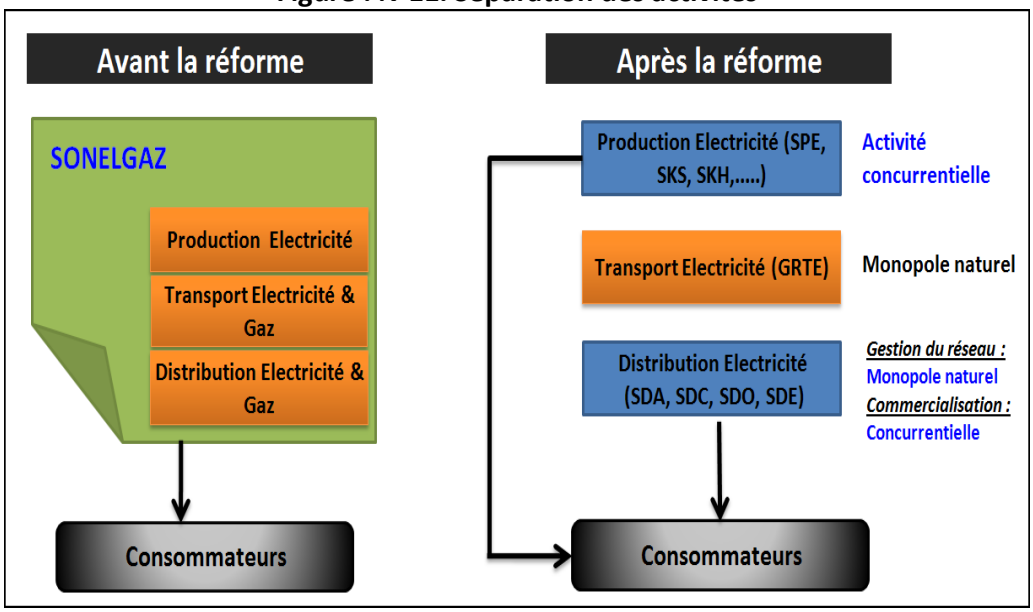
1.3.2 Réforme du secteur électrique : objectif et conséquences sur la méthodologie tarifaire

I. Séparation des activités

L'objectif central des réformes est d'identifier les activités susceptibles d'être organisées sous la forme d'un marché concurrentiel. L'idée de base qui sous-tend cet objectif est que la compétition entre les entreprises est source d'efficacité sociale à travers la réduction des coûts et l'amélioration de la qualité qui s'ensuivent. La production et la commercialisation sont précisément des activités pouvant être organisées sous la forme de marché concurrentiel. Sous le régime de la compagnie d'électricité intégrée, ces deux activités font partie du monopole public. Or, on montre en économie qu'en général, le monopole ne constitue pas une forme d'organisation suffisamment incitative en matière de réduction de coût, d'augmentation des quantités produites et d'amélioration de la qualité.

[28] Décret exécutif n° 07-310 du 25 Ramadhan 1428 correspondant au 7 octobre 2007 fixant le niveau de consommation annuelle en électricité et en gaz du client éligible et les conditions de retour du client éligible au système à tarifs

Figure : N°11. Séparation des activités



Source : Elaboré par l'étudiante

L'ouverture à la concurrence des firmes intégrées de l'électricité ne pouvait porter sur les activités constituant un monopole naturel. Rappelons qu'on a une situation de monopole naturel lorsque les coûts de production et les quantités à produire sont tels qu'il est moins coûteux de produire avec une seule firme qu'avec plusieurs firmes. Dans ce cas, il est optimal, du point de vue des coûts, d'avoir une seule firme dans le secteur. Les industries de réseau sont typiquement des situations de monopole naturel.

II. Principes de base de la tarification

Avant d'aborder les méthodes proprement dites de détermination des tarifs d'accès au réseau de transport de l'électricité, il est utile d'en rappeler les principes de base.

- L'utilisateur paye le coût du bien ou service consommé. Ce principe peut être tempéré si le décideur public, pour diverses raisons, veut faire payer moins certaines catégories sociales.
- L'efficience énergétique. Le tarif doit refléter les contraintes économiques et techniques du service rendu. En particulier, le tarif doit rendre compte de la rareté relative du produit et des coûts de production. A titre d'exemple, la fixation d'un tarif relativement bas peut impliquer une surconsommation du bien ou service concerné. Cette surconsommation est encore plus néfaste si la ressource utilisée est une ressource non renouvelable.
- Le producteur du bien ou service doit obtenir son équilibre financier, qui est une condition essentielle à la continuité d'exploitation. Cet équilibre financier doit être obtenu tant dans le court terme que dans le long terme. L'équilibre financier à long terme intègre les dépenses d'investissement.

1.3.3 Méthodologie de tarification

La séparation des activités et la libéralisation du secteur électrique ont donné lieu à une tarification spécifique au transport. Comme dans le cas de l'Union Européenne, cette libéralisation s'accompagne du maintien de l'ancienne méthodologie où les coûts des activités du transport ou de la distribution restent agrégés à ceux de la production.
Dans les deux cas, c'est-à-dire pour les clients éligibles ou non, les tarifs d'accès aux réseaux sont fixés par la commission de régulation.

Il est bien évident que l'harmonisation tarifaire recherchée avec l'Union Européenne n'est pas celle qui serait offerte par les structures des secteurs électriques intégrés. L'harmonisation recherchée ne peut que résulter de l'institution de l'accès de tiers aux réseaux, pour les producteurs et les consommateurs. Cependant, il reste nécessaire de décrire brièvement le système tarifaire intégré, ne serait-ce que parce qu'à l'heure actuelle il est le seul à être appliqué à la clientèle en Algérie.

I. Tarifs des clients non éligibles

a) Textes législatifs et réglementaires

L'article 97 de la loi N°02-01 dispose que les tarifs 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.

La détermination de ces tarifs est précisée à l'article 98 de la loi, lequel est repris à l'article 40 du décret. Les tarifs à appliquer aux clients non éligibles incluent les coûts relatifs à la production, au transport et à la distribution. Ce qui définit les tarifs des clients haute tension, moyenne tension et basse tension.

L'ensemble du titre VIX du décret[29] est consacré aux modalités de la tarification de l'électricité fournie aux clients non éligibles. L'article 41 du décret dispose qu'en attendant la mise en place du marché de l'électricité (…) les structures actuelles des tarifs de l'électricité sont reconduites. Ces structures tarifaires sont actuellement définies par décision D/06-05/CD du 30 mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
Les tarifs en vigueur le sont depuis le 1er décembre 2005. En conformité avec le décret exécutif, ils comportent les principaux termes suivants :

- Un terme fixe en Dinars par kW représentant le coût de la mise à disposition de la puissance souscrite et appelée sur le réseau du transport (clients HT) ou de distribution (clients MT et BT) ;
- Un terme proportionnel en Dinars par kWh facturant l'énergie consommée, avec des prix différenciés suivant trois postes horaires, ou bien un prix unique.

[29] Décret exécutif n° 05-182 du 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.

b) *Commentaires*

La structure tarifaire en vigueur et les méthodes de calcul du coût de ses composantes sont conformes à celles en vigueur dans la plupart des pays, y compris ceux de l'Union Européenne.
Cette méthode tarifaire est celle appliquée généralement par tous les secteurs électriques intégrés, qui identifient trois types de clients avec leurs tarifs correspondants :

Type de clientèle	Méthode de calcul du tarif
Clients haute tension	Coût de la production + coût du transport HT
Clients moyenne tension	Coût de la production + coût du transport + coût distribution MT
Clients basse tension	Coût de la production + coût du transport + coût distribution MT + coût distribution BT

II. Tarifs des clients éligibles

a) *Mise en œuvre de la libéralisation du marché électrique en Algérie*

L'ensemble du nouveau dispositif législatif et réglementaire et toute l'organisation nouvellement mise en place pour le secteur électrique ont comme objectif la libéralisation du marché de l'électricité en Algérie.

Les activités sont effectivement séparées, et l'accès de tiers aux réseaux institué par la loi est libre. Un tarif d'utilisation du réseau de transport a été publié par décision [30]de la CREG du 30 mai 2005 : il est de 0,66 DA/kWh.

Si les clients alimentés en haute et moyenne tension n'ont pas jusqu'à présent fait jouer leur éligibilité, c'est simplement du fait qu'il y'a une concurrence mais les prix régulés reste plus bas que les prix proposés par les producteurs (gel des tarifs).

La même décision fixe en effet le prix de la production (art.7) :

- pour l'énergie fournie par SPE, un prix de kWh de 1,18 DA ;
- pour l'énergie fournie par un autre producteur, un prix de 2,20 DA.

Le décret tarifaire stipule que la production de SPE est destinée en priorité aux consommateurs de la BT. Les clients éligibles n'ont donc pas accès à l'électricité à ce prix. Dans ces conditions, il est clair que les consommateurs n'ont pas intérêt à faire jouer leur éligibilité. Le bas tarif de 1,18 DA va disparaître au fur et à mesure que les anciennes centrales seront déclassées, la production nouvelle s'effectuant à un prix supérieur.

[30] Décision D/06-05/CD du 30 mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz

b) Méthodologie tarifaire d'accès aux réseaux

Dans un système libéralisé, la production est soumise à concurrence, la tarification n'intéressant plus que l'utilisation du monopole naturel des réseaux.
C'est en conséquence uniquement de la rémunération du transport et de la distribution d'électricité dont il va être ici question. Elle est décrite dans la loi et fait encore l'objet des titres III à V du décret exécutif du 18 mai 2005. En plus des coûts des gestionnaires du réseau, les coûts de l'opérateur système et de l'opérateur du marché constituent des coûts permanents recouvrés sous la forme de marges de commercialisation autorisées par décision de la commission de régulation (art. 34 du décret).

La méthodologie tarifaire comprend deux étapes :

- détermination du coût de l'activité considérée ;
- formulation du tarif, égal au coût unitaire de l'activité augmenté d'une marge rémunérant le capital immobilisé, déterminant le revenu requis par l'exercice des activités du gestionnaire de réseau.

Cette méthode est très voisine pour les activités de transport et de distribution.

1) *Détermination du coût du transport*

Selon la loi n°02-01 (art. 90 de la loi et art. 13 du décret[31]) « *la rémunération de l'activité transport comprend les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, plus d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi prenant en compte les coûts de développement* ».

Le coût de l'activité est déterminé par le gestionnaire de réseau, qui prépare à cet effet puis remet à la commission de régulation (art. 22 du décret[32]) un dossier comprenant les documents suivants :

- Un business plan couvrant les dix 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.

2) *Détermination du tarif du transport, revenu requis*

L'article 23 du décret[33] énonce que le tarif d'utilisation des réseaux de transport de l'électricité est fixé par la commission de régulation, sur proposition du gestionnaire des réseaux, dans le respect des principes de transparence, de non-discrimination, d'uniformité des structures tarifaires sur l'ensemble du territoire national.

[31] Titre III du Décret exécutif n° 05-182 du 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.
[32] Idem
[33] Idem

Ce tarif doit permettre (art. 16 du décret[34]) une juste rémunération du gestionnaire du réseau de transport et le recouvrement par ce dernier du revenu requis, autorisé par la commission de régulation.

Ce revenu requis est déterminé à partir de l'analyse des documents fournis par le gestionnaire du réseau (art. 13 du décret), en utilisant la formule suivante (art. 17 du décret):

RR = CE + CA + TI + rB

Où :
B = actifs en service Ŕ amortissements cumulés
r = (rfp * % fonds propres + rd * % dette)

Avec :
RR : revenu requis
CE : coûts d'exploitation et de maintenance reconnus
CA : charges d'amortissements
TI : taxes et impôts payés dus
r * B : bénéfice requis
r : coût de rémunération du capital
B : base d'actifs régulée
rfp : rendement requis sur les fonds propres
rd: rendement moyen de la dette

- CE déterminés par CREG :
  - ✓ Analyse coûts techniques & comptabilité
  - ✓ Incitations réduction des pertes

- CA déterminés par CREG après avis d'expert
  - ✓ Base d'actifs initiale et durée d'amortissement de chaque nature d'actifs arrêtées par décision CREG sur base d'études

- TI déterminés par CREG :
  - ✓ Documents fournis
  - ✓ Législation fiscale en vigueur

- r*B arrêté par décision CREG :
  - ✓ Moyenne pondérée des coûts (fonds propres et dettes)
  - ✓ Base d'actifs régulée

- CE déterminés par CREG :
  - ✓ Analyse coûts techniques & comptabilité
  - ✓ Incitations réduction des pertes

- CA déterminés par CREG après avis d'expert
  - ✓ Base d'actifs initiale et durée d'amortissement de chaque nature d'actifs arrêtées par décision CREG sur base d'études

[34] Idem

- Rémunération du réseau transport de l'électricité déterminée à partir dossier composé de:
  - ✓ Business plan sur 10 ans
  - ✓ Programme d'investissement
  - ✓ Coût du capital proposé
  - ✓ Comptes certifiés
  - ✓ Données physiques et financières

Le bénéfice requis est le résultat de la multiplication du montant de la Base d'Actifs Régulée par le coût de rémunération du capital tenant compte des coûts de développement.
Des précisions sur le mode de calcul des différentes composantes du revenu requis sont fournies aux articles 18 à 24 du décret.

Le revenu requis est déterminé par la commission de régulation selon une périodicité qui ne saurait être inférieure à une année (art. 16 du décret). Il intègre des incitations à la réduction des coûts et à l'amélioration de la fourniture (art. 13 du décret).

3) *Structure du tarif du transport*

Ce tarif comprend une charge fixe par unité de puissance mise à disposition (kW) et une charge variable par unité d'énergie transportée (kWh).

Il est fonction du niveau de tension de raccordement et peut dépendre de la période horaire et éventuellement saisonnière (art. 23 du décret[35]).

Pour le moment, le tarif en vigueur est uniquement constitué d'un prix d'énergie, alors que d'après le décret il devrait prendre la forme d'un tarif binôme, tarifant à la fois la puissance appelée (ou souscrite) et l'énergie transitée.

D'où, La structure du tarif du transport de l'électricité est établie en fonction des principes suivants :

- Tarification selon le principe du timbre-poste : Ce principe de tarification, déjà en pratique dans le système intégré est celui utilisé dans les pays d'Europe, à quelques rares exceptions près. Selon ce principe, le tarif du transport dans un réseau donné est indépendant de la distance entre le fournisseur et le client. L'alternative de la tarification en fonction de la distance n'est très souvent pas retenue car, étant donné le mode de fonctionnement de l'électricité, aucun "chemin" ne peut être défini de façon univoque entre un producteur et un consommateur.
  D'où, Le "timbre-poste" qui consiste à fixer un forfait indépendant de la distance qui sépare le producteur du consommateur. C'est un système simple, qui ne reflète pas nécessairement les coûts et revient à pratiquer une péréquation spatiale entre tous les opérateurs. C'est le système généralement utilisé en Europe sous la forme d'un tarif binôme au niveau du soutirage. Le péage est fonction de la capacité réservée et du taux d'utilisation de cette capacité.

[35] Titre III du Décret exécutif n° 05-182 du 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.

La méthode consiste [36]à appliquer un tarif unique sur la base du coût moyen : le coût total du transport est divisé par une unité mesurant l'utilisation que fait chaque acteur du réseau. L'intention est d'appliquer un tarif uniforme selon la capacité de transport réservée (en MW) et/ou l'énergie injectée ou soutirée (en MWh).

Ce modèle tire son nom du fait qu'elle ne comporte aucune discrimination géographique. Cette tarification ne produit par conséquent aucun signal orientant la prise de décision lors du développement du système électrique. Il est par conséquent recommandé pour des systèmes électriques matures, c'est-à-dire fortement maillés et ne nécessitant pas renforcements majeurs.

- Tarification binomiale : Selon ce principe, la formule générale du tarif est basée sur deux termes ; un terme pour l'énergie soutirée, avec prix d'énergie et un terme pour la puissance.

  La structure binomiale du coût total du gestionnaire du réseau (partie fixe fonction du dimensionnement du réseau et partie proportionnelle liée aux pertes en réseau) est une justification suffisante de la structure binomiale du tarif qui comprend de ce fait un premier terme basé sur la puissance et un second terme basé sur l'énergie transportée. Le choix de la répartition puissance / énergie joue également un rôle important pour certains utilisateurs. Par exemple, pour un client ayant une courte durée d'utilisation du réseau, un terme élevé de puissance impliquera un coût de kWh très élevé. Cet exemple montre pourquoi la répartition puissance / énergie du tarif peut s'écarter de celle des coûts du réseau.

  La formule générale donnant le tarif de l'énergie soutirée, avec un seul prix d'énergie et un seul prix de la puissance, est la suivante :

  M = f.P + g.E

  Dans cette formule, deux quantités :
  P : puissance souscrite en kW
  E: énergie transitée sur le réseau en kWh,

  et deux prix :

  f : coût fixe des réseaux (par kW transité)
  g : coût proportionnel des pertes à compenser (par kWh transporté),
  M : représentant le montant total annuel de la facture d'accès au réseau de transport.

- Tarif différencié selon la période d'utilisation (heures de pointe / heures creuses, hiver / été) du réseau. La différenciation du tarif selon la période d'utilisation permet d'une part de mettre en œuvre la politique énergétique encourageant les clients à déplacer leur consommation vers des périodes de faible demande et d'autre part à

[36] W.BENHASSINE, Rapport sur les expériences dans le transport de l'électricité.

tenir compte de la dépendance effective au temps des coûts du transport (situations critiques pour la sécurité du système, taux de pertes d'énergie, …).

- Tarification à la distance qui consiste à faire payer un prix proportionnel à la distance qui sépare le producteur du consommateur. Ce système est difficilement applicable avec l'électricité en raison des lois de KIRCHHOFF qui font que le cheminement réel des électrons est généralement très différent du cheminement contractuel. Il est également discutable avec le gaz naturel en raison des swaps auxquels peut se livrer le gestionnaire du réseau.
  Dans une tarification à la distance, il est proposé d'utiliser la distance entre le producteur et le consommateur comme critère de modulation des tarifs. Comme pour l'itinéraire, la distance entre les points d'injection et de soutirage n'est pas un bon indicateur des coûts de transports.
  A l'exception de l'Allemagne aucun pays n'a retenu de système de tarification à la distance (Voir le tableau N°4). Ce système a d'ailleurs essuyé de nombreuses critiques en Europe car en dissuadant les contrats entre producteurs et consommateurs éloignés (le transport étant plus cher), il constitue une barrière à l'entrée qui favorise les opérateurs historiques et nuit à la « contestabilité » du marché.

- Tarification basée sur un itinéraire contractuel : Dans une tarification basée sur un « itinéraire contractuel », le coût du service de transport est calculé par rapport à un flux d'énergie allant d'un point d'injection vers un point de soutirage selon un chemin défini de manière contractuelle entre les parties. Les charges imputables au transport de l'électricité doivent alors représenter une fraction des coûts des lignes appartenant à l'itinéraire défini contractuellement entre l'acheteur, le vendeur et le transporteur.

- Tarification nodale qui consiste à différencier les prix selon les nœuds d'un réseau maillé et à déterminer les tarifs du transport en fonction des différentiels de prix nodaux. Un réseau peut être considéré comme un ensemble d'arêtes reliées par des nœuds : le réseau à n sommets est arborescent si le nombre d'arêtes est égal à n-1 ce qui signifie qu'il existe un chemin et un seul permettant de relier un nœud à un autre nœud. Il est maillé si le nombre d'arêtes est supérieur à n-1. Il existe alors au moins deux nœuds pouvant communiquer par plusieurs chemins distincts. Le prix nodal au nœud k est la somme du coût marginal variable de production à ce nœud auquel il convient d'ajouter une prime de capacité reflétant le coût à supporter pour éviter un délestage (en tenant compte des congestions) et un coût de pertes du fait de l'effet JOULE (Cf. SCHWEPPE et alii 1998[37]). La différence entre les prix nodaux donne le coût à court terme du transport entre ces nœuds. Il faut ensuite y ajouter un forfait pour couvrir les coûts fixes du réseau (via un péage du type RAMSEY-BOITEUX). Il existe deux modalités principales pour gérer le réseau de façon

[37] JACQUES PERCEBOIS, Les missions du régulateur face aux comportements opportunistes des opérateurs dans un marché dérégulé de l'électricité (cas de l'Europe)- 2004, Edition de Boeck université.

optimale: la gestion centralisée proposée par HOGAN (1992) par l'intermédiaire du Gestionnaire de Réseau de Transport et la gestion décentralisée proposée par CHAO et PECK (1996 et 2000).

Pour CHAO et PECK le GRT risque d'adopter des comportements opportunistes visant à manipuler les congestions aux divers nœuds. Ces auteurs proposent donc d'allouer aux opérateurs des droits physiques de transport, droits échangeables ensuite sur un marché. On peut regrouper les lignes de transport et ne retenir que quelques lignes considérées comme stratégiques (logique des flowgates). Les droits acquis mais non utilisés reviennent au GRT ce qui évite des retraits stratégiques de la part de certains détenteurs de droits afin d'empêcher des concurrents potentiels d'utiliser le réseau (logique "use it or lose it"). Le GRT doit ensuite organiser un marché en temps réel pour régler le problème des écarts mais il sert seulement d'intermédiaire. Ce système de gestion décentralisée est toutefois générateur de coûts de transaction élevés.

La tarification nodale permet de maximiser le surplus collectif sous la contrainte de non saturation des lignes reliant les divers nœuds d'un réseau maillé mais elle peut conduire à des manipulations de la part du gestionnaire de réseau comme de certains opérateurs. Elle présente l'inconvénient d'être complexe à mettre en œuvre et de ne révéler les prix qu'ex-post. La tarification zonale (mise en œuvre en Europe du Nord) est une approximation de la tarification nodale et l'on peut aussi se contenter d'une tarification "entrée-sortie" qui consiste à différencier les péages en fonction des lieux d'injection et de soutirage, ceci pour tenir compte de contraintes de congestion différenciées sur le réseau.

Pour établir ce que serait la tarification optimale du transport, il convient de considérer en premier lieu les conditions d'efficacité de la gestion du système électrique dans son ensemble, l'analyse détaillée a été développée par Schweppes et al., dans l'ouvrage « Spot pricing of electricity » (1988)38, puis par Hogan (1992)[39]. L'encadré ci-dessous en propose une version simplifiée.

[38] F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors et R. Bohn, 1988, "Spot Pricing of Electricity", Norwell, MA, Kluwer.

[39] W. Hogan,1992, "Contract Networks for Electric power Transmission", Utilities Policy, vol. 6, pp. 257-270.

Encadré : La tarification nodale
Analyse simplifiée

Les injections (g_j) et les soutirages (d_k) se font aux nœuds (j,k). Compte tenu des injections nettes opérées, les flux physiques qui s'établissent dans le réseau suivant les lois de la physique s'expriment sous la forme Z_i ((x_j) = (g_j - d_j)) pour le segment i. De même les pertes sont une fonction Ω((x_j) (g_j - d_j)) . Notant P_k (d_k) la courbe de demande (inverse) au nœud k, et C_k(g) le coût total de production d'une injection g à ce nœud compte tenu des équipements disponibles, le programme à résoudre s'écrit, si l'on introduit des contraintes éventuelles de capacité de transport $\overline{z_l}$ -:

$$\max_{(g,d)} \sum_k \int_0^{d_k} P_k\ (x)dx - \sum_j C_j\ (g_j)$$

$\sum_k(d_k) + \Omega - \sum_j g_j = 0$ (μ) (Équilibre énergétique du réseau)
$Z_i \leq \overline{z_l}$ (μ_i) (Contraintes de réseau)

Les conditions nécessaires d'optimalité de ce programme conduisent à définir un système de prix "nodaux" P_k de l'électricité, qui vérifie en chaque nœud :

$$P_k = \mu - \mu \frac{\partial \Omega}{\partial x_k} - \sum_i \mu_i \ \frac{\partial Z_i}{\partial x_k} = C'_k$$

Ces relations traduisent l'idée qu'à l'optimum, il serait indifférent de modifier à la marge les programmes d'appel des centrales aux différents nœuds ; et qu'au nœud "k" le prix de l'électricité est égal au coût marginal des équipements de production en ce nœud (si des capacités sont disponibles, sinon il faudrait intégrer en plus un coût de défaillance pour l'équipement correspondant).

On aboutit ainsi à une différenciation spatiale des prix de l'électricité, d'autant plus forte que les contraintes de réseaux jouent un rôle important ; et qu'il y a des transports effectifs (donc des pertes).
En combinant ces relations, on peut exprimer le prix de l'électricité au nœud k en fonction des coûts marginaux de production au nœud l :

$$\forall k,l\ P_k = C'_l + t_{kl}$$

Avec

$$t_{kl} = \mu \left(\frac{\partial \Omega}{\partial x_k} - \frac{\partial \Omega}{\partial x_l} \right) + \left[- \sum_k \mu_i \ \frac{\partial Z_i}{\partial x_k} + \sum_i \mu_i \ \frac{\partial Z_i}{\partial x_l} \right]$$

Pertes Contraintes de capacités

Le point essentiel est la mise en évidence d'une tarification instantanée de l'électricité très différenciée, avec des prix spots de l'électricité particuliers à chaque nœud du réseau (prix nodaux)[40].

[40] D.STRAUSS-KAHN et C.PIERRET, Rapport du groupe d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité et sur la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles, 27 janvier 2000, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie de la république française.

En chaque nœud le prix optimal de l'électricité est égal:

- au coût marginal de production à ce nœud s'il y a production à ce nœud
- au surplus marginal des consommateurs, si la demande est élastique à ce nœud
- au coût marginal de production sur le réseau, plus la contribution marginale de la demande à ce nœud aux pertes et à la congestion
- enfin, au surplus marginal de production sur le réseau, moins la contribution marginale de la production à ce nœud aux pertes et à la congestion.

L'écart entre deux prix nodaux peut s'interpréter comme un "coût de transport" entre le Nœud l et le nœud k. Mais il est très particulier en ce sens où il ne reflète pas un trajet physique mais seulement cet écart des prix nodaux entre les deux nœuds $t_{kl} = P_k - P_l$; $t_{kk} = 0$, $t_{kl} = -t_{lk}$. Il traduit l'impact des modifications de programmes de production qui seraient induites après réorganisation d'ensemble du fonctionnement du réseau, suite à une injection supplémentaire en l combinée à un soutirage en k, pour maintenir l'équilibre des zones, compenser les pertes et contourner les contraintes de réseau éventuelles ainsi générées. Le signe t_{kl} peut ainsi être négatif. Ce sera notamment le cas si l'injection correspondante allège les contraintes de réseau. Lorsque les zones sont homogènes vis à vis des moyens de production mis en œuvre et bien équilibrées, et lorsque il n'y a pas de contraintes sur le réseau, qui ne sert donc qu'à effectuer des compensations, ce terme peut être très faible : le prix de l'électricité est alors uniforme ; un contrat entre les nœuds k et l ne se traduirait en effet que par des ajustements de production à chaque nœud, sans transport effectif.

Le fait qu'à l'horizon de court terme où l'on s'est placé le coût de transport ne reflète que des coûts de génération (compensation de pertes, redispatching) montre à quel point on ne peut réfléchir sur la tarification de l'accès et de la réglementation du GRT indépendamment du fonctionnement général du marché de l'électricité. Ceci ne devrait pas surprendre, puisque c'est bien dans la perspective de minimiser les coûts totaux de génération, de compensation des pertes et de réseau que sont gérés depuis longtemps les systèmes électriques. Le point remarquable (par rapport à d'autres réseaux) est que l'on dispose d'un cadre formel permettant de caractériser l'efficacité économique d'une telle gestion en intégrant toutes les substitutions possibles entre les différentes décisions de génération ou de gestion du réseau.

Cette tarification de "premier rang" constitue donc une référence incontournable. Elle conduit à écarter toute idée de tarification à la distance ou de tarification fondée sur un trajet fictif associés aux contrats commerciaux, qui seraient sans signification technico-économique (et peuvent être dans certains cas sources d'insécurité pour les réseaux).

En revanche il y a bien une tarification de l'utilisation des réseaux à considérer. En insistant sur la différenciation spatiale des prix de l'électricité, la théorie qui précède en souligne même l'importance, puisque d'une certaine manière vouloir gommer cette différenciation apparaîtrait de même nature qu'ignorer les écarts de coûts de combustibles qui déterminent l'ordre d'appel efficace des centrales.

Tableau : N°3. Comparaison des différents systèmes de prix de transport

Nodale	Zonale	Timbre-poste	Itinéraire contractuel	A la distance
- Coût marginal **- Différenciation géographique** **- Ne permet pas de récupérer la totalité des coûts : nécessite des éléments de prix additionnels (de type Ramsey-Boiteux).** **- pertinent pour un réseau de taille optimale.** **- mise en œuvre complexe.**	- système de prix moins efficace que le système nodal, mais plus facile à mettre en œuvre. - Différenciation géographique	- Coût moyen - Pas différenciation géographique. - indépendant de la distance. - pertinent pour un réseau mature, fortement maillé et ne nécessitant pas de développement majeur. - mise en œuvre simple.	- Tarification selon l'usage du réseau. - prix dépendant du parcours logique (fictif) de l'électricité dans le réseau. - n'a pas de justification économique. - difficilement applicable pour le cas de l'électricité.	**- Tarification selon l'usage du réseau.** **- prix fonction de la distance entre le point d'injection et le point de soutirage.** **- n'a pas de justification économique.**
Argentine, Nouvelle Zélande, et aux Etats-Unis (Système PJM)	***Californie, Norvège***	***Dans la plupart des pays européens et dans de nombreux états américains.***	**Cas particuliers que l'on trouve dans les échanges entre réseaux.**	***Aucun pays a l'exception de l'Allemagne qui l'a supprimé.***

Source : W.BENHASSINE, Rapport sur les expériences dans le transport de l'électricité.

1.3.4 Exemple d'application méthodologique de la tarification des activités du transport d'électricité

CARACTERISTIQUES TARIFAIRES	CRE FRANCAISE	CREG ALGERIENNE
Principes généraux	Les tarifs d'utilisation des réseaux doivent être transparents et non discriminatoires. Ils prennent en compte la nécessité de garantir la sécurité des réseaux, et doivent facturer les coûts réels des différentes activités des GRP (gestionnaires de réseaux publics)	Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de l'électricité doivent permettre une juste rémunération du gestionnaire du réseau de transport et le recouvrement par ce dernier du revenu requis, autorisé par la CREG (art 16 du décret).
Niveau des tarifs (ou détermination du revenu requis par le gestionnaire de réseaux publics)	Principales hypothèses de la CRE pour estimer les charges futures supportées par le GRP transport (RTE) : 1. Charges d'exploitation et de	La commission de régulation procède à la détermination du revenu requis de chacun des gestionnaires des réseaux, en utilisant la formule suivante :

	maintenance du réseau (OPEX) • Frais de personnel • Consommations diverses (hors pertes en réseau) • Impôts et taxes 2. Charges de capital (CAPEX) • Dotations aux amortissements • Frais financiers • Rémunération de la base d'actifs régulés (CMPC) 3. Autres charges • pertes en réseau, ou coût de l'énergie consommée pour compenser les pertes d'énergie • coûts des réserves primaire et secondaire, du réglage de l'équilibre, coût de congestion • coût de gestion des contrats 4. Prise en compte des gains de productivité (1.5% par an)	***RR = CE + CA + r*B +TI*** 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. Où : **B** = actifs en service – amortissements accumulés **r** = (rfp * % fonds propres + rd * % dette)
Structure des tarifs (ou modalités de facturation de la clientèle)	**Principes généraux :** • Tarif timbre poste, identique sur tout le territoire national • Tarif d'injection pour contribuer au mécanisme européen de compensation entre réseaux, ou mécanisme ITC (international transmission charge) • Tarif de soutirage, reflet des coûts supportés par le gestionnaire de réseaux publics Le **Tarif de soutirage** comprend 4 composantes : • Composante annuelle des frais de gestion et de comptage • Composante annuelle de soutirage, partie puissance • Composante annuelle de soutirage, partie énergie	**Principes généraux :** • Tarif timbre poste, identique sur tout le territoire national • Tarif d'injection nul • Tarif de soutirage basé uniquement sur l'énergie (0,66 DA / kWh) Le tarif est publié par décision de la CREG.

	• Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite. Les deux composantes de soutirage, puissance et énergie, représentent la majeure partie (99%) de la facture. Elles s'expriment de la façon suivante, pour un type particulier de client (50 à 130kV, durée annuelle d'utilisation de la puissance souscrite égale ou proche de 5 000 heures), client type « HTB1 » : Cs = 1380p + 0.61 e avec les notations ci-après : • Cs = facture annuelle en euros, ou composante de soutirage • Partie puissance : 1380p, avec puissance souscrite p en kW, tarif de la puissance égal à 1380€/kW/an • Partie énergie : 0.61e, avec e énergie transportée annuellement en kWh, tarif de l'énergie égal à 0.61€/kWh .	

1.4 COMPARAISON DES METHODOLOGIES DE TARIFICATION, UE EN OPPOSITION A L'ALGERIE

Une comparaison encore plus détaillée est néanmoins présentée ci-dessous, portant sur les points suivants :

- Textes législatifs et réglementaires
- Principes généraux de la tarification du transport
- Exemple d'application méthodologique de la tarification du transport

1.4.1 Textes législatifs et règlementaires

CARACTERISTIQUES DES TEXTES EN RELATION AVEC LA METHODE DE TARIFICATION	UNION EUROPEENNE	ALGERIE
Textes principaux	Directive 2003/54/CE du Parlement Européen du 26 juin 2003, concernant les règles communes pour le marché	Loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par

	intérieur de l'électricité et abrogeant la directive antérieure.	canalisation. Décret n° 05-182 du 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.
Obligations de service public et protection des consommateurs	**Objectif :** réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel, sûr et durable Les entreprises du secteur de l'électricité doivent être exploitées conformément à des principes commerciaux, mais avec des obligations de service public : • Sécurité d'approvisionnement, qualité et prix de la fourniture ou du service, efficacité énergétique • Protection des clients vulnérables • Mise en place d'un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et distribution pour tous les clients éligibles	La loi 02-01 (art 3) qualifie la distribution de l'électricité (et du gaz) d'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 de l'environnement.
Rôle des gestionnaires des réseaux de transport	**Objectif :** assurer le bon fonctionnement de la concurrence grâce à un accès au réseau libre, transparent, non discriminatoire et disponible au juste prix. Les Etats membres désignent un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ne faisant pas partie des structures de l'entreprise d'électricité intégrée. Les gestionnaires sont tenus de : • garantir la capacité à long terme du réseau en contribuant à la sécurité d'approvisionnement • gérer les flux d'énergie sur le réseau, en fournissant aux gestionnaires de tout autre réseau interconnecté des informations suffisantes pour assurer une exploitation sûre	Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité bénéficie d'une autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargée de l'énergie, après avis de la commission de régulation. Le gestionnaire du réseau de transport est le propriétaire du réseau. Il doit assurer : • l'exploitation • la maintenance, et • le développement afin de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve. Il doit collaborer avec l'opérateur du système pour l'établissement du plan de développement des infrastructures.

	et efficace • garantir la non-discrimination entre les utilisateurs du réseau • fournir aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau	Pour la promotion du marché de l'électricité, le gestionnaire du réseau de transport doit assurer un accès libre aux utilisateurs du réseau.
Dissociation comptable	Les entreprises d'électricité tiennent des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution, comme si ces activités étaient exercées par des entreprises distinctes (la séparation juridique n'implique pas le changement de propriété des actifs).	Les opérateurs tiennent des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport et de distribution. Les opérateurs tiennent une comptabilité par centrale de production et pour chaque concessionnaire de distribution. Les filiales de SONELGAZ SPA disposent d'un patrimoine propre constitué des ouvrages et autres biens qui leur sont transférés par SONELGAZ La dissociation comptable a précédé la filialisation des entités de SONELGAZ
Ouverture du marché et réciprocité	Les États Membres veillent à ce que tous les clients soient éligibles à partir du 1er juillet 2007	Introduction de la concurrence au niveau de la production (art 6 de la loi). La qualité de client éligible dépend uniquement du niveau de sa consommation. Ce niveau de consommation est fixé par voie réglementaire (actuellement 4 GWh/an (art 3 du décret 07-310)), il sera appelé à diminuer progressivement. Les clients éligibles peuvent traiter librement des prix et des quantités avec les producteurs, les distributeurs ou les agents commerciaux. La CREG publie les modèles types de contrats.
Conditions d'accès aux réseaux de transport	L'existence d'une autorité de régulation efficace constitue un élément important pour garantir des conditions d'accès au réseau non	Il est créé une commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) qui est un organisme indépendant (art 111 de la loi).

	discriminatoires. Les compétences de cette autorité nationale devraient inclure la fixation ou l'approbation des tarifs, ou au moins des méthodes de calcul des tarifs de transport et de distribution. Ces tarifs devraient être publiés avant leur entrée en vigueur. Le régulateur propose à l'Administration les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, qui sont ensuite approuvés par les Ministres compétents.	La commission de régulation a pour mission de veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l'électricité et du marché du gaz, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs (art 113). Les tarifs d'utilisation du réseau de transport sont proposés par le gestionnaire du réseau et fixés par la CREG (art 68 de la loi)

1.4.2 Principes généraux de la tarification

CARACTERISTIQUES TARIFAIRE	UNION EUROPEENNE	ALGERIE
Accès de tiers aux infrastructures du réseau interconnecté	L'accès de tiers se rapporte aux aspects contractuels suivants : 1. Le premier raccordement au réseau pour les nouveaux clients, qui induisent un nouvel investissement 2. Les services fournis par l'OS pour l'utilisation des infrastructures, qui comprennent 4 composantes : → disponibilité du réseau, avec réserves primaire et secondaire → injection d'énergie (producteurs) → soutirage d'énergie (consommateurs) → équilibrage par réserve tertiaire Pour les clients non physiques (traders), les services fournis par un ITSMO comprennent : → l'accès à l'interconnexion → maintenance pour les tierces parties → service des télécoms	La loi 02-01 qualifie le réseau de transport de l'électricité de monopole naturel. Sa gestion est assurée par un gestionnaire unique qui est propriétaire du réseau de transport. La loi régit l'activité de transport et a établi les règles suivantes : → La participation financière lors des raccordements (cahier des charges relative aux conditions de fournitures de l'électricité et du gaz. Décret 02-194 du 28 mai 2002. → Les fonctions de l'OS (art 36)

	→ équilibrage par réserve tertiaire	
Principes de tarification pour l'utilisation du réseau de transport	1. Péréquation entre clients par rapport à la distance de transport, ou tarif «timbre poste» 2. En général, aucun tarif à la charge des producteurs (injection) ou faible charge 3. Un tarif spécifique est proposé pour chaque niveau ou domaine de tension auquel la clientèle est raccordée 4. La structure du tarif est binomiale, avec un terme énergie et un terme puissance → terme puissance proportionnel à la puissance souscrite → terme énergie proportionnel à l'énergie soutirée, modulé en fonction du temps (nuit, jour, pointe, saisons) → poids relatif des composantes énergies et puissance respectant la structure du tarif intégré correspondant (production + transport	1. Les principes de tarification sont les suivants: • Tarification de type timbre poste ; • Tarification transparente et uniforme sur l'ensemble du pays (péréquation) ; 2. Les tarifs d'utilisation du réseau transport sont : • Proposés par GRTE et fixés par CREG • Publiés par la CREG • Transparents, non discriminatoires et uniformes sur tout le territoire national • Permettent le recouvrement du revenu requis calculé selon la méthodologie définie par le décret exécutif n°05-182 du 18 mai 2 005 • Fonction des tensions de raccordement (400, 220 et 60 kV) • Peuvent dépendre de la période horaire, voire saisonnière
Méthode de calcul du tarif	Revenus à obtenir par la tarification : coûts prévisionnels de l'activité transport, plus marge → coûts prévisionnels établis sur la base d'un business plan de l'activité, incluant les coûts d'opération et maintenance, pertes, services auxiliaires, taxes, assurances et amortissements. → rémunération du capital engagé : coût moyen pondéré du capital multiplié par la base d'actifs régulés (BAR).	Le tarif du transport est issu de la rémunération du gestionnaire du réseau. Il 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. Le bénéfice requis est obtenu par l'application du coût de rémunération du capital à la base d'actifs régulés.

		La formule de rémunération du gestionnaire du réseau intègre des incitations à la réduction des coûts (en particulier les pertes) et à l'amélioration de la qualité. Le revenu requis du gestionnaire du réseau est déterminé par la commission de régulation selon une périodicité qui ne saurait être inférieure à un an.

CHAPITRE 2 :

REVISION DU TARIF DU TRANSPORT D'ELECTRICITE ET PROPOSITION D'UN MODELE DE TARIFICATION BINOMIALE POUR LE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE EN ALGERIE

Ce chapitre se subdivise en six (06) parties, les deux premières parties sont une revue de la littérature sur la régulation économique par les prix et la régulation par le Price Cap, la troisième partie traite de la révision tarifaire et par la suite dans la quatrième partie nous présentons le réseau de transport d'électricité et nous élaborons une analyse descriptive des données de l'industrie électrique en Algérie.

La cinquième partie rappelle les règles tarifaires de la commission de régulation en France et en dernier, nous entamerons le cas algérien et nous proposons une tarification binomiale pour le transport d'électricité en Algérie, tout en définissant les paramètres utilisés, le calcul du tarif d'accès au réseau de transport, et enfin nous concluons par l'analyse et l'interprétation des résultats.

2.1 REGULATION ECONOMIQUE PAR LES PRIX

La régulation économique signifie le contrôle exercé par une autorité sur un ou plusieurs opérateurs ayant une activité spécifique. Une autorité de régulation dispose d'un large choix de moyens pour veiller au financement d'un service qu'elle assure directement ou par l'intermédiaire d'un opérateur. Dans toute la suite, nous nous intéressons seulement au cas où l'Etat ne peut opérer des transferts monétaires pour financer l'activité du gestionnaire de l'infrastructure. Par conséquent, celui-ci se finance uniquement à partir des recettes engendrées par son activité.

Les théories relatives à la régulation ont beaucoup évoluée depuis les années 70. La nouvelle économie publique s'est appuyée sur la théorie des incitations et des contrats pour développer de nouveaux modes de régulation s'appliquant notamment au cas des monopoles publics.

2.1.1 La régulation « Cost of service »

Jusqu'au début des années 80, la méthode du coût du service a dominé. Le principe de cette méthode repose sur le fait que les revenus de l'entreprise couvrent entièrement et exactement ses coûts. Ce type de régulation autorise l'entreprise à déterminer ses prix de façon à égaliser ses recettes à ses coûts. Nous ne discutons pas particulièrement ici des situations où les infrastructures offrent plusieurs services, ce qui pose alors le problème de la ventilation des coûts communs à la fourniture de ces services[41].

La tarification d'une infrastructure au coût marginal est difficilement envisageable. Bien qu'elle permette d'atteindre l'optimum de premier rang, elle laisse un déficit budgétaire du fait des coûts fixes importants d'installation de l'infrastructure. Si cette méthode est adoptée, elle nécessite donc d'opérer un prélèvement fiscal qui peut lui-même être à l'origine d'inefficacités. Il arrive cependant que des infrastructures qui ne parviennent pas à couvrir leurs coûts à partir de leurs recettes, perçoivent des aides de l'Etat.

[41] Organisation internationale de la francophonie, La tarification de l'électricité, Fiche technique prisme N°9, nstitut de l'énergie et de l'environnement de la francophonie. MARCEL BOYER, MICHEL MOREAUX, Partage des coûts et tarification des infrastructures : Tarification optimale des infrastructures communes, Rapport de projet, Mai 2003, Montréal.

La méthode de régulation au coût du service la plus fréquemment citée, est celle qui égalise les prix aux coûts moyens. Le coût d'installation de l'infrastructure est ainsi reparti uniformément sur l'ensemble des usagers. Pourtant, elle ne s'est quasiment jamais appliquée du fait de son caractère d'inefficacité. La théorie économique a contribué à apporter d'autres solutions visant à assurer la couverture des coûts et à être plus efficace.

2.1.2 Tarification RAMSEY-BOITEUX

Un optimum de second rang peut être obtenu en ajoutant au programme de maximisation du bien-être social la contrainte budgétaire. La résolution de ce programme aboutit à une tarification RAMSEY-BOITEUX[42] . En considérant soit que l'opérateur de l'infrastructure fait payer la fourniture d'au moins deux services différents, soit qu'il est en mesure d'identifier au moins deux types d'utilisateurs différents, cette règle de prix indique que le prix doit s'élever au dessus du coût marginal de façon inversement proportionnelle à l´elasticite-prix de la demande. Le coefficient de proportionnalité est déterminé de manière à ce que la contrainte budgétaire soit satisfaite. La tarification RAMSEY-BOITEUX s'applique, par exemple, pour les services de la SNCF offerts aux passagers[43]. Il existe des subventions croisées entre les liaisons: pour les liaisons très fréquentées les prix sont supérieurs au coût marginal; cette situation permet de couvrir le déficit génèré par des prix fixés au-dessous du coût marginal pour des liaisons peu fréquentées.

En règle générale, l'augmentation des prix fait diminuer la demande, ce qui est mauvais pour l'objectif de maximisation du surplus social. Or, face à l'obligation d'augmenter les prix pour satisfaire la contrainte budgétaire, l'idée est de majorer les prix de la demande dont l'élasticité est la plus faible, afin de ne pas trop faire chuter la demande. Ainsi, pour une élasticité-prix de la demande faible, l'inverse de cette élasticité sera forte et le prix sera bien supérieur au coût marginal. A l'opposé, une élasticité de la demande élevée aura pour conséquence un prix proche du coût marginal. Cette tarification revient à pratiquer des subventions croisées entre la production de plusieurs biens ou entre plusieurs utilisateurs. Cependant, il existe un risque que cette tarification aille à l'encontre d'une certaine équité entre les utilisateurs, puisque les biens pour lesquels l'élasticité-prix de la demande est faible sont souvent des biens indispensables (de première nécessite).

2.1.3 Tarif Binôme

Une autre solution, qui permet d'atteindre l'optimum de premier rang est de fixer le prix égal au coût marginal et d'instaurer le paiement d'un abonnement répartissant la charge des coûts fixes sur l'ensemble des utilisateurs. Le prix de l'accès à l'infrastructure incluant l'abonnement risque d'être trop élevé pour certains utilisateurs dont les capacités financières sont limitées.

Le régulateur peut donc aussi assigner à l'opérateur de l'infrastructure un objectif d'équité au tarif binôme. Cette obligation se traduit alors par un abonnement moins élevé et un prix

[42] M. BOITEUX. Sur la gestion des monopoles astreints à l'équilibre budgétaire. Econometrica, Vol 24:22–40, Jan. 1956. Published by the Econometric society.

[43] MARIANNE RAFDARIN, Tarification de pointe aéroportuaire, Laboratoire d'économie et d'économétrie de l'aérien, Mai-Novembre 2003.

d'autant moins supérieur au coût marginal que l'élasticité-prix de la demande est forte. En diminuant l'abonnement au détriment du prix unitaire, il n'est plus dissuasif de demander à utiliser l'infrastructure. Cette situation était celle de France Telecom avant l'ouverture à la concurrence. Afin que le téléphone fixe soit accessible au plus grand nombre, l'opérateur offrait un abonnement à un montant inférieur à son niveau de premier rang et fixait un prix unitaire supérieur au coût marginal des télécommunications. Ce mécanisme, intéressant pour ces effets redistributifs, n'est cependant pas optimal[44].

2.1.4 Inconvénients de la régulation « Cost of Service »

La régulation cost-of-service a l'avantage de garantir l'existence de certains services publics en leur évitant la faillite. Mais, elle pose le problème de l'absence d'incitations.
L'opérateur étant assuré de récupérer tous ses frais engagés, il n'est pas incité à maitriser ses coûts. De plus, ce mode de régulation ne prend pas en considération les différents niveaux de qualité puisque, quel que soit son choix, il n'a pas d'incidence sur son profit. L'opérateur n'est donc pas incité à atteindre le niveau de qualité optimal ; il peut choisir une qualité trop élevée ou trop faible.

2.2 REGULATION PAR LE PRICE CAP

Comme mentionné ci dessus, le monopoleur a tendance à réduire les quantités produites et à augmenter les prix. L'objectif recherché par le monopoleur est évidemment l'obtention d'un taux de rendement du capital supérieur au taux de rendement qu'il aurait acquis dans un marché concurrentiel. Afin de limiter cette tendance, une des méthodes de régulation consiste pour le régulateur à imposer au monopoleur une contrainte de taux de rendement du capital qu'il ne peut excéder. La firme choisit alors les quantités et le prix sous la contrainte que le taux de rendement sur le capital ne dépasse pas le seuil prédéterminé par le régulateur.

Cette forme de régulation implique une tarification par le « Cost Plus » ou ROR (Rate of Return). Dans ce cas, le tarif est établi de telle sorte que l'opérateur récupère ses coûts et obtient une rémunération basée sur le capital engagé et le taux de rendement autorisé par le régulateur.

Cette forme de régulation a été assez rapidement abandonnée car elle crée des incitations à des comportements non efficaces, notamment :

- La firme n'est pas incitée à réduire ses coûts et ses prix de vente ;
- La firme est incitée à augmenter le capital engagé afin d'augmenter le profit ;
- Si le taux de rendement plafond est supérieur au taux de rendement d'équilibre des fonds propres, la firme choisira des combinaisons de facteurs de production hautement capitalistiques (effet connu sous le nom d'Averch-Johnson).

[44] MARIANNE RAFDARIN, Tarification de pointe aéroportuaire, Laboratoire d'économie et d'économétrie de l'aérien, Mai-Novembre 2003.

Un meilleur résultat est possible lorsque la régulation est reliée aux objectifs mêmes du régulateur (augmentation de la quantité produite, diminution des prix, réduction des coûts, …etc).

Ceci est précisément l'objectif recherché par la régulation par le Price Cap qui vise à déterminer l'augmentation maximale des prix que peut appliquer l'opérateur d'un marché régulé. La formule de Price Cap est conçue de façon à permettre à l'opérateur de recouvrer les augmentations de coût inévitables telles que l'inflation, les taxes, … et ce à travers l'augmentation des prix ou tarifs.

Cependant, contrairement à la régulation par le ROR, cette formule ne permet pas à l'opérateur d'augmenter les prix pour couvrir tous les coûts.
De même, cette formule revient à requérir de l'opérateur la diminution des prix réglementés afin de refléter l'accroissement de la productivité qu'un opérateur efficient pourrait développer. Par rapport à la régulation par le ROR, la régulation par le Price Cap a les avantages suivants :

- Elle incite à une diminution des coûts et donc à une plus grande efficacité ;
- Elle permet aux consommateurs de partager les gains de productivité attendus avec l'opérateur.

La régulation par le Price Cap est destinée à procurer les incitations au même titre que les forces d'un marché concurrentiel. En effet, dans un marché concurrentiel, les firmes s'efforcent d'améliorer leur productivité (notamment pour réduire les coûts et attirer de nouveaux consommateurs), de répercuter cette augmentation sur les prix après avoir tenu compte des augmentations de coûts inévitables. Ce mécanisme de marché est celui recherché par la formule de Price Cap car dans un marché concurrentiel, le prix de marché est un prix plafond pour les firmes.
La régulation par le Price Cap est une procédure destinée à réguler et à réviser les prix à travers le temps. La formule de Price Cap détermine le taux de changement du prix à partir d'un niveau initial. Il est donc important que le régulateur s'assure que le niveau des prix réponde aux objectifs tracés (efficacité sociale, équilibre financier de l'opérateur, …etc).

La régulation par le Price Cap vise à déterminer, dans le cas de l'activité transport de l'électricité, l'augmentation maximale des prix que le régulateur autorise l'opérateur de ce monopole à appliquer les tarifs.

Cependant, contrairement à la régulation par la ROR (rate of return), cette formule ne permet pas à l'opérateur d'augmenter les prix pour couvrir tous les coûts.
De même, cette formule revient à requérir de l'opérateur la diminution des prix réglementés afin de refléter l'accroissement de la productivité qu'un opérateur efficient pourrait développer. Par rapport à la régulation par le ROR, la régulation par le Price Cap a les avantages suivants :

- Elle procure une incitation à une plus grande efficacité
- Elle permet aux consommateurs de partager les gains de productivité attendus avec l'opérateur.

La régulation par le Price Cap est censée procurer les incitations au même titre que les forces d'un marché concurrentiel. En effet, dans un marché concurrentiel, il est requis des firmes d'améliorer la productivité (notamment pour réduire les coûts et attirer de nouveaux consommateurs), de répercuter cette augmentation sur les prix après avoir tenu compte des augmentations de prix inévitables. Ce mécanisme de marché est celui recherché par la formule de Price Cap.

La régulation par le Price Cap est une procédure destinée à réguler les prix à travers le temps. La formule [45] de Price Cap détermine le taux de changement du prix à partir d'un niveau initial. Il est donc important que le régulateur s'assure que le niveau des prix répondent aux objectifs tracés (efficacité sociale, équilibre financier de l'opérateur, …).

2.2.1 Incitation à la maitrise des coûts

Les problèmes soulevés par le manque d'incitations et l'existence d'aléa moral ont conduit à développer une nouvelle méthode de régulation, qualifiée de price-cap . C'est un mécanisme de prix plafonnés : le régulateur fixe le taux maximum auquel l'opérateur peut accroitre ses prix. Ce taux est généralement la différence entre le taux d'inflation (PRI Retail Price Index) et le taux de croissance de la productivité dans le secteur considéré (X), fixé contractuellement entre le régulateur et l'opérateur. Cette règle, couramment appelée « RPI-X » , établit donc un plafond d'évolution des prix.

Les revenus de l'opérateur sont donc totalement indépendants des coûts engagés. C'est cette indépendance qui incite fortement l'opérateur à maitriser ses coûts. Il peut dégager des profits d'autant plus importants qu'il parvient à creuser l'écart entre ses recettes et ses coûts réels. L'opérateur a donc intérêt à avoir des coûts inferieurs à la somme qu'il récupérera, grâce à une productivité supérieure à celle fixée contractuellement.

Avec la régulation précédente « Cost of service », on avait $R_{cs}(C_{cs}) = C_{cs}$, où C_{cs} sont les coûts (cost plus) de l'opérateur et $R_{cs}(C_{cs})$ ses revenus établis de façon à couvrir les coûts. Ceci signifie que le profit $\pi(C_{cs})$ est nul, quel que soit le niveau des coûts. A l'inverse, la régulation price-cap est à l'origine de revenus fixes, indépendants des coûts : $R_{ps}(C_{ps}) = \overline{R_{ps}}$. Ainsi la maximisation du profit équivaut à la minimisation des coûts :

$$Max\ \pi\ C_{ps} = R_{ps} - C_{ps} \quad Min\ C_{ps}$$

2.2.2 Problèmes soulevés par la régulation « price cap »

Outre la détermination du niveau de prix initial dans le cadre d'une régulation « price cap », les principaux problèmes que soulève ce mécanisme sont liés à la qualité des services, aux rentes et à la répétition des contrats. La réduction des coûts par l'opérateur risque de se faire au détriment de la qualité. Une solution peut être de compléter le contrat en fixant également un niveau de qualité.

[45] Voir Annexe B : La formule de base du Price Cap

La réduction des coûts est obtenue, avec ce système, en contrepartie d'une rente informationnelle laissée à l'opérateur. Il est important de noter à quel point la question du niveau auquel la variable *X* est fixée est cruciale. C'est en partie en fonction du choix de *X* que l'opérateur va être en mesure de dégager une forte rente ou au contraire va être face à une obligation trop forte pour pouvoir la satisfaire. Etant donné que laisser une rente peut coûter cher, il existe donc un arbitrage à faire entre les incitations à l'efficacité et l'abandon de rentes.

Dans une perspective de long terme, où les contrats fixant le niveau des gains anticipés de productivité sont renouvelés, le caractère incitatif de ce mode de régulation est moindre. Le risque pour l'opérateur, s'il révèle beaucoup d'information à l'occasion du premier contrat, est que le régulateur s'en serve pour réduire sa rente avec les contrats suivants. L'opérateur anticipant ce comportement du régulateur, peut alors modifier le sien dès le premier contrat en freinant sa révélation d'information. Pour éviter cet effet de cliquet, l'opérateur doit être persuadé que le régulateur n'abusera pas de son pouvoir en resserrant le plafonnement au fur et à mesure que l'opérateur réalise des gains de productivité.

2.3 REVISION TARIFAIRE

L'activité transport devenant autonome, soit du point de vue comptable, soit aussi du point de vue juridique, son équilibre financier et sa rentabilité deviennent des objectifs à atteindre. Il y a donc nécessité à réviser périodiquement le tarif du transport en fonction de l'évolution des coûts, due essentiellement à l'inflation et aux fluctuations du prix des énergies primaires.

Deux types de révision tarifaire sont à envisager[46] :

- Etude tarifaire complète. Cette alternative est appliquée lorsque la structure tarifaire en vigueur ne reflète plus la situation présente de l'activité, soit en raison de l'ancienneté des tarifs, soit par suite de développements importants de l'activité.
- Révision selon l'approche du Price Cap. Cette approche permet de réviser les tarifs en tenant compte de l'évolution générale des prix (l'inflation), l'évolution des prix des ressources énergétiques primaires et des objectifs d'efficacité pouvant être imposés par le régulateur ou la tutelle selon le cas.

Les autorités de régulation dans le monde ont retenu la régulation par le Price Cap au détriment de l'autre approche et qui est la régulation par le « Cost Plus » ou ROR (Rate of Return).

Rappelons que la régulation par le « Cost Plus » ou ROR consiste pour le régulateur à fixer un plafond pour le taux de rendement du capital engagé. A travers cette méthode de régulation, l'opérateur dispose d'une grande latitude dans la détermination du prix avec pour seule obligation de ne pas obtenir une rentabilité supérieure au taux accordé par le

[46] Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», Action A : « Tarification des réseaux de transport et de distribution en Algérie » 2009.

régulateur. De façon assez rapide, les autorités de régulation ont pris conscience que ce mode de régulation présente deux inconvénients majeurs, à savoir :

- L'opérateur n'a aucune incitation à réduire les coûts de production puisque le régulateur lui permet de les incorporer dans le prix régulé, d'où l'expression « Cost Plus » ;
- L'opérateur est, d'un autre côté, incité à surinvestir et à choisir des technologies hautement capitalistiques (effet Averch-Johnson), puisque le profit est déterminé sur la base du capital investi.

La réaction des autorités de régulation a été d'abandonner la régulation par le « Cost Plus» ou ROR pour adopter la régulation par le Price Cap.

La régulation par le Price Cap vise à déterminer, dans le cas de l'activité transport de l'électricité, l'augmentation maximale des prix que le régulateur autorise l'opérateur de ce monopole à appliquer aux tarifs. De même, cette formule revient à requérir de l'opérateur la diminution des prix réglementés afin de refléter l'accroissement de la productivité qu'un opérateur efficient pourrait développer. Par rapport à la régulation par le ROR, la régulation par le Price Cap a les avantages suivants :

- Elle procure une incitation à une plus grande efficacité car il est de l'intérêt de l'opérateur de réduire les coûts ;
- Elle permet aux consommateurs de partager les gains de productivité attendus avec l'opérateur.

2.4 RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE ET ANALYSE DESCRIPTIVE DES DONNEES DE L'INDUSTRIE ELECTRIQUE EN ALGERIE

L'accès à l'électricité constitue un enjeu majeur du développement social et économique en Algérie.

L'entrée en vigueur de la loi sur le secteur de l'électricité a profondément changé la situation avec la restructuration de l'opérateur historique qui détenait jusqu'alors tous les attributs du secteur. Deux filiales métiers « électricité » ont été crées :

- SPE :SONELGAZ : Société de production d'électricité
- GRTE : Gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

D'autres événements majeurs ont suivi, notamment :

- L'éclatement de la distribution en quatre filiales de compétences régionales
- La création de la filiale Opérateur Système Electrique « OSE »
- La mise en place de l'autorité de régulation de l'électricité et du gaz CREG « Commission de régulation de l'électricité et du gaz ».

2.3.1 Réseau de transport d'électricité

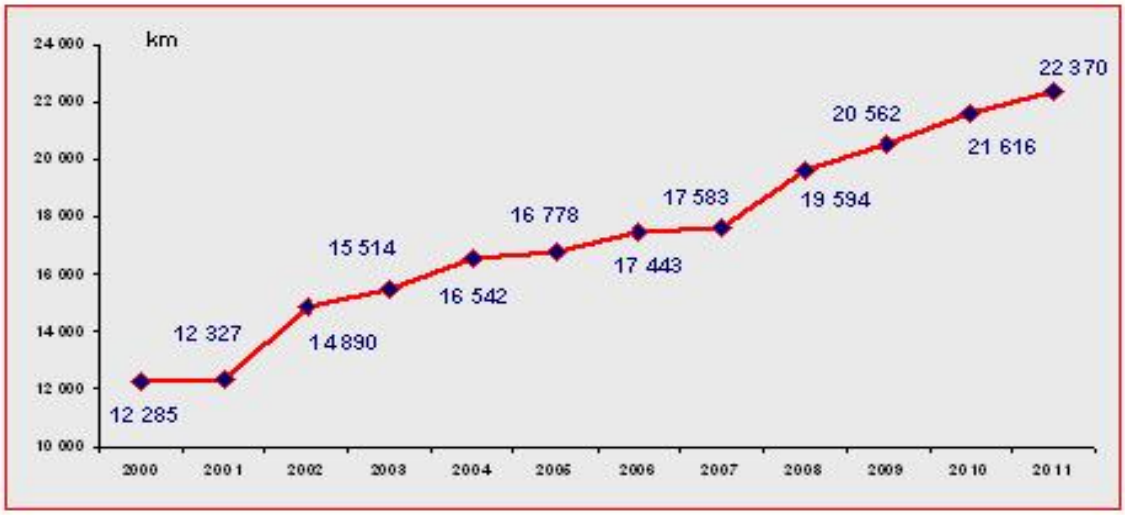
Le réseau de transport a atteint une longueur totale de 25 384,8 km (dont 252,9 km de câbles) durant l'année 2013 contre 23 778,6 km en 2012, soit une longueur additionnelle de 1 606,2 km.

La structure du réseau électrique nationale se décompose en trois systèmes[47]:

- *Le Réseau Interconnecté National (RIN) :* s'étalant sur le nord du pays et couvrant les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaia, 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.

La longueur totale du réseau national de transport de l'électricité, tous niveaux de tensions confondus (60 à 400 kV), dont la gestion est confiée au Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE), est estimée à fin 2011 à 22 370 km, soit un accroissement annuel moyen de 21.3 % par rapport à 2007.

Figure : N°12. Évolution de la longueur du réseau transport électricité en km (2000-2011)



Source : site officiel du Ministère de l'Energie au 21/07/2015

- Dorsale Électrique 400 Km :

Le réseau électrique national a été renforcé par une dorsale électrique THT 400 kV allant de l'Est jusqu'à l'Ouest du pays.

[47] http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=reseau-electrique-national

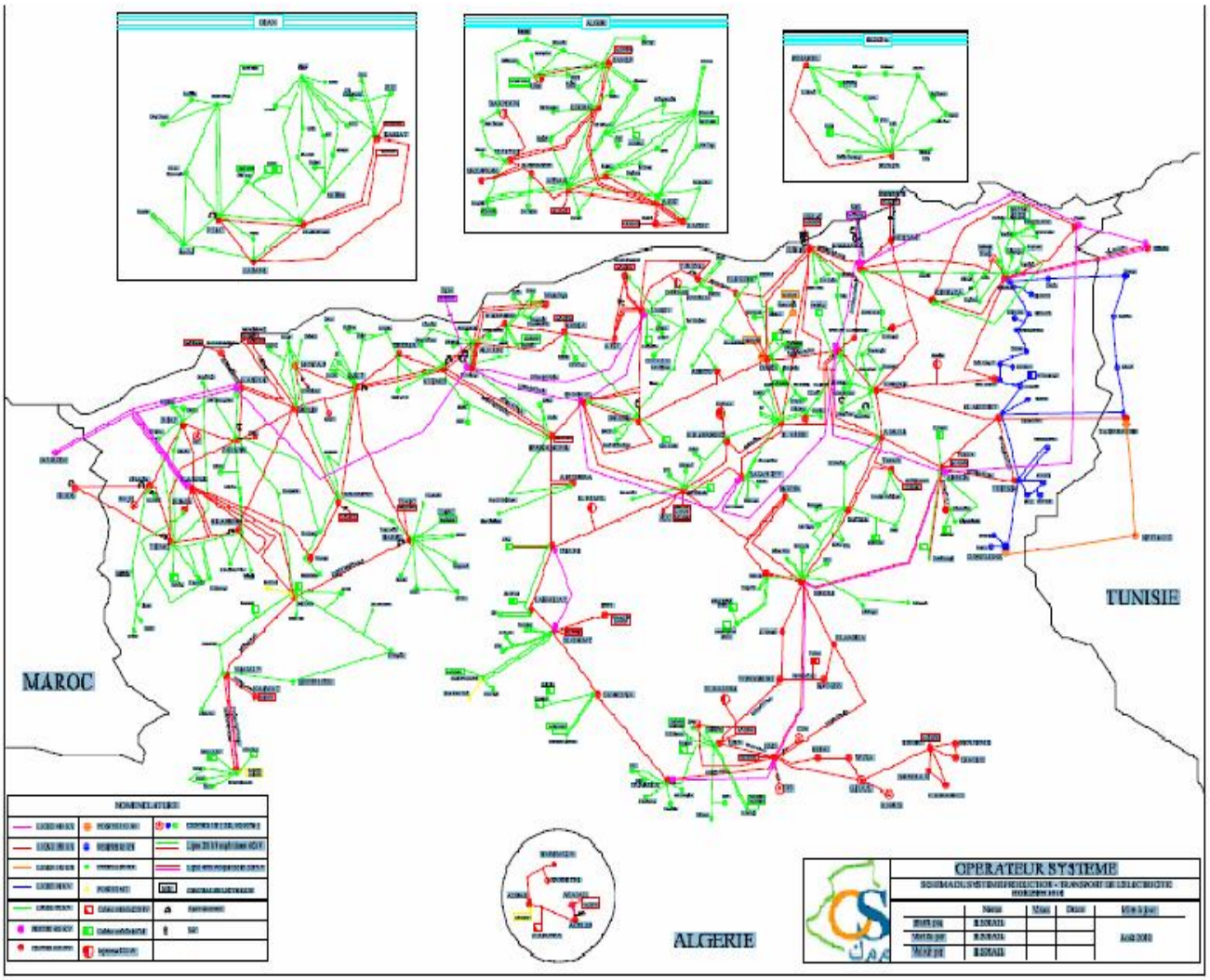
L'interconnexion du système électrique national avec celui du Maroc en 400 kV a été achevée et mise en service en 2010, l'interconnexion avec la Tunisie est en cours de finalisation.

- *Dorsale Nord :* La consistance globale de la dorsale nord en cours de réalisation s'élève à 3 572 km.

- *Dorsale Électrique Nord – Sud :* Cette dorsale complémentaire à celle du Nord, de consistance globale qui s'élève à 1 912 km, permettra de :

- Renforcer la sécurité globale du réseau,
- Renforcer le réseau entre les pôles de Hassi Messaoud et Hassi R'Mel.

Figure : N°13. Carte du Réseau National de Production et de Transport d'Electricité (Mai 2011)

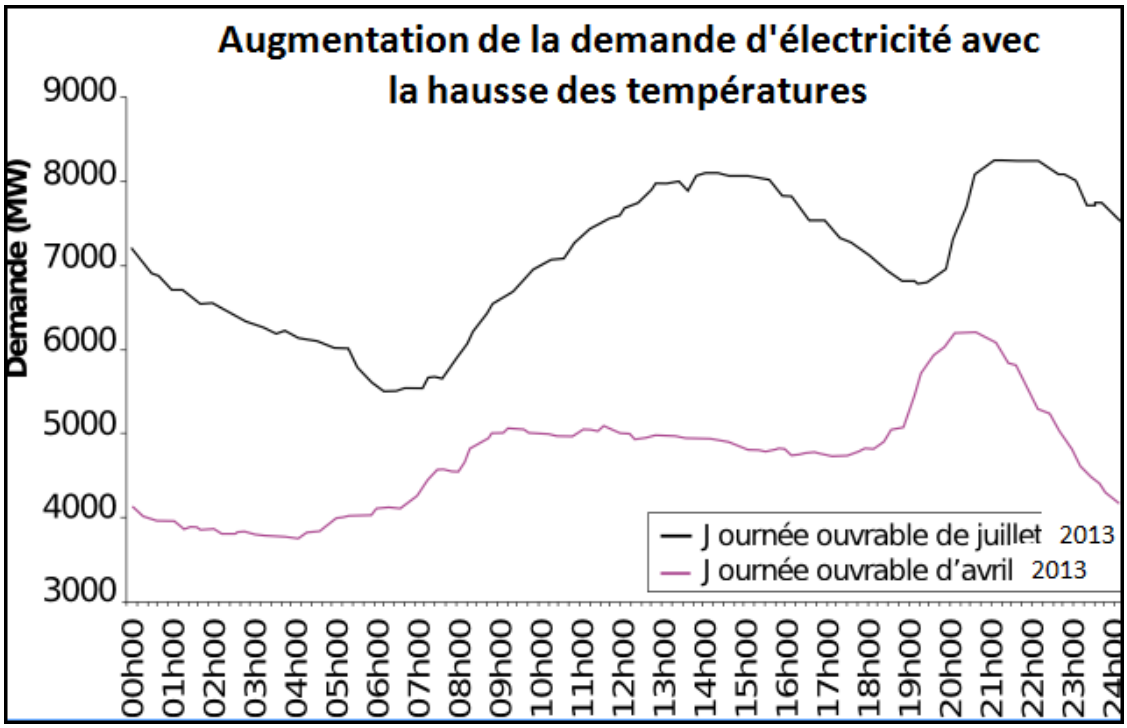


Source : site officiel du Ministère de l'Energie au 21/07/2015

2.4.2 Analyse descriptive des données de l'industrie électrique en Algérie

L'électricité est indispensable pour le bien être humain et le développement économique du pays. Vu son nécessité, il est vital pour un pays d'assurer l'accès à ce bien et de garantir la continuité de sa fourniture. Du fait de son état non stockable, l'offre doit pouvoir satisfaire sa demande à tout moment. Le système électrique est, en quelque sorte piloté par la consommation. En Algérie, ces dernières années, depuis 2009 la pointe du réseau électrique est observée en période estivale, contrairement à ce qui était le cas les années d'avant. La hausse des températures en été se traduit par une surconsommation pouvant aller jusqu'à plusieurs centaine de MW comme le montre la figure suivante qui compare la consommation journalière d'une journée ouvrable de juillet à une journée similaire d'avril

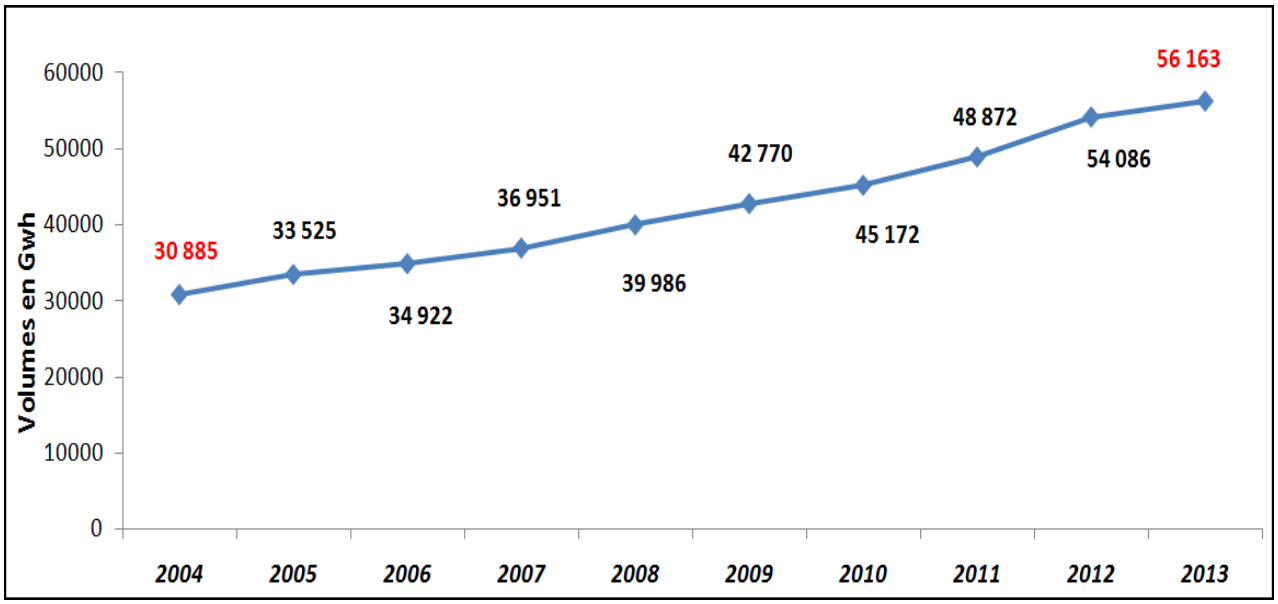
Figure : N°14. Augmentation de la demande d'électricité avec la hausse des températures



Source : Rapport d'activité 2013, Commission de régulation de l'électricité et du gaz CREG

La société algérienne est une société de grande consommation d'électricité, surtout avec la hausse des températures qui nécessitent la présence de climatiseurs pour maintenir en état les différents produits alimentaires. Ces climatiseurs ne sont désormais plus des biens de luxe, mais des besoins devenus élémentaires. En effet, la présence de climatiseurs chez soi ou dans son bureau s'apparente, ces dernières années, à un élément de confort indispensable. La figure ci-dessous illustre la croissance de la demande d'électricité d'une année à une autre sur la période de 2004 à 2013.

Figure : N°15. Evolution de la consommation de l'électricité sur la période 2004-2013

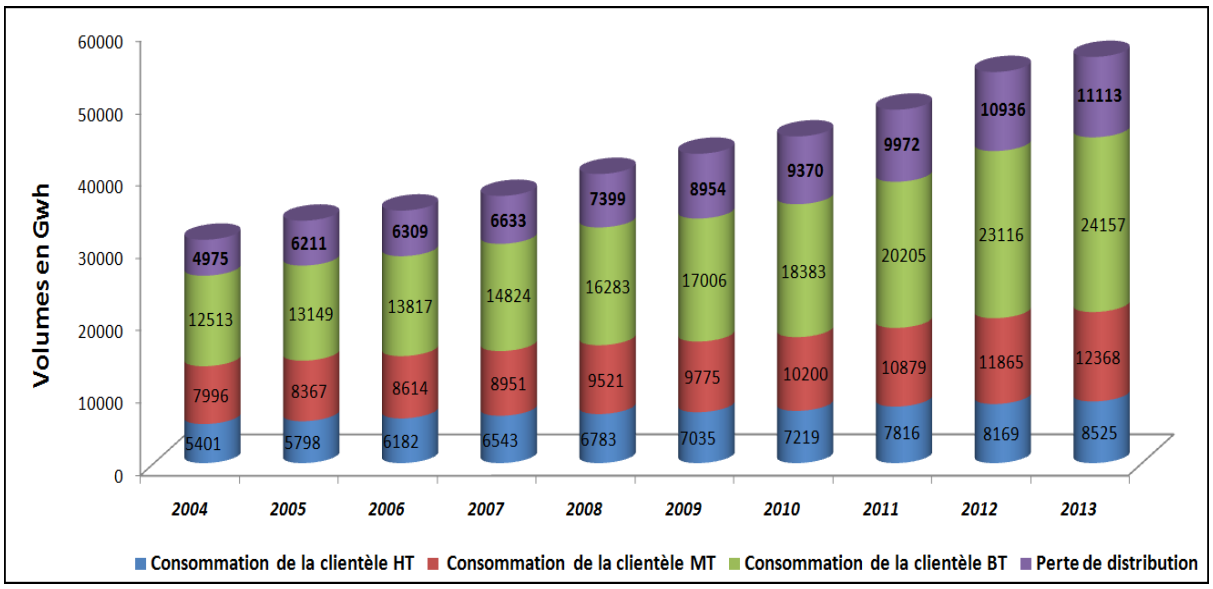


Source : Elaboré par l'étudiante sur la base des données de SONELGAZ

La courbe de la demande annuelle en électricité suit une évolution croissante de l'ordre de 6.2% sur la période décennale 2004-2013, passant de 30 885 Gwh en 2004 à 56 163 Gwh en 2013, sachant que le taux de couverture du réseau électrique est presque maximale et est de l'ordre de 99%.

La consommation nationale est essentiellement tirée par la consommation de la clientèle Basse Tension.

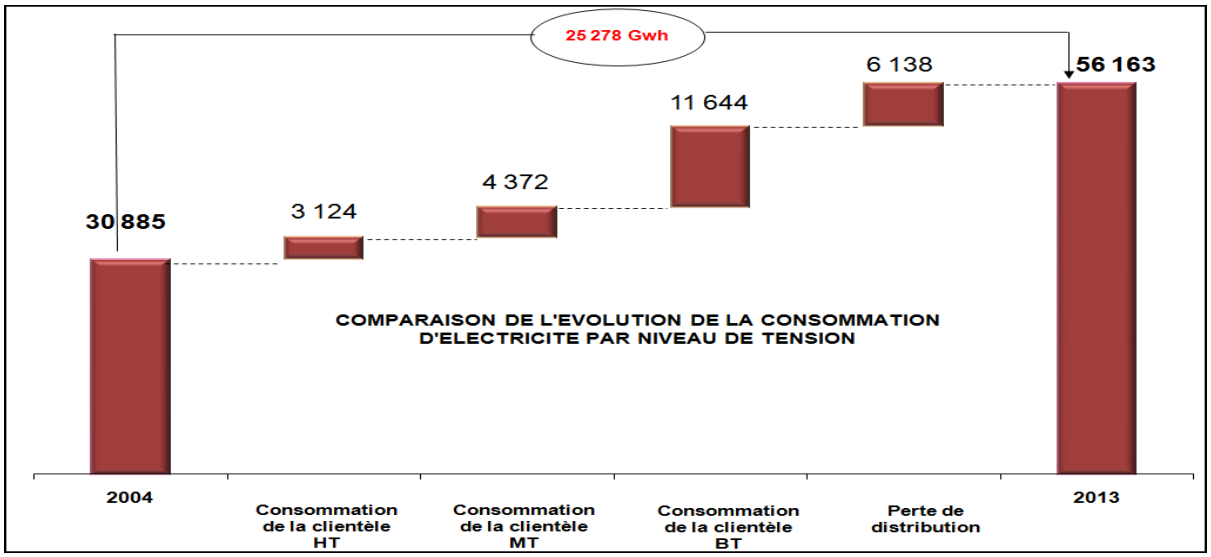
Figure : N°16. Evolution de la consommation de l'électricité par niveau de tension et pertes de distribution



Source : Elaboré par l'étudiante sur la base des données de SONELGAZ

La consommation de la clientèle Haute Tension durant la période décennale 2004-2013 suit également une évolution croissante de l'ordre de 4.7% , tandis que la consommation de la clientèle Basse Tension constitue la part le plus importante de la demande nationale en électricité et suit une évolution croissante de l'ordre de 6.8%.

Figure : N°17. Comparaison de l'évolution de la consommation d'électricité par niveau de tension et pertes de distribution



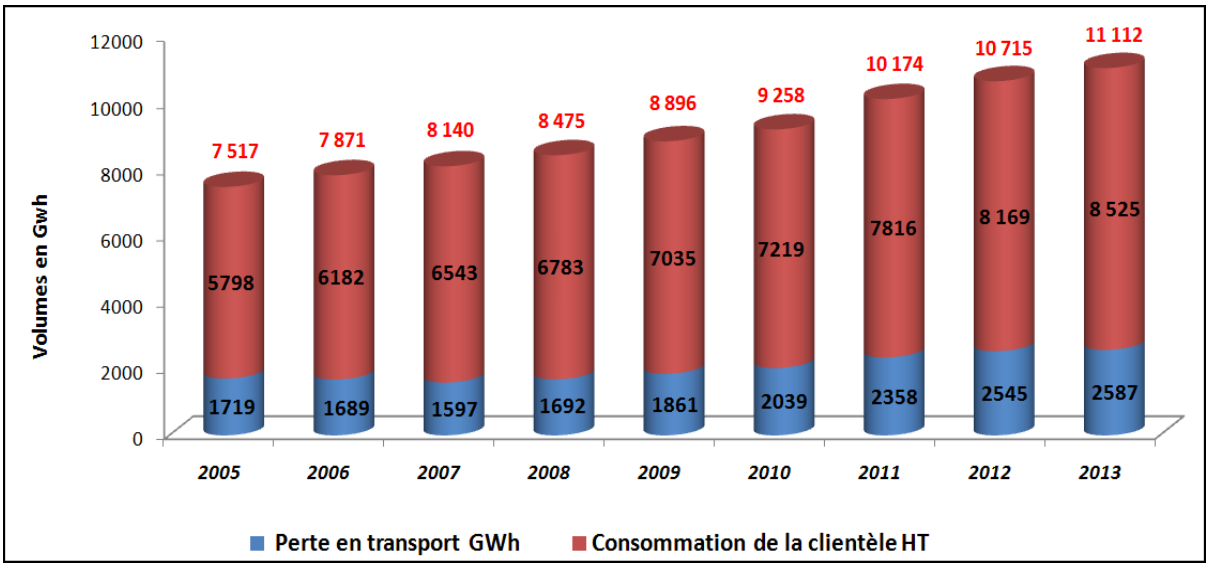
Source : Elaboré par l'étudiante sur la base des données de SONELGAZ

La demande en électricité suit une croissance annuelle moyenne de l'ordre de 6.2% sur la période 2004-2013, soit un accroissement cumulé de 25 278 Gwh sur toute la période, reparti selon les niveaux de tension ainsi que les pertes de distribution :

- Consommation de la clientèle HT : 3 124 Gwh
- Consommation de la clientèle MT : 4 372 Gwh
- Consommation de la clientèle BT : 11 644 Gwh
- Pertes de distribution : 6 138 Gwh

Les quantités d'électricité transportées en Haute Tension regroupent les pertes en transport ainsi que la consommation de la clientèle HT, comme suit :

Figure : N°18. Evolution des quantités d'électricité transportées en HT



Source : Elaboré par l'étudiante sur la base des données de SONELGAZ

Nous remarquons que les pertes en transport suivent la même croissance annuelle moyenne que la consommation de la clientèle HT, soit 4.7%

Tableau : N°4. Evolution de la consommation HT par secteur d'activité économique (2009 à 2013)

Code Activité	Secteur d'activité Economique	2009	2010	2011	2012	2013
B	Eau & Energie	576,0	831,6	1 238,1	1 661,3	1 845,8
C	Hydrocarbures	2 762,0	2 734,3	2 872,5	2 754,2	2 818,8
E	Mines & Carrières	26,1	34,0	32,7	31,7	29,4
F	ISMME	953,2	875,2	887,4	926,0	1 035,9
G	Matériaux de Construction	2 108,9	2 070,8	2 145,0	2 122,1	2 195,9
Z	Chimie, Caoutchouc, Plastique	364,8	378,9	369,1	431,5	34,0
K	Industries Textiles	8,9	8,5	7,6	8,1	7,6
M	Bois, Papier, Liège	62,1	63,5	55,8	49,6	30,1
X	Transport	76,9	89,6	111,2	135,7	11,1
J	Industries Agroalimentaires	96,4	133,1	97,0	45,7	143,6
Q	Hôtels /Restaurants/ Cafés	-	-	-	3,3	372,9
Total		7 035,4	7 219,5	7 816,3	8 169,2	8 525,2

ISMME : Industries Sidérurgiques, Métalliques, Mécaniques et Electriques

Source : Bulletin statistique de l'année 2013 « Direction Générale de la stratégie et de la prospective SONELGAZ »

2.5 RAPPEL DES REGLES TARIFAIRES DE LA COMMISSION DE REGULATION EN FRANCE

La commission de régulation de l'Energie « CRE » donne pour la composante annuelle des soutirages « CS » dans le document [48]« Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité, TURPE»

Le TURPE constitue la part de la tarification électrique destinée à couvrir les charges des gestionnaires des réseaux publics de transport (RTE) et de distribution (ERDF[49] et entreprises locales de distribution). Fixé par la CRE, son coût varie selon la typologie des clients, il est donc plus adapté de parler des TURPE, également qualifiés de « tarifs d'accès aux réseaux ».

Ceux-ci ont été mis en place en France en 2000, dans le cadre de la libéralisation du marché électrique européen qui a imposé à EDF (Electricité de France) de séparer ses activités de production, de transport et de distribution d'électricité. RTE et ERDF assurent désormais l'exploitation, le développement et l'entretien des réseaux auxquels les producteurs et consommateurs doivent avoir un accès non discriminatoire.

Les TURPE sont fixés selon 4 grands principes :

- la péréquation géographique : les tarifs d'accès sont identiques sur l'ensemble du territoire français ;
- le « timbre poste » : les tarifications sont indépendantes de la distance parcourue par l'électricité ;
- la couverture des coûts engagés par les gestionnaires (maintenance ou enfouissement des lignes, raccordements aux réseaux, relève des compteurs, etc.) ;
- l'horo-saisonnalité : les tarifs varient selon les saisons, jours et heures.

Le TURPE s'appliquant aux particuliers compose environ 1/3 du montant de leur facture d'électricité.

La 4ème révision des tarifs d'accès aux réseaux (TURPE 4) est entrée en vigueur en août 2014[50]. La CRE ajuste également chaque année le montant des TURPE, notamment pour tenir compte de l'inflation.

La tarification de l'électricité doit alors absorber les coûts fixes et variables engendrés par la demande. A ce titre, EDF met en place une tarification dite binôme.

[48] TURPE 4, Tarification des réseaux, comprendre le tarif, document publié par RTE, Edition Août 2014.
[49] ERDF : Entreprise du réseau de distribution France.
[50] Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) ont été modifiés par la Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 4 juin 2014 portant décision sur l'évolution au 1er août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (publiée au Journal Officiel du 1er juillet 2014). Ces nouveaux tarifs sont en vigueur depuis le 1er août 2014.

2.5.1 Tarification binôme (non linéaire)

La tarification au coût marginal correspond au coût de production du dernier kWh produit. En principe, calculée sur le long terme, elle permet d'assurer l'optimum économique, c'est-à-dire le prix minimum qui rémunère justement le producteur et comprend le financement de ses investissements. A ces coûts marginaux de production s'ajoutent les coûts de transport et de distribution qui s'additionnent dans le tarif du consommateur final.

Pour les consommateurs industriels qui s'approvisionnent en très haute tension au bord des centrales, les coûts marginaux évoqués ci-dessus forment la totalité du coût. Seuls les coûts de transport en très haute tension (en général uniformisés) s'ajoutent à ces coûts marginaux pour fixer les prix de revente de l'électricité sur le marché « de gros ».

La tarification au coût marginal est utilisée par l'entreprise EDF lorsqu'elle est chargée du service public de l'électricité en quasi monopole à partir de 1946. Elle offre l'avantage de donner une base objective de référence pour fixer le prix à des consommateurs qui ne peuvent alors pas s'adresser à d'autres fournisseurs.

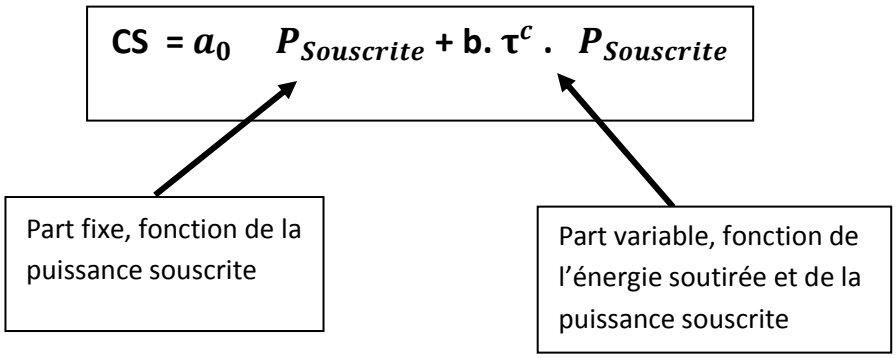
Les coûts marginaux variant au long de l'année et de la journée, EDF a recours à une tarification binôme qui revient à faire payer à l'usager un prix selon deux éléments :

- Une part fixe proportionnelle à la puissance souscrite, appelée abonnement, censée couvrir le coût d'investissement et le coût de maintien en état de démarrage des centrales ;
- Une part variable proportionnelle à la quantité de kWh consommée (très proche de la tarification au coût marginal).

Ces tarifications se complexifient pour tenir compte des situations différentes entre le jour et la nuit et entre les périodes de faible consommation (été) et de forte demande (hiver).

2.5.2 Formule tarifaire de la composante annuelle des soutirages « CS »[51]

Le montant de la composante annuelle des soutirages se calcule selon la formule suivante :



[51] MATHIAS LAFFONT, Costs and prices in Electricity transport, 2013, thèse de doctorat de l'Université de Toulouse, Toulouse School of Economics.

Il est à noter que ce tarif est exprimé hors prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics.

Où :

CS : la facture annuelle en euros.

a_0 : prime fixe annuelle par unité de capacité souscrite.

b = tarif en €/Kw.an.

P = puissance souscrite en KW.

c = coefficient de concavité qui traduit la diminution relative des coûts d'utilisation de la connexion en fonction de la durée d'utilisation compris entre 0.et 1 ($0 < c < 1$) . « c » est d'autant plus élevé que les durées d'utilisation sont élevées, afin de prendre en compte la diminution du coefficient de foisonnement[52] lorsque la durée d'appel augmente.

Le taux d'utilisation de la puissance souscrite ou taux de charge « τ » est calculé à partir de[53] :

- l'énergie active soutirée pendant la période de 12 mois (E soutirée en kWh),
- de la puissance souscrite (P souscrite en kW),
- et de la durée en heures de l'année considérée (en général D = 8 760 heures) :

$$\tau = \frac{E\ soutir\acute{e}}{D\ .P\ souscrite} = \frac{E\ soutir\acute{e}}{8760\ .P\ souscrite}$$

où : $E\ soutir\acute{e}$: représente l'énergie soutirée annuellement en kwh

Conditions de facturation[54]

Le montant mensuel de la part fixe pour le mois M est facturé au début du mois M (terme à échoir).

Le montant global de la part fixe du prix d'accès au réseau est calculé par application de la formule suivante :

$$Part\ fixe = a_0 .\ P_{Souscrite}$$

[52] Coefficients de foisonnement (puissance appelée par un appareil au moment de la pointe sur sa puissance nominale).

[53] Le facteur de charge en Algérie est défini comme le rapport puissance moyenne (production par 8 760 heures) sur la puissance de pointe.

[54] JACQUES PERCEBOIS, Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité : quelques enseignements au vue de l'expérience européenne, Revue N°12 de l'année 2003, Edition l'institut de l'économie publique.

Le montant de chacun des éléments de facturation pour le mois M, hors part fixe, est facturé au début du mois M+1 (terme échu).

Le montant mensuel de la part variable du prix d'accès au réseau est calculé au titre du mois M comme la différence entre les deux montants suivants :

- Le montant donné par l'application de la formule ci-après :

$$\textbf{Part variable} = \quad b. \quad \left(\frac{E_{soutirée}}{D_{periode} \cdot P_{souscrite}}\right)^{C} . P_{souscrite}$$

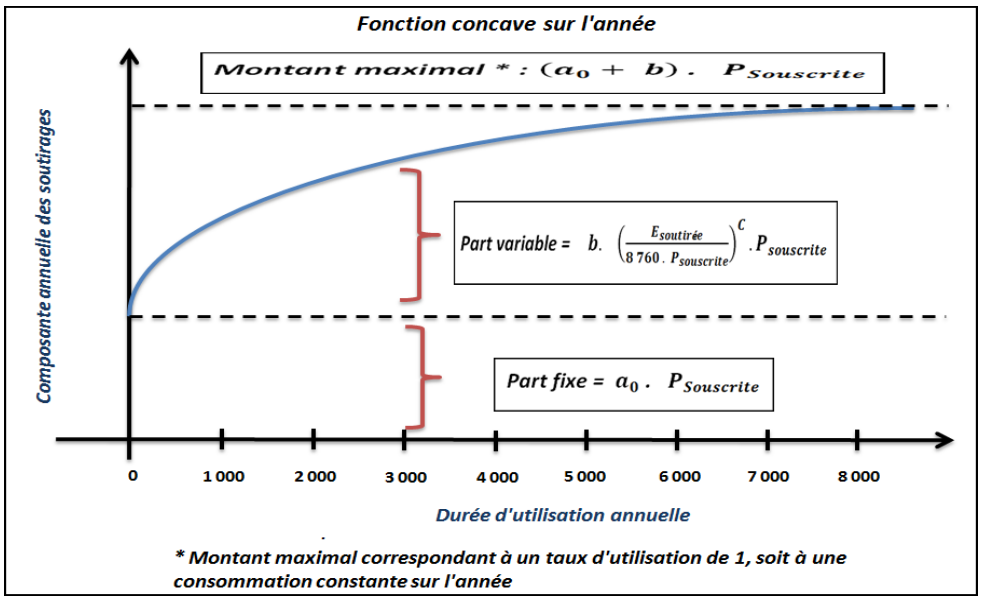
Où $D_{periode}$ est la période, exprimée en heures, qui court à compter du début de la période de souscription jusqu'à la fin du mois M

et

- La somme des montants facturés au titre de la part variable sur les mois précédents depuis le début de la période de souscription en cours et au titre de cette période de souscription.

Le graphique suivant montre effectivement l'influence des différents paramètres sur la tarification.

Figure : N°19. Influence des paramètres sur la tarification



Source : Elaboré par l'étudiante

Nous pouvons écrire la part variable « b. τ^{c} . $P_{Souscrite}$ » , fonction de l'énergie soutirée et de la puissance souscrite sous la forme d'un prix d'énergie multiplié par une quantité d'énergie transportée, de façon à retrouver la formule binôme, puissance et énergie.

Nous notons : $h = \frac{E}{P}$, nombre d'heures d'utilisation de la puissance

Nous obtenons :

$$b\,.\left(\frac{E}{D\,.P}\right)^{C}.P \;=\; b\,.\left(\frac{E^C}{D^C\,.P^C}\right).P = b.\left(\frac{E^C}{D^C}\right)P^{1-C} = b.\left(\frac{E^C}{D^C}\right)\left(\frac{E}{h}\right)^{1-C} = \left(\frac{b}{D^C\,.h^{1-C}}\right).E$$

Nous posons g = $\left(\frac{b}{D^C\,.h^{1-C}}\right)$ qui est le tarif de l'énergie exprimé en €/Kwh et nous obtenons :

$\boldsymbol{b.\tau^c\,.\;\; P_{Souscrite} = g\,.E}$

Pour ce qui concerne la part fixe, fonction de la puissance souscrite « $\boldsymbol{a_0 \quad P_{Souscrite}}$ » :

Nous posons a_0 = f où f est le coût de la puissance et nous obtenons :

$\boldsymbol{a_0 \quad P_{Souscrite} = f\,.P}$

La formule globale de soutirage devient :

$$\boldsymbol{CS = f\,.P + g\,.E}$$

2.6 PROPOSITION D'UNE STRUCTURE BINOME DU TARIF DU TRANSPORT D'ELECTRICITE EN ALGERIE

La proposition de calcul présentée dans cette partie, n'est qu'un exemple d'application théorique de calcul du tarif binôme.

La formule générale donnant le tarif de l'énergie soutirée, avec un seul prix d'énergie et un seul prix de la puissance, est la suivante : $\boldsymbol{M = f.P + g.E}$

Dans cette formule, deux quantités :

P : puissance souscrite en kW.

E : énergie transitée sur le réseau en kWh.

et deux prix :

f : coût fixe des réseaux (par kW transité).

g : coût proportionnel des pertes à compenser (par kWh transporté).

M : représentant le montant total annuel de la facture d'accès au réseau de transport.

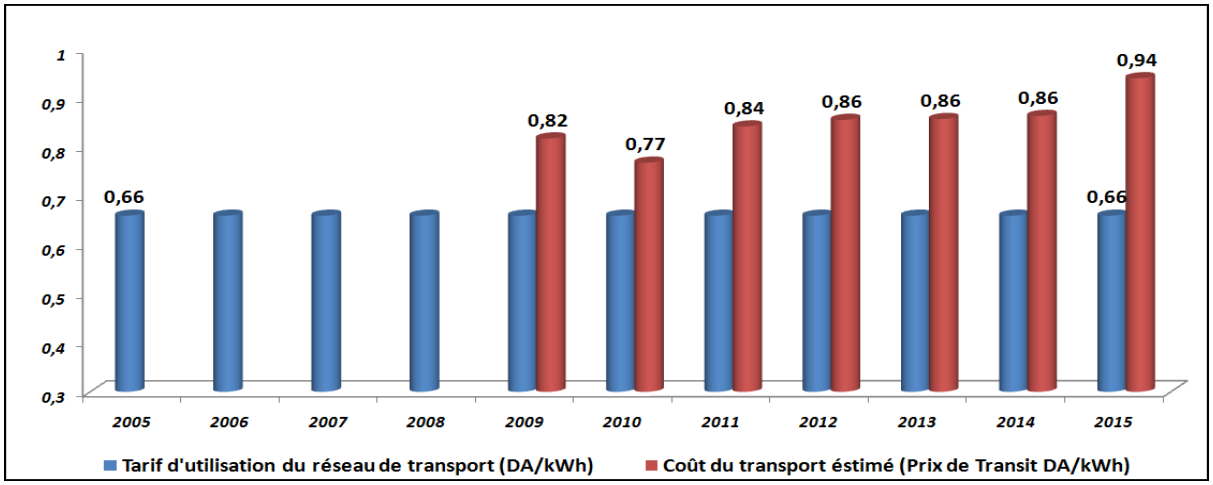
2.6.1 Définition des paramètres utilisés

Le tarif actuel de transit est en énergie, et comme conséquence, les données sur les consommations en énergie sont disponibles. Il est à noter que le but de cette étude est de présenter une méthodologie pour le calcul du tarif binôme pour le transport d'électricité.

A) Les revenus requis

La Direction des Affaires de Régulation du groupe SONELGAZ ont établi un exercice pour les besoins du présent travail, un exercice de révision tarifaire. Une estimation du prix du transit est illustrée dans le Figure ci-dessous :

Figure : N°20. Comparaison entre le tarif d'accès au réseau de transport fixé par la CREG et le coût de transport estimé par SONELGAZ



Elaboré par l'étudiante sur la base des données de SONELGAZ

Les prix de transit estimé par la Direction des Affaires de Régulation du groupe SONELGAZ, sont estimés à la hausse par rapport au tarif d'accès au réseau de transport d'électricité fixé par la CREG dans sa décision D/06-05/CD du 30 Mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz. Ces prix de transit estimé passent de 0.82 DA/Kwh en 2009 à 0.86 DA/Kwh en 2014, par contre les tarifs d'utilisation du réseau de transport sont fixés à 0.66DA/Kwh depuis 2005 jusqu'à ce jour.

B) Les données de facturation

Les données sur les consommations aux heures de pointes sont disponibles dans leur globalité et non par niveau de tension.

A cet égard, il est à noter que la période tarifaire «Heures de pointe» (17h à 21 h) correspond moins bien à la courbe des charges du réseau actuellement.

Le niveau de charge en plein été (après midi inclus) commence à dépasser celui de l'hiver. En été, il y a souvent des charges autour de la pointe annuelle qui arrivent tard en soirée.

Tableau : N°5. Evolution de la puissance maximale appelée du réseau national de l'électricité

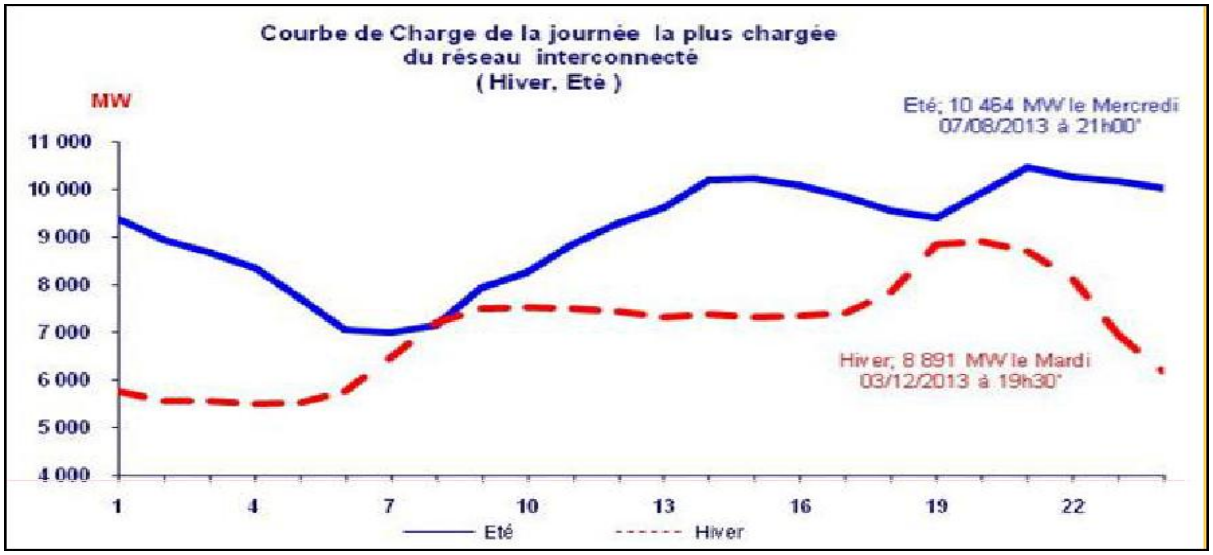
	Puissance Maximale Appelée (MW)		Tx (%)
	2012	2013	
Réseau interconnecté National	9 777 *02/08 à 21h00'*	10 464 *07/08 à 21h00'*	7,0

Source : Bulletin statistique de l'année 2013 « Direction Générale de la stratégie et de la prospective SONELGAZ ».

- La Puissance Maximale Appelée sur le réseau interconnecté a été de 10 464 MW et a été atteinte le mercredi 07 Août 2013 à 21h 00, soit une évolution de 7 % par rapport à 2012.
- La Puissance minimale a atteint 4 063 MW et a été enregistrée le vendredi 17 Mai 2013 à 6h00', soit une évolution de 5,2% par rapport à 2012.
- La Consommation Maximale journalière a été atteinte, le mercredi 07 Août 2013 avec 215,9 GWh.

Le graphique ci-dessous, donne l'évolution de la courbe de charge de la journée la plus chargée du réseau interconnecté national en hiver et en été de l'année 2013.

Figure : N°21. Evolution de la courbe de charge de la journée la plus chargée du réseau interconnecté national en hiver et en été en Aout 2013



Source : Bulletin statistique de l'année 2013 « Direction Générale de la stratégie et de la prospective SONELGAZ ».

Il est à noter La courbe de charge d'un consommateur final est la résultante des puissances consommées de l'ensemble de ses équipements électriques. Toutes les puissances de ses appareils ne sont pas appelées au même moment : il y a un foisonnement.

Le cumul de toutes les courbes de charge de tous les consommateurs constitue la courbe de charge nationale. La puissance maximum atteinte par cette courbe est la pointe nationale de consommation.

2.6.2 Calcul du tarif d'accès au réseau de transport d'électricité[55]

Pour les besoins de calcul du tarif binôme du transport d'électricité, nous avons besoin de données techniques et de données financières :

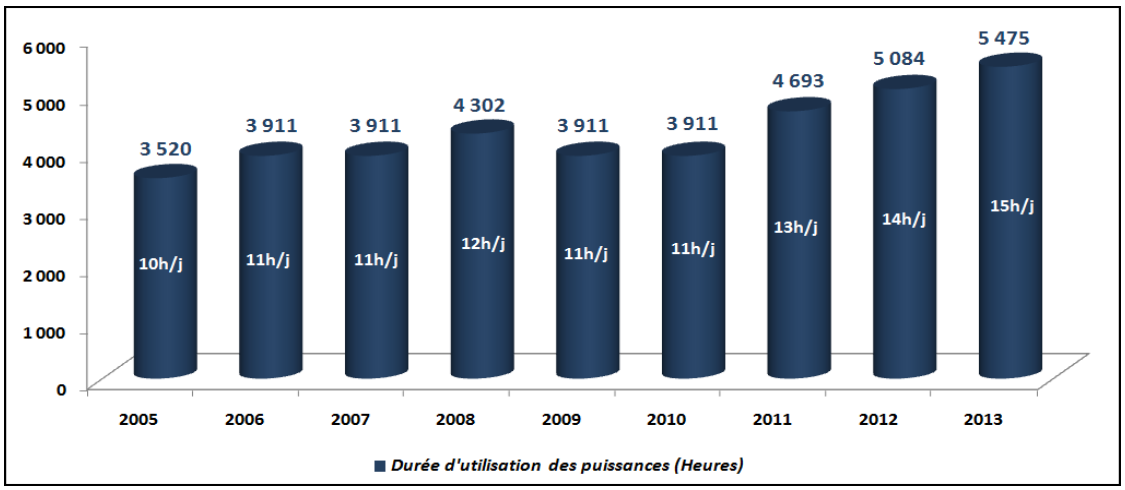
Données techniques :

Posons :

- $E_{annuelle\ transportée}$ = Energie annuelle transportée tous niveaux confondus et qui est égale à l'énergie produite, exprimée en Gwh.
- D_{puiss} = Durée d'utilisation de la puissance souscrite exprimée en Heures.

Nous supposons que la durée d'utilisation de la puissance souscrite correspond aux heures pointes et pleines pendant toute l'année, comme est illustrée dans le tableau qui suit :

Figure : N°22. Evolution de la durée d'utilisation des puissances souscrites durant la période 2005-2013



Elaboré par l'étudiante sur la base des données de SONELGAZ

[55] MATHIAS LAFFONT, Costs and prices in Electricity transport, 2013, thèse de doctorat de l'Université de Toulouse, Toulouse School of Economics.

La durée d'utilisation des puissances souscrites annuelles suivent une évolution croissante durant la période 2005-2013, soit un taux d'accroissement de 5.7% sur toute la période, passant de 3520 heures durant l'année 2005 et qui correspond à 10h/j (pointe et pleine) à 5475 heures durant l'année 2013, qui correspond à 15h/j (pointe et pleine).

- $\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}$ = Puissance de pointe exprimée en MW.
- $\boldsymbol{T_{perte}}$ = Taux de perte en transport exprimé en %

Données financières :

Posons :

- $\boldsymbol{CA_{GRTE}}$ = Chiffre d'affaire de la filiale GRTE de SONELGAZ, exprimé en MDA.
- $\mathbf{C_{transport}}$ = prix du transit .Estimé à la hausse par la direction des affaires de régulation de SONELGAZ par rapport au tarif d'accès au réseau de transport fixé par la CREG (0.66 DA/Kwh).

Pour les besoins du calcul du tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité, nous allons procéder au calcul de deux formules tarifaires visant les utilisations de longue durée et de courte durée. Le client peut choisir entre les deux formules en se basant sur son profil prévu de consommation :

A) Tarif longue utilisation sans prise en compte du foisonnement[56] des puissances
B) Tarif courte utilisation avec prise en compte du foisonnement des puissances : cette formule est générée en récupérant, arbitrairement, 50% des revenus requis par la prime de puissance et 50% par le prix de l'énergie.

Dans les réseaux d'électricité, la mixité d'usage est un élément essentiel à la pertinence énergétique car elle procure un effet de foisonnement[57].
L'effet de foisonnement se caractérise par une diminution de l'intermittence de puisage et un lissage des pics des besoins.
Une installation doit répondre au pic de besoin le plus élevé même si cette demande n'intervient qu'une ou deux fois dans l'année: il y a donc une dégradation de rendement de génération.

[56] Pour des fins de tarification, il est approprié de faire une distinction conceptuelle entre deux fonctions de cette capacité installée. Il y a des coûts :

- Associés à la capacité de la partie du réseau dimensionnée en tenant compte de la charge maximum individuelle d'un client. Ils ne sont pas nécessairement liés à la charge maximum du réseau global. Ces coûts devraient être récupérés par le prix pour la PMD du client.
- Associés à la capacité du réseau supérieur, où la charge d'un client individuel est foisonnée avec celle de nombreux autres clients. Le réseau supérieur est dimensionné en fonction de la charge totale transitée par le réseau pendant les heures de pointe. Quand le foisonnement est présent, il n'est pas dimensionné en fonction de la PMD individuelle de chaque client et on ne peut pas faire un lien direct entre le coût unitaire de capacité et un tarif de puissance basé sur la PMD.

[57] Analyse comparative de différents réseaux de chaleur « Projet fin d'études-Génie climatique et énergétique », CEULEMANS Leslie – Aout 2014 – université de Strasbourg.

Grâce à la mixité d'usage, l'intermittence du réseau est réduite, la puissance appelée maximale plus faible. La consommation d'énergie primaire et donc le coût d'exploitation seront amoindris.

La mixité d'usage des bâtiments raccordés permet d'obtenir un foisonnement des puissances appelées. Ainsi, plus cette mixité est importante, plus le foisonnement est grand et donc plus coût d'investissement est faible. L'implantation du réseau est donc la première phase à étudier.

A) Tarif longue durée d'utilisation « Sans prise en compte du foisonnement des puissances appelées»

Posons :

- $\boldsymbol{P_{transport}} =$ Perte en transport, exprimée en MDA.

Les pertes en transport pour GRTE sont valorisées au prix de transit, soit $\boldsymbol{C_{transport}}$, elles représentent donc un montant égal à $\boldsymbol{C_{transport}}$ x $\boldsymbol{T_{perte}}$ x $\boldsymbol{E_{annuelle\ transportée}}$

$$\boldsymbol{P_{transport} = C_{transport}\ \text{x}\ T_{perte}\ \text{x}\ E_{annuelle\ transportée}}$$

- $\boldsymbol{C_{résiduel}} =$ Coût résiduel affectée à la partie puissance, exprimée en MDA

$$\boldsymbol{C_{résiduel} = CA_{GRTE}\ - P_{transport}}$$

D'où le tarif suivant :

Partie fixe : $f = \frac{\boldsymbol{C_{résiduel}}}{\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}}$ exprimée en DA/Kw

$$d'où:\ f = \frac{\boldsymbol{CA_{GRTE}\ -\ (C_{transport}\ \text{x}\ T_{perte}\ \text{x}\ E_{annuelle\ transportée})}}{\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}}$$

Partie variable :

$\mathbf{g} = \boldsymbol{coût\ de\ la\ perte\ en\ réseau\ pour\ GRTE\ X\ Taux\ de\ perte} = \boldsymbol{C_{transport}}\ \text{x}\ \boldsymbol{T_{perte}}$ exprimé en DA/Kwh d'énergie transportée.

$$\boldsymbol{d'où:\ g = [C_{transport}\ x\ T\ perte\ ]}$$

L'expression du tarif pour les longues utilisations :

$$M = \left[\frac{\boldsymbol{CA_{GRTE}} \; - \left(\boldsymbol{C_{transport}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{T_{perte}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{E_{annuelle\ transportée}}\right)}{\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}}\right] \mathbf{x} \; P(en\ Kw) + \left[\boldsymbol{C_{transport}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{T_{perte}}\right] \mathbf{x} \, E(en\ Kwh)$$

<u>B) Tarif courte durée d'utilisation « avec prise en compte du foisonnement des puissances appelées»</u>

Nous supposons que pour une durée moyenne d'utilisation des puissances, la participation à la puissance est de 50%.

Pour un kW appelé pendant $\boldsymbol{D_{puiss}}$ heures, on a :

$$M' = \left[\frac{\boldsymbol{CA_{GRTE}} \; - \left(\boldsymbol{C_{transport}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{T_{perte}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{E_{annuelle\ transportée}}\right)}{\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}}\right] \mathbf{x} \; (1\ Kw) + \left[\boldsymbol{C_{transport}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{T_{perte}}\right] \mathbf{x} \left(1 \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{D_{puiss}}\right)$$

Nous devons calculer g′ tq :

$$g' = \frac{M' - 50\% \left[\frac{\boldsymbol{CA_{GRTE}} \; - \left(\boldsymbol{C_{transport}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{T_{perte}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{E_{annuelle\ transportée}}\right)}{\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}}\right] \mathbf{x} \; (1\ Kw)}{\left(1 \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{D_{puiss}}\right)}$$

On obtient finalement l'expression du tarif pour les courtes utilisations :

L'expression du tarif pour les courtes utilisations :

$$M' = \left[\frac{\boldsymbol{CA_{GRTE}} - \left(\boldsymbol{C_{transport}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{T_{perte}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{E_{annuelle\ transportée}}\right)}{\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}}\right] \mathbf{x} \, P(en\ Kw) + \left[\frac{M' - \; 50\% \left[\frac{\boldsymbol{CA_{GRTE}} \; - \left(\boldsymbol{C_{transport}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{T_{perte}} \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{E_{annuelle\ transportée}}\right)}{\boldsymbol{Puiss\ \ pointe}}\right] \mathbf{x} \; (1\ Kw)}{\left(1 \, \mathbf{x} \, \boldsymbol{D_{puiss}}\right)}\right] \mathbf{x} \, E(en\ Kw$$

2.6.3 Résultats de calcul

Tableau : N°6. Calcul du tarif du transport d'électricité, pour utilisation de longue durée et courte durée, sur la période 2009-2013

	2009	2010	2011	2012	2013
Calcul du tarif longue utilisation (sans prise en compte du foisonnement des puissances appelées)					
Perte en transport (10^6DA)	1 522,27	1 566,61	1 986,54	2 179,10	2 218,60
Coût du transport estimé (Prix de Transit DA/kWh)	0,82	0,77	0,84	0,86	0,86
taux de perte en transport (%)	4,35%	4,51%	4,82%	4,71%	4,61%
Energie anneulle transportée (Gwh)	42 770,00	45 172,50	48 871,80	54 086,40	56 162,80
Coût résiduel MDA	25 000,73	27 231,39	29 334,99	32 769,58	33 547,96
Chiffre d'affaire de la filiale GRTE (10^6DA)	26 523,00	28 798,00	31 321,52	34 948,67	35 766,56
Coût fixe des réseaux "f" (DA/KW) appelée et par an	3 434,17	3 528,30	3 408,67	3 351,70	3 206,04
Puissance de pointe (MW)	7 280,00	7 718,00	8 606,00	9 777,00	10 464,00
Coût variable des pertes à compenser "g" (DA/KWH)	0,036	0,035	0,041	0,040	0,040

	2009	2010	2011	2012	2013
Calcul du tarif courte utilisation (avec prise en compte du foisonnement des puissances appelées)					
Durée d'utilisation des puissance (Heures)	3 911	3 911	4 693	5 084	5 475
Puissance de 1 kw	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Hypothèse: La participation à la puissance de pointe est de 50% pour une durée moyenne d'utilisation des puissances	50%	50%	50%	50%	50%
Tarif annuel pour 1Kw M' (DA)	3 573,36	3 663,92	3 599,42	3 556,53	3 422,32
Coût variable g' pertes à compenser pour une participation à la puissance de pointe de 50% (DA/KWH)	0,475	0,486	0,404	0,370	0,332
Coût fixe des réseaux (DA/KW) appelée et par an	1 717,08	1 764,15	1 704,33	1 675,85	1 603,02

Elaboré par l'étudiante

La comparaison des deux tableaux pour le calcul du tarif annuel du transport d'électricité, longue et courte utilisation donne les résultats suivants :

- Les coûts fixes annuels du réseau de transport d'électricité suivent une évolution décroissante de l'ordre de 1.4% sur la période 2009-2013, expliquée essentiellement par l'augmentation de la puissance de pointe de l'ordre de 7.5% sur la période 2009-2013.
- Les coûts fixes annuels du réseau de transport d'électricité dans le cas d'utilisation du réseau pour courte durée représentent la moitié des coûts annuels du réseau de

transport d'électricité dans le cas d'utilisation du réseau pour longue durée (sous hypothèse).

- Les coûts variables, qui sont proportionnels aux pertes en réseau dans le cas d'utilisation du réseau pour longue durée suivent une évolution croissante de l'ordre de 2.1% sur la période 2009-2013, expliquée essentiellement par l'évolution croissante respective des énergies transportées en réseau de transport et du coût du développement du réseau de transport poussant les tarifs du transport à la hausse.
- Dans le cas d'utilisation du réseau pour courte durée, les coûts variables, qui sont proportionnels aux pertes en réseau, à compenser pour une participation à la puissance de pointe (évaluée à 50% sous hypothèse) suivent une évolution décroissante de l'ordre de 6.9% sur la période 2009-2013, dû à l'augmentation de la durée d'utilisation des puissances appelées sur la même période.
- Les montants du tarif du réseau de transport d'électricité pour un (01) Kw, suivent une évolution décroissante de l'ordre de 0.9% sur la période 2009-2013, dû à l'augmentation des puissances de pointe.

La comparaison des deux formules longue et courte durée d'utilisation, pour une puissance appelée de 1 Kw de l'année 2013 est illustrée dans le tableau ci-dessous :

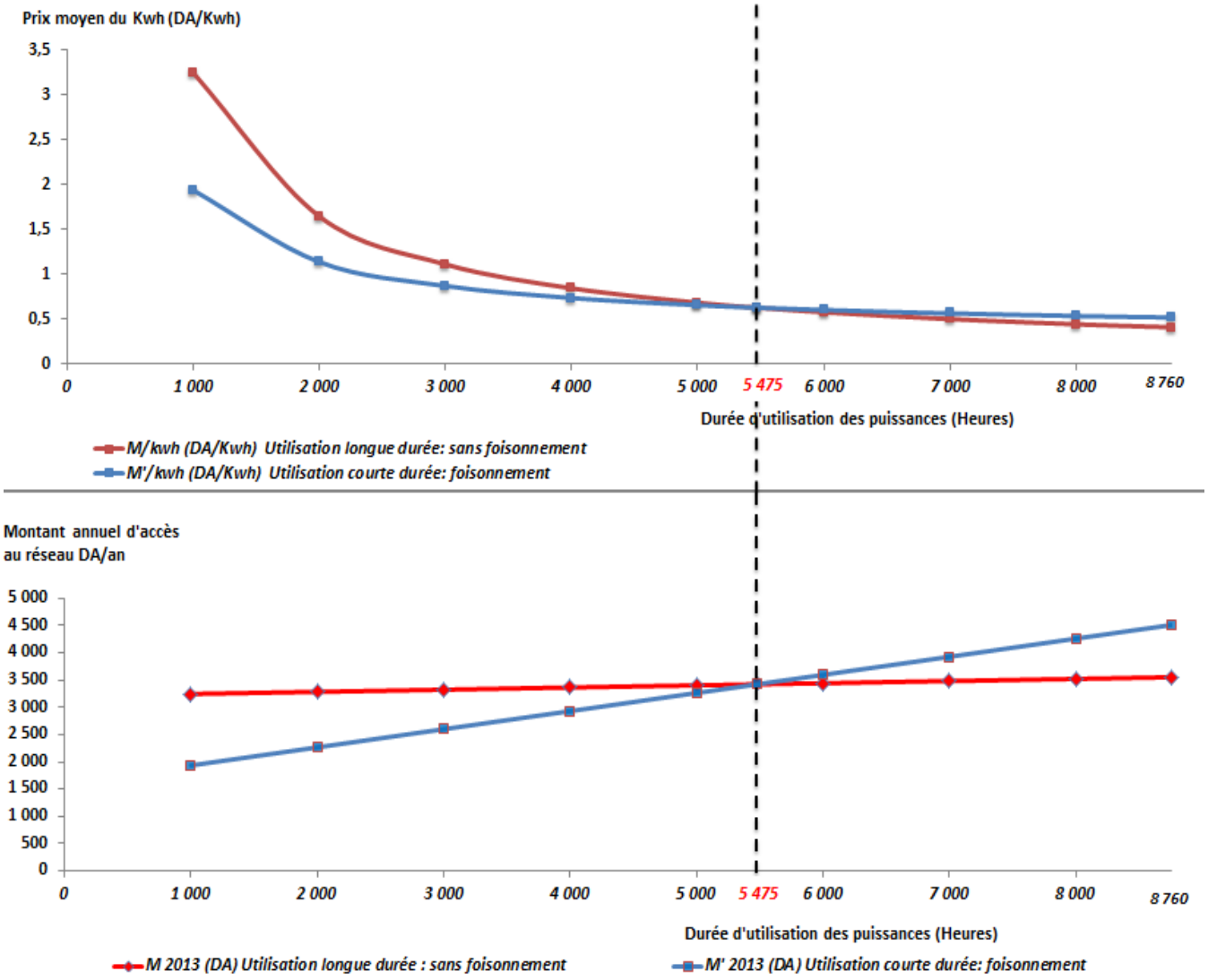
Tableau : N°7. Comparaison des deux formules longue et courte durée d'utilisation

	Tarif Longue Durée			Tarif Courte Durée		
Durée d'utilisation de la puissance appeléee (h/an)	Montant M (DA)	Coût du Kwh transporté (DA)	Partie Fixe	Montant M' (DA)	Coût du Kwh transporté (DA)	Partie Fixe
1 000	3245,54	3,25	99%	1935,31	1,94	83%
2 000	3285,04	1,64	98%	2267,60	1,13	71%
3 000	3324,55	1,11	96%	2599,89	0,87	62%
4 000	3364,05	0,84	95%	2932,18	0,73	55%
5 000	3403,55	0,68	94%	3264,48	0,65	49%
5 475	**3422,32**	**0,63**	**94%**	**3422,32**	**0,63**	**47%**
6 000	3443,05	0,57	93%	3596,77	0,60	45%
7 000	3482,56	0,50	92%	3929,06	0,56	41%
8 000	3522,06	0,44	91%	4261,35	0,53	38%
8 760	3552,08	0,41	90%	4513,89	0,52	36%

Elaboré par l'étudiante

La relation inverse entre le prix moyen du kWh transporté et la durée d'utilisation telle qu'elle ressort dans le tableau ci-dessus est représentée dans la figure suivant :

Figure : N°23. Comparaison des deux formules longue et courte durée d'utilisation pour le calcul du montant annuel d'accès au réseau et pour le calcul du prix moyen du Kwh



Elaboré par l'étudiante

La comparaison des deux formules longue et courte durée d'utilisation, pour une puissance appelée de 1Kw de l'année 2013 et la relation inverse entre le prix moyen du kWh transporté et la durée d'utilisation telle qu'elle est représentée dans le schéma ci-dessus font sortir les résultats et remarques suivants :

- Pour une puissance appelée, le coût moyen du kwh transporté diminue avec l'augmentation de la durée d'utilisation de la puissance. Le coût moyen du kwh revient moins cher pour un client à utilisation courte durée, ce qui explique la durée d'utilisation de la puissance qui diminue avec la mixité d'usage des appareils et l'énergie transportée sur réseau en même temps et ceci jusqu'à la durée de

puissance de pointe de l'année 2013 qui est de l'ordre de 5475 heures. Au delà de cette durée d'appel de puissance le coût moyen du Kwh transporté pour les clients à courte durée d'utilisation est plus important, d'où, pour faire face à une forte demande de pointe, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité fait augmenter les tarifs du transport, pour faire baisser la durée d'utilisation des puissances.

- Pour un client ayant une courte durée d'utilisation du réseau, un terme élevé de puissance impliquera un coût de kWh très élevé, nous remarquons que pour une durée importante d'utilisation de la puissance, à savoir entre 6000 et 8760 heures/an, le coût du kwh transporté varie respectivement de 0.60 à 0.52DA pour une utilisation de courte durée et de 0.57 à 0.41 DA pour une utilisation de longue durée.
- Aussi, le choix de la répartition puissance / énergie joue un rôle important pour certains utilisateurs, d'où, pour un terme élevé de puissance, la part fixe d'un client ayant une courte durée d'utilisation du réseau est beaucoup moins importante que pour un client ayant une longue durée d'utilisation de la puissance.
- La partie fixe du tarif binôme est nettement plus élevée pour les clients à longue durée d'utilisation que pour les clients à courte durée d'utilisation. Et ces coûts fixes correspondent sans doute aux coûts d'infrastructures.
- Le montant annuel d'accès au réseau de transport d'électricité augmente avec la durée d'utilisation des puissances, c'est-à-dire avec la mixité d'usage des appareils. Le montant de la facture des clients à longue durée d'utilisation est plus important. Le client est incité pour une utilisation de longue durée pour que la facture annuelle à payer au gestionnaire de réseau soit moins lourde.

La partie fixe de la structure binomiale du coût total du gestionnaire du réseau GRTE est une fonction du dimensionnement du réseau, lequel dépend principalement de son étendue géographique et de sa capacité de transport aux heures de pointe. Dans le modèle, ce terme fixe est indépendant de l'énergie transportée sur le réseau et est dimensionné pour la puissance de pointe à transiter, elle-même qui est liée à la demande instantanée d'électricité.

Dans le cas de courte durée d'utilisation, le coût moyen diminue avec la durée d'utilisation et un terme élevé de la puissance impliquera un coût du KWh très élevé par rapport à la longue durée d'utilisation. (voir le tableau ci-dessous)

Tableau : N°8. Comparaison des évolutions des coûts moyens d'utilisation du réseau de transport d'électricité dans le cas longue et courte durée avec l'augmentation des puissances de pointe

Puissance de pointe MW	10464	11000	12000	13000	14000
Coût du kwh longue durée	0,63	0,55	0,44	0,36	0,31
Coût du kwh courte durée	0,63	0,59	0,53	0,49	0,47

Elaboré par l'étudiante

Enfin, ce modèle laisse le choix aux sociétés de distribution SDx le type d'utilisation du réseau électrique (courte ou longue durée) pour acheter l'électricité auprès du gestionnaire du réseau, afin d'assurer la distribution au client final. D'où, le client peut choisir entre les deux formules en se basant sur son profil prévu de consommation.
Au-delà de cette puissance de pointe qui est de l'ordre de 10 464 MW (qui représente uniquement la puissance de pointe de l'année), le coût moyen du kwh dans le cas de courte utilisation devient plus important que pour la longue durée d'utilisation, d'où les clients de longue durée d'utilisation seront pénalisés, car les 10464 MW sont considérés comme un signal pour éviter les congestions et pousser les clients de courte durée à se diriger vers les longues durées d'utilisation.

Limites du modèle :

Dans le cas de pointe, la répartition puissance (90%) et énergie (10%) du tarif annuel binomial s'harmonise avec la tarification qui s'applique en Allemagne. Cette répartition peut être considérée comme une limite du modèle, car elle arrange plus le gestionnaire du réseau que le consommateur, d'où le gestionnaire pourra récupérer ses coûts fixes (coûts d'investissement et le coût de maintien en état de démarrage des centrales électriques).

Cette tarification fortement axée sur la puissance serait certes un moyen direct de refléter les coûts de développement associés aux usages qui déterminent son dimensionnement, d'où, le consommateur a besoin de payer plus en énergie. Ce modèle avantage plus GRTE qui peut avoir à travers cette tarification binomiale plus de sécurité de financement par rapport à ses investissements, car l'objectif de SONELGAZ est de récupérer sa capacité et peu importe l'énergie qu'elle utilisera.

Conclusion Générale

La réforme du secteur électrique vise à introduire les mécanismes du marché concurrentiel dans la production de l'électricité. Cet objectif implique que le réseau de transport doit avoir le même traitement pour tous les producteurs, y compris la compagnie d'électricité historique. Il en résulte que le tarif du transport est à déterminer de façon à supprimer les possibilités de subventions croisées entre les activités transport et de distribution d'une part et l'activité de production d'autre part. Pour atteindre cet objectif, l'identification la plus fine possible de l'activité transport devient nécessaire.

Au plan institutionnel, la réforme du secteur électrique en Algérie est suffisamment avancée. La création de conditions favorables permettant l'émergence d'un véritable marché qui, pour l'heure, n'existe que dans les textes. En effet, on relève que pour l'Algérie, en dépit de la libéralisation de la production de l'électricité, la proportion de la production d'électricité du secteur privé est relativement négligeable et à ce jour, aucun client algérien n'a encore fait jouer son éligibilité. En l'absence d'un véritable marché, le tarif d'accès au réseau de transport de l'électricité demeure à ce jour sans application concrète.

Cependant, le dysfonctionnement de la régulation est imputé d'un déficit d'ingénierie institutionnelle à mettre en place. En effet, la réglementation de l'industrie électrique algérienne correspond à la régulation Cost Of Service dont le principe se résume à la rémunération de l'entreprise régulée sous la base des coûts observés sans qu'aucune incitation ne soit donnée pour qu'elle améliore son efficacité.

Nous pouvons conclure notre étude par les remarques suivantes :

Selon ce principe de calcul, la structure binomiale du coût total du gestionnaire du réseau (partie fixe fonction du dimensionnement du réseau et partie proportionnelle liée aux pertes en réseau) est une justification suffisante de la structure binomiale du tarif qui comprend un premier terme basé sur la puissance et un second terme basé sur l'énergie transportée. D'où le prix de revient est la somme de deux termes : coût du réseau (fixe, fonction de la puissance transportée) + coût des pertes (variable, proportionnel aux pertes en réseaux).

Et pour réduire la disparité du prix du transport au Kwh, on définit un tarif binôme par type de clientèle (typologie selon la durée d'utilisation) en arbitrant entre la proportion de la partie fixe (terme puissance) et celle de la partie proportionnelle (terme énergie).

La formule tarifaire proposée montre qu'il n'existe pas d'obstacles majeurs à la détermination en Algérie d'une formule binôme pour la tarification du transport de l'électricité qui soit conforme au décret 05-182 du 18 mai 2005. Afin de compléter la mise en œuvre de ce décret, il reste à déterminer les méthodes pratiques de calcul comme par exemple les clés de répartition des frais fixes entre les niveaux de tension et les courbes de charge des différentes catégories de clients.

Cependant, même si chaque tranche du tarif (Longue utilisation et courte utilisation) est calculée pour générer les revenus requis, le tarif dans son ensemble ne générerait pas les revenus requis. Le client paie selon le sous-tarif qui l'avantage, et son gain est aux dépens du transporteur « GRTE ». Il y aurait lieu d'ajuster les taux pour compenser cette perte.

Le tarif différencié selon la période d'utilisation (heures de pointe / heures creuses, hiver /été) du réseau. La différenciation du tarif selon la période d'utilisation permet d'une part de mettre en œuvre la politique énergétique encourageant les clients à déplacer leur consommation vers des périodes de faible demande et d'autre part à tenir compte de la dépendance effective au temps des coûts du transport (situations critiques pour la sécurité du système, taux de pertes d'énergie, …).

La plupart des régulations concernant l'utilisation du réseau de transport sont construites sur le fait qu'en définitive la totalité du coût de l'électricité est payée par les consommateurs (la production, le transport et la distribution). C'est pourquoi c'est le plus généralement au niveau des soutirages que l'utilisation du réseau est facturée, et non au niveau des injections.

Enfin et en conclusion, une tarification basée sur la puissance réelle nécessite des systèmes de comptage élaborés et une capacité des acteurs économiques à anticiper et à effectuer des arbitrages. Il est par conséquent préférable dans un premier temps que le système de tarification soit basé sur la mesure des puissances souscrites. Un tel système a l'avantage d'être simple à mettre en œuvre et surtout facilement lisible et expertisable.

BIBLIOGRAPHIE

Livres

- R.L.CONKLING, Energy pricing: Economics and principles, Panos M. Pardalos, University of Florida, USA, published by Kluwer Academic Publishers, Boston in 2003.
- FRANCOIS LEVEQUE, Transport pricing of electricity networks, Ecole des mines de paris, published by Kluwer Academic Publishers, Boston in 2003.
- JEAN TIROLE, Défaillances de marché et politiques publiques, Traduction de la Nobel lecture de l'auteur, présentée à Stockholm le 08/12/2014, Edition de Toulouse school of economics.
- JACQUES PERCEBOIS, Les missions du régulateur face aux comportements opportunistes des opérateurs dans un marché dérégulé de l'électricité (cas de l'Europe)- 2004, Edition de Boeck université.
- HANSEN J.P, PERCEBOIS J, Energie, économie et politiques, 2010, Edition De Boeck Université.
- DARMOIS G, FAVENNEC J.P, , marches de l'énergie, l'énergie à quel prix ?, 2013, édition Technip, Paris.

Articles, Revues & rapports :

- J.L. LILIEN, Transport et distribution de l'énergie électrique, 2006, Cours donnés à l'Institut de l'Electricité Montefiore, Edition de l'Université de liège.
- DJAMILA.MOHAMMEDI, Le secteur électrique en Algérie : Etat des lieux et perspectives (1962-2030), 2014, communication, Journée Algéro-suédoise sur l'évolution de la distribution énergétique.
- Review: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014, Edition ENTSO-E Working Group Economic Framework.
- W.BENHASSINE, Rapport sur les expériences dans le transport de l'électricité.
- Microeconomix SAS, La régulation incitative appliquée au transport de l'électricité : Théorie et application au Royaume-Uni, en Espagne, en Belgique, en Norvège et en Italie. Pratique et positionnement de la régulation en France, 2008, Paris.
- Recueil des textes législatifs et règlementaires relatifs au secteur de l'énergie et des mines, Edition 2011
- LAURENCE JACQUET, La tarification et les coûts des transports : Mécanismes économiques fondamentaux, 2012, Edition de l'Université de Cergy-Pontoise.
- D.STRAUSS-KAHN et C.PIERRET, Rapport du groupe d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité et sur la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles, 27 janvier 2000, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie de la république française.

- Organisation internationale de la francophonie, La tarification de l'électricité, Fiche technique prisme N°9, Institut de l'énergie et de l'environnement de la francophonie.
- Document contractuel. Territoire desservie par ES, Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité : Tarification applicable aux utilisateurs raccordés dans le domaine de tension « Haute tension A (HTA) », Edition Août 2014, ES Energies Strasbourg.
- TURPE 4, Tarification des réseaux, comprendre le tarif, Edition Août 2014.
- MARCEL BOYER, MICHEL MOREAUX, Partage des coûts et tarification des infrastructures : Tarification optimale des infrastructures communes, Rapport de projet, Mai 2003, Montréal.
- PAUL.L.JOSKOW, Incentive regulation in theory and practice: Electricity distribution and transmission networks, prepared for the national Bureau of Economic Research Conference on Economic Regulation, January 2006.
- Asa Johannesson Linden, Fotios Kalantzis, Emmanuelle Maincent, Jerzy Pienkowski, Electricity tariff deficit: Temporary or permanent problem in the EU?, October 2014, Economic papers N° 534, Européen commission economy.
- J. VAN DER LINDEN, réformes de marchés dans les industries de réseau en Belgique ; 2005
- FAYE STEINER Revue économique de l'OCDE N°32 « L'industrie de l'électricité : règlementation, structure du marché et performances »; 2001
- MARCEL BOYER, MICHEL MOREAUX, MICHEL TRUCHON , Partage des coûts et tarification des infrastructures : Tarification optimale des infrastructures communes, Rapport de projet, 2003, Edition du centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations.
- M. BOITEUX. Sur la gestion des monopoles astreints à l'équilibre budgétaire. Econometrica, Vol 24:22–40, Jan. 1956. Published by the Econometric society.
- MARIANNE RAFDARIN, Tarification de pointe aéroportuaire, Laboratoire d'économie et d'économétrie de l'aérien, Mai-Novembre 2003.
- JACQUES PERCEBOIS, Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité : quelques enseignements au vue de l'expérience européenne, Revue N°12 de l'année 2003, Edition l'institut de l'économie publique.

Mémoires

- K.MESSAOUDENE, l'impact de l'introduction du gaz sur la demande d'électricité chez les ménages en Algérie (Substitution électricité-Gaz naturel), 2014, mémoire de fin d'études Master en économie industrielle des réseaux et infrastructures, Ecole Nationale Supérieure de Management ENSM-ALGER.
- N.CHABOUNI, Modeling peak load electricity in an Algerian liberalized market, 2014, mémoire de fin d'études Master en économie industrielle des réseaux et infrastructures, Ecole Nationale Supérieure de Management ENSM-ALGER.

- N.MANSOURA, La qualité de service de l'électricité : Mesure de la satisfaction de la clientèle industrielle de la SDA (SONELGAZ), zone Tipaza, 2013, mémoire de fin d'études Master en économie industrielle des réseaux et infrastructures, Ecole Nationale Supérieure de Management ENSM-ALGER.
- A.REMKI, Régulation tarifaire des sociétés de distribution d'électricité et impact d'une hausse des tarifs de détail sur la demande en Algérie, 2013, mémoire de fin d'études Master en économie industrielle des réseaux et infrastructures, Ecole Nationale Supérieure de Management ENSM-ALGER.
- MATHIAS LAFFONT, Costs and prices in Electricity transport, 2013, thèse de doctorat de l'Université de Toulouse, Toulouse School of Economics.
- LAURE.FRACHET, Tarifs résidentiels pour la réduction de la consommation électrique : une évaluation expérimentale d'acceptation et d'impact, 2013, thèse de doctorat de l'Université de Grenoble, spécialité sciences économiques.
- OLIVIER COÛTARD, Une analyse économique de l'accès aux réseaux électrique d'interconnexion, 1999, thèse de doctorat de l'Ecole Nationale des ponts et chaussées.
- FAHIMA KHADRAOUI, La place de l'Algérie sur le marché euro-méditerranéen de l'électricité : Bilan et perspective, 2014, Mémoire de Magistère de l'Université M'Hamed Bougara BOUMERDES, Faculté des hydrocarbures, Filière : Economie de l'énergie.

Textes officiels

- La loi n° 85/07 du 6 Aout 1985 relative à la production, au transport, à la distribution de l'énergie électrique et à la distribution publique du gaz.
- La loi 02/01 du 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, les activités dans le secteur électrique algérien.
- Décret exécutif N°89-106bis du 27 juin 1989 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°90- 419bis du 22 décembre 1990 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°91- 355 du 5 octobre 1991 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°92- 161 du 21 avril 1992 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°94- 245 du 10 aout 1994 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°95- 119 du 26 avril 1995 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°96- 138 du 15 avril 1996 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.

- Décret exécutif N°98-264 du 29 aout 1998 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret exécutif N°02- 474 du 24 décembre 2002 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz.
- Décret n° 05-182 correspond au 18 mai 2005 relatif à la régulation des tarifs et la rémunération des activités de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité et du gaz .
- Décision D/06-05/CD du 30 mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz : activité électricité.

Documents internes à l'entreprise (SONELGAZ) :

- Historique de l'évolution de la consommation de l'électricité par niveau de tension sur la période 2003-2013.
- Historique de l'évolution de la production de l'électricité sur la période 2003-2013.
- Historique de l'évolution de la puissance de pointe sur la période 2005-2013.
- Historique de l'évolution de pertes en transport sur la période 2005-2013.
- Historique de l'évolution des taux de pertes en transport sur la période 2005-2013.
- Historique de l'évolution des quantités d'électricité transportées en HT sur la période 2005-2013.
- Historique de l'évolution des coûts de transport estimé (prix de transit) sur la période 2005-2013.
- Bulletin statistique SONELGAZ 2005,2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011,2013.
- Plans de développement électricité et gaz 2014-2024 et stratégie industrielle associée, SONELGAZ.
- Flash annuel : Chiffres clés Electricité et gaz des sociétés énergétiques du groupe SONELGAZ, N°18/DGSP. Document de la direction générale de la stratégie et de la prospective (DGSP), SONELGAZ 2014.
- Flash du mois Avril 2015, Transactions énergétiques des sociétés énergétiques du groupe SONELGAZ, , DGSP/N°523, Document de la Direction Générale de la stratégie et de la prospective DGSP), SONELGAZ 2015.

Documents internes à la commission de régulation de l'électricité et du gaz CREG

- M.A. YACEF, Communication sur les Evolutions dans le secteur de l'électricité et du gaz, MENA Regional Conference on Infrastructure Reform and Regulation, Amman, December 2009, CREG.
- Rapport d'activité 2013, Commission de régulation de l'électricité et du gaz CREG
- Programme indicatif des besoins en moyens de production de l'électricité 2011-2020, 2012-2021.
- Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché

intérieur de l'électricité de l'Union européenne», Action 15A : « Tarification des réseaux de transport et de distribution en Algérie » , 2009, SOFRECO en consortium avec IPA Energy + Water Consulting, AETS et Vattenfall Power Consultants AB dans le cadre du programme MEDA de l'Union Européenne.

- Yves Le Texier & Abdelkader Gliz, Rapport d'étude sur « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne», Action 05 des plans opérationnel annuel 2008 et 2009, Action 05 : « Harmonisation des méthodologies de tarification», 2009, SOFRECO en consortium avec IPA Energy + Water Consulting, AETS et Vattenfall Power Consultants AB dans le cadre du programme MEDA de l'Union Européenne.

ANNEXES

Annexe A : Méthode de calcul des tarifs

A- Approche économique

Considérations générales

S'agissant du prix de revient du kWh produit dans une compagnie intégrée, il est important de savoir qu'en règle générale la structure des coûts est la suivante :

- Production P : représente environ 60 à 70 % du prix global
- Transport T : représente environ 10 à 15 % du prix global
- Distribution D : représente environ 20 à 30 % du prix global
- P+T+D : représentent 100 % du prix global de l'ensemble des activités.

Bien entendu, cette structure dépend du type de parc de production (dominante hydraulique, ou nucléaire, ou thermique classique) et du prix du pétrole, les autres combustibles fossiles étant plus ou moins corrélés à ce dernier. Mais il reste que sauf manipulation des prix, la part prépondérante du prix de revient est constituée par la production, la part la plus faible par le transport.

En conséquence, on ne s'étonnera pas que les tarifs de production requièrent le maximum de soins pour leur calcul, tandis que des méthodologies simplifiées sont jugées suffisantes pour le transport et la distribution. Par ailleurs on a vu que tous les tarifs appliqués à la clientèle d'une compagnie intégrée incluent toujours une composante production. D'où la nécessité, même dans la présente étude consacrée à la tarification du transport, de dire d'abord un mot de la tarification de la production. De plus, même dans le cas d'une séparation des activités, le coût du transport inclut une composante production qui représente les pertes en réseau que l'opérateur doit compenser en achetant l'énergie correspondante à un producteur.

Dans tous les cas, c'est un coût particulier qui est déterminé par l'approche économique : le coût marginal de chaque activité, défini comme le coût d'une unité supplémentaire (kW ou kWh) fournie. Ce coût, à court terme ou à long terme, présente la particularité de ne pas requérir de données (en particulier financières ou comptables) relatives à la situation passée ou présente de l'activité, mais uniquement des données techniques et économiques futures. *Ainsi se trouve levée de façon élégante la difficulté liée à la non séparation financière et comptable des activités de la compagnie intégrée.*

Le coût marginal de production

De façon simplifiée, ce coût marginal – en fait 8760 valeurs différentes de ce coût tout au long d'une année – résulte d'une optimisation du système futur (y compris les nouvelles centrales nécessaires) face à la demande pour minimiser les dépenses de production. A parc fixé ces dépenses incluent uniquement le combustible et la défaillance.
Sous certaines conditions d'investissement futur (parc adapté), on a l'égalité entre coût à court terme pour une année future et coût à long terme, ce qui permet d'écrire :

Coût de combustible + coût de défaillance = coût d'anticipation

Les coûts de combustible et de défaillance sont des espérances mathématiques. Le coût d'anticipation représente l'annuité d'une nouvelle unité de production. Les critères de planification sont le taux d'actualisation et le coût, pour la collectivité, du kWh demandé mais non fourni, encore appelé coût de la défaillance. Les calculs sont faits à monnaie constante. L'inflation est prise en compte dans l'approche financière.

Des modèles de simulation de la gestion du parc de production permettent d'optimiser cette gestion, et d'identifier les coûts marginaux au cours de l'année, de la saison, du mois ou de la journée. A l'opposé, le coût marginal à long terme, ou coût de développement, fournit seulement une valeur moyenne de ces coûts.

Pour la prise en compte des objectifs financiers (voir ci-après), le coût marginal est adopté comme tarif de la production au titre de la première itération, c'est-à-dire que :

tarif = coût marginal.

Cette approche reste parfaitement valable dans un système libéralisé, dans lequel par exemple l'opérateur historique est largement prépondérant (situation de quasi-monopole), même si d'autres acteurs interviennent du côté de l'offre de production.

Le résultat de la simulation est un ensemble de coûts, en général regroupés dans la journée par postes horaires en heures de pointe, heures pleines et heures creuses. Si les saisons sont marquées, à cause d'une demande nettement plus forte à une certaine période de l'année (par exemple : en hiver) ou à cause d'une offre plus abondante (par exemple : saison des pluies dans un système à dominante hydraulique), des tarifs saisonniers incitent les consommateurs (surtout HT et MT) à restreindre leur consommation lorsque la production est relativement plus coûteuse.

Les coûts de production sont en général exprimés en €/kWh (coût d'énergie), même dans le cas où la structure des coûts est davantage liée à la puissance installée du système de production. C'est le cas par exemple d'un système où l'hydraulique est prépondérante. Dans ce cas les coûts proportionnels, ou coûts de l'énergie produite, sont négligeables, puisque c'est la puissance installée (€/kW) qui représente le poste essentiel de dépenses. Cependant la plupart des clients préfèrent une facture où la part fixe (€/kW) reste modeste. Il en résulte que le plus souvent structure du coût et structure de tarif sont assez éloignées.

Les coûts marginaux de transport et de distribution

Notons de suite qu'à quelques détails près la méthodologie tarifaire est la même pour la distribution et le transport, ce qui permet de ne parler que du second.
Les principes présentés ci-dessus pour la production restent valables pour le transport, avec égalité du coût à court terme (pertes en transport + défaillance) et du coût à long terme (coût d'anticipation d'un investissement nouveau). Des modèles spécialisés peuvent être utilisés à cet effet pour déterminer les coûts à court terme, mais les indivisibilités caractéristiques de l'activité transport rendent le calcul délicat. Ces indivisibilités (règle du n-1, ou règle du n-2) font que le réseau de transport est rarement parfaitement adapté à la demande, contrairement à la production où la capacité d'une centrale nouvelle reste faible par rapport à la pointe du réseau.

Cependant, le coût marginal à long terme est lui-même délicat à définir en raison précisément de ces indivisibilités qui empêchent d'ajuster continûment la capacité des divers éléments de réseau à l'évolution de la demande. Si une fourniture marginale est demandée dans une zone où le réseau est temporairement surdimensionné, le coût de la fourniture sera limité aux pertes supplémentaires qu'elle occasionne. A l'inverse, si cette demande apparaît sur un réseau déjà saturé, il faudra développer de nouvelles capacités et le coût par kW appelé sera alors très important par suite des indivisibilités qui obligeront à surdimensionner ce réseau.

Il est donc clair que le coût marginal à long terme d'une fourniture au niveau de réseaux de transport et de distribution est un concept statistique, défini comme la valeur moyenne du coût lié à cette fourniture marginale pour un niveau donné de qualité de service.

Dans ces conditions, diverses approches sont utilisées par les compagnies d'électricité. On expose ci-après la méthode traditionnelle utilisée par Électricité de France (EDF), qui est encore peu ou prou celle en vigueur au Maroc et en Tunisie et en Algérie pour les tarifs intégrés : il s'agit de la méthode du coût moyen incrémental par kW supplémentaire appelé à la pointe.

Ce coût est obtenu par la formule suivante : Coût moyen incrémental = $\frac{\sum_t D_t(1+a)^{-t}}{\sum_t P_t(1+a)^{-t}}$

Avec les symboles suivants :

D_t: Annuité d'investissement, coûts d'exploitation et d'entretien pendant l'année t, t D

P_t : Accroissement annuel de la puissance de pointe pendant l'année t, t P

a : taux d'actualisation

Les données nécessaires à ce calcul sont fournies par la planification du développement des réseaux, en accord avec l'accroissement de la demande et des capacités de production.

Ce plan de développement fournit les informations suivantes, sur une période prévisionnelle de cinq à dix ans :

- En ce qui concerne la demande : puissances de pointe annuelles à chaque niveau de tension.
- En ce qui concerne les réseaux : caractéristiques techniques des ouvrages (lignes et postes), d'où résultent les montants investis annuellement, et les charges correspondantes pour l'entretien et l'exploitation des nouveaux ouvrages, pour chaque niveau de tension.

Les hypothèses suivantes sont nécessaires pour ce calcul :

- Qualité de service visée, transcrite en coût de défaillance si un modèle de planification est utilisé. Ce paramètre et le taux d'actualisation constituent les critères de base de l'exercice de planification.
- Taux de pertes techniques en haute, moyenne et basse tension, et l'évolution de ces taux en fonction des renforcements planifiés.
- Les coûts annuels d'exploitation et d'entretien en HT, MT et BT, en général exprimés sous la forme d'une fraction des montants immobilisés.

On obtient alors un coût en €/kW pour chaque niveau de tension, coût que l'on peut aussi exprimer en €/kWh à l'aide de la durée d'utilisation de la puissance de pointe à chaque niveau, division de l'énergie appelée par la puissance de pointe annuelle.

B- Approche financière

L'approche économique qui vient d'être décrite permet de connaître la structure de coûts, mais ne garantit pas que ces coûts, transcrits en tarifs, permettent d'atteindre l'équilibre financier, et ceci pour nombre de raisons :

- Seuls sont pris en compte les coûts facilement séparables. Ceux qui le sont moins (ex. : frais de siège, comme dit ci-dessus) ne sont pas intégrés dans le calcul des coûts.
- Les coûts marginaux sont des coûts futurs, dans une industrie où les gains de productivité et les économies d'échelle font que ces coûts futurs sont généralement plus faibles que les coûts à court terme qu'il s'agit de couvrir. Les coûts futurs peuvent cependant être plus élevés lorsque le plan de développement prévoit l'électrification de zones reculées nécessitant des travaux coûteux.
- Des objectifs financiers de rentabilité peuvent être assignés à la compagnie d'électricité par les pouvoirs publics, amenant à publier des tarifs plus élevés que les stricts coûts marginaux.
- Les coûts marginaux n'intègrent pas les coûts de développement passés non encore récupérés par la facturation.

Ces diverses raisons font qu'en général les tarifs basés sur les coûts marginaux ne permettent pas d'obtenir l'équilibre financier souhaité à court terme. Un ajustement financier est alors nécessaire, effectué sur l'ensemble des coûts marginaux. L'expérience montre que cet ajustement est en général inférieur à 10%, sauf dans un contexte de hausse brutale du prix des combustibles.

Cet ajustement financier comprend les opérations suivantes :

- Préparation d'une projection financière à moyen terme de l'ensemble des activités de la compagnie, permettant de déterminer le niveau des recettes requis R' pour une année future de référence. Cet exercice prend souvent le nom de ''business plan''.

- Pour chaque type de clientèle consommant durant cette année future l'énergie N_i, calcul des recettes espérées pour une tarification au coût marginal C_i , soit un montant $N_i \cdot C_i$ pour cette clientèle, et un montant total $\sum_i N_i \cdot C_i = R$
- Détermination de l'ajustement financier nécessaire R'/R, et application de cet ajustement sur chacun des coûts marginaux, qui deviennent alors les tarifs : $\frac{C_i R'}{R} = C_i'$

C- Formulation tarifaire

Reprenant les coûts des activités après ajustement financier (section 2.1.1 ci-dessus), on aboutit à une structure tarifaire alignée sur la structure des coûts et permettant d'atteindre les objectifs financiers de la compagnie[58].

- <u>Clientèle HT</u>
  En général, le coût de production P est exprimé en coût proportionnel (par kWh consommé), et le coût du transport T en coût fixe (par kW de puissance souscrite). D'où le tarif de la clientèle transport :
  - Prime fixe = T par kW souscrit
  - Prix proportionnel = P par kWh consommé, décliné en postes horaires, saisons, etc. … et tenant compte des pertes en transport.

  Si plusieurs niveaux haute tension coexistent, le prix P reste identique aux deux niveaux (ex. : 400 et 225 kV), aux pertes près. Donc le prix d'énergie P' du niveau 225 kV est un peu plus élevé que le prix d'énergie du niveau 400 kV (P'>P). Le prix T est égal à la prime fixe T1 pour le 400 kV et à la somme T1 et T2 du 400 et du 225 kV pour le niveau 225 kV, T1 étant en outre augmenté des pertes du 225 kV et devenant T'1>T1.
  D'où les deux formules tarifaires :

  - pour le 400 kV : prime fixe : T1
    prix proportionnel P
  - pour le 225 kV : prime fixe : T'1 + T2
    prix proportionnel P'

- <u>Clientèle MT et BT</u>
  Le même processus est repris pour la distribution. Toutes les dépenses amont (production et transport) sont affectées au prix d'énergie, tandis que la prime fixe représente le coût de développement du réseau de distribution.

  Cette approche, quasi universelle dans les compagnies d'électricité, permet de limiter le poids de la prime fixe, en faisant porter presque toute la facture sur le prix d'énergie, ce qui est plus acceptable pour les abonnés basse tension, qui représentent en nombre (mais pas forcément en consommation) la quasi-totalité de la clientèle.

[58] OLIVIER COÛTARD, Une analyse économique de l'accès aux réseaux électrique d'interconnexion, 1999, thèse de doctorat de l'Ecole Nationale des ponts et chaussées.

Annexe B. La formule de base du Price Cap

Dans sa formule la plus simple, la formule de Price Cap permet à l'opérateur d'augmenter ses prix annuellement ou selon une périodicité plus longue (par exemple 2 années) à un taux égal au taux d'inflation moins un taux présumé d'augmentation de la productivité, soit :

[Prix possible pour l'année *t*] ≤ [Prix année *t-1] (1 + I + X)*

Où :

I : Facteur d'inflation pour l'année

X : Facteur de productivité

Si par exemple, le prix d'un service régulé pour l'année t est de 100, le taux d'inflation de 5% et le facteur de productivité de 3%, alors le prix du service pour l'année t+1 ne peut excéder:

100 (1+5%-3%)=102

Cet exemple montre que l'opérateur peut augmenter ses prix afin d'inclure les effets de l'inflation. L'exemple assume par ailleurs que les gains de productivité du secteur d'activité de l'opérateur seraient au minimum de 3%. En diminuant les prix de 3%, le régulateur exige de l'opérateur de faire bénéficier les consommateurs de cette augmentation de la productivité.

Dans cet exemple, si l'opérateur fait preuve d'une efficacité de telle sorte que les gains de productivité soient supérieurs à 3%, alors les bénéfices induits lui reviennent. Par conséquence, les gains de productivité au-delà de 3% constituent une incitation à être efficace.

A- Le facteur d'inflation

Le facteur d'inflation (facteur I) doit permettre de prendre en considération l'évolution des coûts de l'opérateur. Pour l'estimation du changement du prix des inputs de l'opérateur, les régulateurs se basent sur le taux d'inflation de la période écoulé. Il est en effet très délicat de chercher à prévoir le taux d'inflation car cette opération est complexe et ne fait pas l'unanimité parmi les spécialistes. L'inconvénient principal du fait de se baser sur le taux d'inflation passé apparaît lorsque le taux d'inflation varie fortement d'une période à l'autre.

Sélection du taux d'inflation

Dans une économie, il peut exister plusieurs mesures de taux d'inflation : Prix des biens et services à la consommation (RPI : Retail Price Index –RPI), Prix des biens et services de production.

Une autre classification existe pour le taux d'inflation :

- Mesure globale : Le taux d'inflation mesure la variation globale des prix
- Mesure sectorielle : Le taux d'inflation mesure la variation des prix dans un secteur donné.

Pour le choix du facteur d'inflation, les principaux critères de sélection sont :

Le facteur doit refléter le changement des coûts de l'opérateur

La mesure choisie doit être crédible : non manipulable et ne faisant pas l'objet de modification fréquente disponible selon une périodicité stable et à temps pour tenir compte dans les délais de l'évolution des coûts

De nombreux régulateurs en Europe retiennent l'indice des prix de détail à la consommation comme facteur d'inflation. Ceci explique d'ailleurs pourquoi la régulation par le Price Cap est souvent désignée par la régulation "RPI-X" et ce, suite à son introduction par le Royaume-Uni au début des années 80 pour la régulation de British Telecom après sa privatisation.

Pour le secteur électrique, il peut être préférable de remplacer le taux d'inflation par une moyenne entre le taux d'inflation et le taux de variation du prix des sources primaires d'énergie.

Période d'ajustement à l'inflation

Le régulateur doit décider de la périodicité de la révision des prix. Dans les pays industrialisés, la période d'ajustement est ordinairement d'une ou deux années. Cette option est acceptable lorsque le taux d'inflation est relativement faible et stable.

Lorsque le taux d'inflation est relativement élevé, la période d'ajustement peut être 3 ou 6 mois, ceci afin de ne pas pénaliser l'opérateur.

La fréquence de l'ajustement ne doit cependant pas être trop élevé car il faut tenir compte du coût administratif du changement des prix.

B- Le facteur de productivité

La formule du Price Cap inclue un facteur de productivité qui vise à estimer l'accroissement anticipé de la productivité de l'opérateur durant la période concernée. La présence de cette variable dans la formule du Price Cap permet de s'assurer que les consommateurs reçoivent partiellement ou totalement les bénéfices de gains de productivité conduisant à des baisses de coût.

Le choix approprié du facteur X est souvent le sujet le plus controversé de la formule de Price Cap :

- Si X est trop faible, cela peut permettre à l'opérateur d'obtenir des profits en excès, ce qui peut susciter de la suspicion à l'égard du régulateur (cf. théorie de la capture)

- Si X est trop élevé, cela peut provoquer des déficits financiers de l'opérateur. Une des conséquences est le risque de sous-investissement.

Détermination du facteur X

Le facteur X dépend de deux éléments :

- L'accroissement passé de la productivité de l'opérateur
- Les changements structurels dans l'environnement de l'opérateur (introduction de la régulation par le Price Cap, privatisation, …)

Deux approches existent pour déterminer l'accroissement passé de la productivité

- L'approche historique
- L'approche comparative (Benchmark)

Dans l'approche historique, on se base sur l'information relative à la performance passée de l'opérateur. L'approche comparative intervient lorsqu'on considère que la productivité passée n'est pas un bon indicateur de la productivité passée. C'est le cas notamment lorsque la gestion passée est considérée comme étant non efficace ou lorsque le secteur a connu des changements structurels importants. L'approche comparative est également utilisée lorsque le régulateur ne dispose pas de données historiques.

L'approche historique

La productivité est la mesure de l'efficacité de l'emploi d'inputs pour obtenir des outputs. C'est une mesure de l'efficacité opérationnelle.

Une mesure habituelle de la productivité est la production par employé. On l'appelle également productivité du travail. Elle est égale à :

$$\frac{Quantité\ produite\ du\ bien\ ou\ service\ i}{Nombre\ d'empployés}$$

Cette mesure est cependant incomplète car elle ne tient pas compte de l'investissement et la possibilité d'opérateurs multi–produits. Une mesure de productivité plus globale prend en considération tous les outputs et tous les inputs. On mesure la quantité de l'output et de l'input par des indices *Q* et *Z* à prix constants pour mesurer l'évolution des quantités des principaux biens.

Méthodologie générale d'estimation de l'accroissement passé de la productivité

	t-1	t	Δ
Indice agrégé de l'output	Q_{t-1}	Q_t	ΔQ
Indice agrégé de l'input	Z_{t-1}	Z_t	ΔZ
Productivité Globale	$\frac{Q_{t-1}}{Z_{t-1}}$	$\frac{Q_t}{Z_t}$	

L'accroissement passée de la productivité est donnée par :

$$\frac{Q_t}{Z_t} - \frac{Q_{t-1}}{Z_{t-1}} = \frac{Q_{t-1}(1+q)}{Z_{t-1}(1+z)} - \frac{Q_{t-1}}{Z_{t-1}} = \frac{Q_{t-1}}{Z_{t-1}}\left(\frac{1+q}{1+z} - 1\right) = \frac{Q_{t-1}}{Z_{t-1}}\left(\frac{q-z}{1+z}\right)$$

Le taux d'accroissement de la productivité est :

$$\left(\frac{q-z}{1+z}\right)$$

Avec :

q : Taux d'augmentation de l'indice de la productivité

z : Taux d'accroissement de l'indice des inputs

Par exemple, si la production a augmenté (en quantité) de 5% et la consommation des inputs (en quantité) de 2%, alors la productivité aura augmenté de $\left(\frac{5\%-2\%}{1+2\%}\right)$ = 2.94%

Ajustement de la productivité historique

Plusieurs régulateurs ajustent l'accroissement de la productivité historique pour tenir compte de changements significatifs dans l'environnement opérationnel de l'opérateur régulé. Parmi les facteurs d'ajustement, figurent : l'effet incitatif de la régulation, la privatisation, …

L'estimation de ces ajustements se fait sur la base d'études statistiques ou de benchmark.

Méthode de benchmark (référence, repère)

Dans certains cas, la productivité passée n'est pas considérée comme un bon indicateur de la productivité anticipée. Ceci est notamment le cas lorsque le secteur d'activité concernée n'a pas été géré de façon efficiente ou connaît des changements radicaux. Dans ce cas, l'appréciation du régulateur peut se baser sur l'existence de références pouvant être obtenues à partir d'expériences internationales.

Le recours à la méthode de benchmark peut en fait être la seule possibilité lorsque l'opérateur ne dispose pas de données statistiques et comptables relatives à la production et aux coûts.

Lors du recours à la méthode de benchmark dans un pays en développement, il y a lieu de tenir compte des éléments suivants :

- L'existence de fortes potentialités en matière de développement favorise le choix d'un facteur X élevé
- L'instabilité institutionnelle et économique n'est pas favorable à l'amélioration de la productivité

- Le risque élevé de ces économies peut amener le régulateur à ne pas fixer un facteur X élevé, ceci afin d'attirer les capitaux, notamment étrangers.

En France par exemple, en application de l'article 3 du règlement européen n° 1228/2003 du 26 juin 2003, La Commission de Régulation de l'Energie demande au gestionnaire du réseau de réduire la somme des charges de personnel et des consommations externes de 3 % en euros courants.

L'étude de l'expérience de la régulation des télécoms à travers le monde fait ressortir quelques renseignements :

- Comme niveau initial du facteur X, plusieurs régulateurs ont commencé par un taux entre 3,5% et 4,5%.
- La valeur du facteur X a eu tendance par la suite à augmenter reflétant deux phénomènes :
    - L'ouverture du marché a conduit à une plus grande efficacité dans la gestion du secteur des télécoms
    - Le régulateur commence le mécanisme par une valeur faible du facteur X, ceci étant le résultat d'une attitude de prudence

C- Le facteur qualité

Un opérateur soumis à la formule de Price Cap peut être incité à réduire la qualité du service pour augmenter ses profits. Le régulateur peut introduire un facteur qualité dans la formule de Price Cap pour tenir compte de cette possible déviation.

La formule de Price Cap devient dans ce cas :

$$P_t \leq P_{t-1} (1 + I_{t-1} - X \pm Q_{t-1})$$

L'objectif de l'inclusion du facteur Q est qu'une réduction de la qualité du service induise une baisse des prix. De même, une amélioration de la qualité devrait conduire à une augmentation des prix. De ce fait, cette approche introduit une incitation à améliorer la qualité. Cette approche commence à être introduite par quelques états des USA pour la régulation du secteur des télécoms (Rhode Island, Colombia).

Cette approche est relativement complexe à mettre en place et peu de régulateurs l'appliquent. Une autre alternative, plus traditionnelle, consiste à définir un ensemble minimal d'indicateurs de qualité, notamment à travers un cahier des charges et instaurer des pénalités en cas de manquement.

D- Extensions du Price Cap

Services régulés versus services non régulés

Avant d'établir une formule de Price Cap, le régulateur doit déterminer les services qui ne font pas l'objet de régulation. Ce sont les services pour lesquels l'opérateur n'a pas le monopole.

Révision du facteur X

Plus est longue la période de validité d'un niveau donné du facteur X, plus est forte l'incitation du monopoleur à améliorer la productivité. Mais la révision du facteur X est nécessaire pour l'ajuster :

- A la baisse s'il a été fixé trop haut causant des pertes à l'opérateur
- A la hausse s'il a été fixé trop bas permettant à l'opérateur de réaliser des surprofits

L'arbitrage court terme / long terme

Lors de l'établissement ou de la révision du facteur X, le régulateur souhaite fixer celui-ci à un niveau élevé pour faire bénéficier les consommateurs des gains de productivité. Mais en dynamique, cette politique peut être néfaste aux consommateurs. En effet, la relation régulateur/opérateur est un jeu dynamique où chacun des joueurs peut observer l'histoire du jeu. Si le régulateur fixe un facteur X élevé, la meilleure réponse de l'opérateur pourrait être de ne pas fournir suffisamment d'effort de gain de productivité, ce qui n'est pas la meilleure évolution pour les consommateurs.

Annexe C : Données de la SONELGAZ pour le calcul du tarif binôme du transport d'électricité

Evolution de la consommation d'Electricité par niveau de tension sur une periode minimale de 10 ans (2003-2013)

Niveau de consommation Gwh	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	29192	30885	33525	34922	36951	39986	42770	451725,5	48871,8	54086,4	56162,8		
Consommation de la clientèle HT	5180	5401	5798	6182	6543	6783	7035	7219,5	7816,3	8169,2	8525,2		
Consommation de la clientèle MT	7828	7996	8367	8614	8951	9521	9775	10200,5	10878,7	11864,9	12368,1		
Consommation de la clientèle BT	11928	12513	13149	13817	14824	16283	17006	18382,6	20204,8	23116	24156,8		

pour les besoins du calcul du tarif binome

Quantités d'electricité transportées par niveau de tension kwh

HT			7517	7871	8140	8475	8896	9258,1	10174,2	10714,7	11111,9		
Durée d'utilisationn de la puissance de pointe (heures) d'une année donnée "après 2005"			3519,64	3910,71	3910,71	4301,79	3910,71	3910,71	4692,86	5083,93	5475,00		
Puissance de pointe (MW) d'une année donnée			5921	6057	6411	6925	7280	7718	8606	9777	10464		
perte en transport GWh			1719	1689	1597	1692	1861	2038,6	2357,9	2545,5	2586,7		
taux de perte en transport (%)			5,13	4,84	4,32	4,23	4,35	0,45	4,82	4,71	4,61		
Cout de la production DA/Kwh													
Cout du transport DA/KWH			0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66

Chiffre d'affaire

GRTE		17 709.2	20 360.3	21936,00	23742,00	26095,00	26523,00	28798,00	31321,52	34948,67	35766,56		
SONELGAZ GROUPE en 10^5DA	78292,40	88255,59	100604,00	114444,00	125852,00	137551,00	161980,00	224242,00	191864,00	203971,00	236093,00		
Prix de Transit DA/kWh							0,82	0,77	0,84	0,86	0,86	0,86	0,94