



Université d'Oran 2

Faculté des Sciences Économiques, Commerciales et des Sciences de Gestion

**THESE**

Pour l'obtention du diplôme de Doctorat en Sciences  
En Sciences Commerciales

**La gestion déléguée des services publics en Algérie : la concession  
de la distribution de l'électricité et du gaz.**

Présentée et soutenue publiquement par :  
Mme. GHARBI Amal Hadjbia

Devant le jury composé de :

M.SALEM Abdelaziz	Professeur	Université d'Oran 2	Président
M. DERBAL Abdelkader	Professeur	Université d'Oran 2	Rapporteur
M.MALIKI Samir Baha Eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Co-rapporteur
M.SENOUCI Benabou	Professeur	ESEO	Examineur
M.KADDOUR Benabbad Kada	Maitre de conférence A	Université d'Oran 2	Examineur
M.AMARI Salah Eddine Sofiane	Maitre de conférence A	ENPO	Examineur

Année 2021

## « La gestion déléguée des services publics en Algérie : la concession de la distribution de l'électricité et du gaz ».

### Résumé :

La concession des distributions de l'électricité et du gaz en Algérie, est un nouveau mode de gestion déléguée, prévu par la loi n° 02-01 du 5 février 2002, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations en Algérie. Dans une démarche d'adaptation et de modernisation, pour une ouverture du marché à la concurrence, la Sonelgaz a procédé à des changements qui impliquent l'autorité concédante, les concessionnaires de distribution, et l'organisme de régulation. Afin de s'assurer de la performance des concessionnaires, des indicateurs ont été mis en place pour honorer les objectifs assignés dans le plan d'engagement de ces concessions. À travers une approche mixte nous avons, dans un premier temps, constaté la tendance évolutive de ces indicateurs, dans laquelle nous avons pu constater les difficultés des DD à atteindre les objectifs. Ensuite nous avons essayé de connaître ces difficultés par l'élaboration d'une enquête par questionnaire. À l'issue de cette dernière, nous avons pu conclure que les facteurs techniques et matériels, sont les principales causes de ces défaillances.

**Mots clés :** gestion déléguée, concession, Sonelgaz, distribution de l'électricité et du gaz, Indicateurs de performance, Algérie.

## « Delegated management of public services in Algeria: the concession electricity and gas distribution »

### Abstract :

The concession of electricity and gas distribution in Algeria is a new mode of delegated management, provided for by Law No. 02-01 of February 5, 2002, relating to electricity and the distribution of gas by pipelines in Algeria. In an adaptation and modernization process, to open up the market to competition, Sonelgaz has made changes that involve the licensing authority, the distribution dealerships, and the regulatory body. In order to ensure the performance of the dealers, indicators have been put in place to meet the objectives assigned in the commitment plan of these dealerships. Through a mixed approach, we first noticed the evolutionary trend of these indicators, in which we were able to observe the difficulties of the SDs in reaching the objectives. Then we tried to know these difficulties by developing a questionnaire survey. At the end of the latter, we were able to conclude that technical and material factors are the main causes of these failures.

**Key words :** Delegated management, Concession, Sonelgaz, distribution of electricity and gas, Performance indicators, Algeria.

## "تفويض إدارة الخدمات العامة بالجزائر: الامتياز

### توزيع الكهرباء والغاز"

### الملخص:

امتياز توزيع الكهرباء والغاز في الجزائر هو نمط جديد للإدارة المفوضة، المنصوص عليه في القانون رقم 02-01 المؤرخ 5 فبراير 2002، المتعلق بالكهرباء وتوزيع الغاز عن طريق الأنابيب في الجزائر. في عملية التكيف والتحديث، لفتح السوق للمنافسة، أجرت ، سونلغاز تغييرات تشمل سلطة الترخيص وأصحاب امتياز التوزيع والهيئة التنظيمية. من أجل ضمان أداء المتعاملين، تم وضع مؤشرات لتلبية الأهداف المحددة في خطة التزام هذه الوكلاء. من خلال نهج مختلط ، لاحظنا أولاً الاتجاه التطوري لهذه المؤشرات ، حيث تمكنا من ملاحظة الصعوبات التي تواجه SDS في الوصول إلى الأهداف. ثم حاولنا معرفة هذه الصعوبات من خلال تطوير استبيان. في نهاية هذا الأخير ، تمكنا من استنتاج أن العوامل الفنية والمادية هي الأسباب الرئيسية لهذه الإخفاقات.

**كلمات مفتاحية :** الإدارة المفوضة ، الامتياز ، سونلغاز ، توزيع الكهرباء والغاز ، مؤشرات الأداء ، الجزائر.

## Citation

*« Pour ce qui est de l'avenir, il ne s'agit pas de le prévoir, mais de le rendre possible ».*

*- Antoine de Saint-Exupéry -*

## *Remerciements*

*Je remercie Dieu, pour m'avoir aidé et donné le courage à terminer cette thèse.*

*Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mon directeur de thèse Mr DERBAL Abdelkader (professeur à l'université d'Oran 2) et à mon co-encadrant Monsieur MALIKI Samir Baha Eddine (université de Tlemcen), pour leurs judicieux conseils.*

*Je tiens également à témoigner ma reconnaissance et ma gratitude à :*

*\*Mr MESSAHEL Abdallah (Enseignant-chercheur à l'USTO) ;*

*\* Mme ATIMEN Wassila (Cadre responsable à la CREG) ;*

*\*Mme BENLAZAAR Naoual Leïla (Cadre responsable à la Sonlegaz/RDO) ;*

*\*Ma famille et ma belle-famille ;*

*\*Toute personne ayant contribué de près ou de loin dans l'achèvement de ce document ;*

*pour leurs précieuse aide, pour la réalisation de ce modeste travail.*

## *Dédicaces*

Je dédie ce modeste travail en premier lieu à mon beau-père MESSAHEL Abdellah, ta bonté  
reste encore gravée dans ma mémoire, j'imagine quelle serait ta joie aujourd'hui, j'aurai  
tellement voulu que tu assistes à l'aboutissement de ces années de dur labeur, El  
Hamdoulillah Dieu en a décidé autrement. Que Dieu t'accorde la paix éternelle et t'accueille  
dans son vaste paradis.

Je dédie en second lieu ce travail à chaque membre de ma chère famille : ma mère, mon père,  
mes frères et sœurs, mon mari, mes enfants et ma belle-mère.

## **Table des matières**

<u>Introduction générale</u> .....	1
<u>Chapitre I</u> : approches et concepts théoriques sur la gestion déléguée des services publics et la performance de leur gestion... ..	7
<u>Section I</u> : la gestion des entreprises de réseau vue par les théories organisationnelles.....	9
1. Présentation des théories organisationnelles qui ont contribué dans l'industrie des réseaux énergétique .....	10
1.1. La théorie des coûts de transaction.....	10
1.1.1. Les fondements de base de l'économie des coûts de transaction .....	11
1.1.2. La nature des coûts de transaction... ..	13
1.1.3. La gouvernance des relations contractuelles .....	13
1.2. La théorie de la concurrence imparfaite .....	15
1.2.1. Le monopole.....	15
1.2.2. L'intégration verticale .....	19
1.3. La théorie des marchés contestables.....	21
1.4. La théorie des droits de propriété et la théorie de l'agence .....	23
2. L'apport des principales théories économiques dans le sujet de l'énergie.....	24
2.1. L'apport de la théorie des coûts de transaction .....	24
2.2. L'apport de la théorie de la concurrence imparfaite.....	25
2.3. L'apport de la théorie des marchés contestables... ..	26
2.4. Ouverture du marché de l'électricité et du gaz à la concurrence.....	26
<u>Section II</u> : la gestion déléguée des services publics.....	30
1. Le service public.....	31
1.1. Notions générales sur le service public .....	31
1.2. Le fonctionnement des services publics .....	32
1.2.1. La continuité du service public.....	32
1.2.2. L'égalité des usagers .....	33
1.2.3. L'adaptation du service public .....	33
2. La gestion déléguée des services publics .....	33
2.1. Les types de contrats de délégation des services publics .....	35

2.1.1.	Les concessions...	35
2.1.2.	L'affermage	36
2.1.3.	La régie intéressée	36
2.2.	L'efficacité des modes de gestion des services publics	37
2.3.	Les difficultés de la mise en œuvre des modes de gestion...	39
3.	La concession du service public	42
3.1.	La différence entre la concession et d'autres modes de gestion	42
3.2.	Le contrat de concession	43
3.3.	Les principes de la concession de service public	43
3.4.	Étude de la concession des services publics	43

Section III : la performance de la gestion des services publics dans le cadre du nouveau management public .....47

1.	La nouvelle gestion publique ou le nouveau management public (New public management)	48
1.1.	Le nouveau management public et le modèle hiérarchique wébérien	49
1.2.	Le nouveau management public d'un point de vu théorique	49
1.3.	L'application du nouveau management public	50
1.4.	Les conséquences et les limites du NMP	52
2.	L'analyse de la performance	53
2.1.	Définition de la performance	53
2.2.	Les dimensions de la performance	54
2.3.	Indicateurs et processus de mesure de la performance	55
2.3.1.	Indicateur de performance	55
2.3.2.	Mesurer la performance	56
2.4.	La performance des entreprises	57
2.5.	La performance des entreprises relevant du secteur public	59
2.5.1.	La démarche de la performance des services publics	60
2.5.2.	Les outils de la performance des services publics	61
2.5.3.	Le contrôle et l'amélioration de la performance des services publics	62

<u>Chapitre II</u> : la régulation des industries de réseaux : le cas du secteur de l'électricité et du gaz .....	66
<u>Section I</u> :le monopole naturel et la régulation du marché électrique et gazier .....	69
1. Le réseau électrique et gazier .....	70
2. Les marchés de l'électricité et du gaz.....	71
3. Les monopoles de l'électricité et du gaz .....	71
4. Structures organisationnelles et partenariat public-privé .....	73
5. La restructuration des industries de l'électricité et du gaz .....	74
6. Les caractéristiques économiques des industries de réseaux.....	76
6.1. Les économies d'échelle.....	76
6.2. Les économies d'envergure .....	76
6.3. Les fortes externalités dans les réseaux .....	77
6.4. Une mission du service public.....	78
7. Description de l'industrie du réseau électrique et gazier.....	80
8. La réglementation et la déréglementation du marché énergétique .....	82
8.1. La contestabilité des marchés énergétiques permet une baisse de prix en faveur du consommateur grâce à la concurrence.....	84
8.2. Les réglementations tarifaires des entreprises sont jugées inefficaces... ..	85
8.3. L'inefficacité des monopoles publics... ..	86
9. L'application de la délégation des marchés électrique et gazier .....	87
9.1. L'accès aux réseaux de transport et de distribution.....	87
9.2. L'accès aux ressources énergétiques... ..	88
9.3. Flexibilité aux sources d'approvisionnement... ..	88
10. Le service public des réseaux de l'électricité et du gaz.....	89
10.1. Les missions du régulateur... ..	91
10.2. Le contrôle par le régulateur.....	91
11. Le développement technique et technologique dans la gestion du réseau électrique et gazier	92
<u>Section II</u> : exposé de quelques expériences internationales dans la gestion du secteur de l'électricité et du gaz .....	95



1.	Les débuts du mouvement de libéralisation du marché de l'énergie dans le monde.....	98
2.	L'expérience Européenne .....	99
2.1.	Le Royaume-Uni .....	100
2.2.	La France .....	102
3.	L'expérience américaine .....	106
4.	L'expérience Maghrébine.....	111
4.1.	Le Maroc .....	111
4.2.	La Tunisie.....	118
4.3.	Comparaison des situations de l'Algérie-Le Maroc et de la Tunisie relatives au processus de réforme du secteur électrique .....	123

<u>Chapitre III</u> : la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie : entre monopole et concurrence .....	128
---	-----

<u>Section I</u> : présentation du secteur électrique et gazier Algérien. ....	130
--	-----

1.	Évolution du secteur public en Algérie .....	131
2.	Les causes des mutations dans l'industrie électrique et gazière en Algérie .....	132
3.	« La Sonelgaz » l'opérateur historique.....	133
3.1.	Historique de « la Sonelgaz ».....	133
3.2.	Les activités de la Sonelgaz.....	136
3.2.1.	La production de l'électricité.....	136
3.2.2.	L'interconnexion... ..	138
3.2.3.	Le transport.....	138
3.2.4.	La distribution... ..	141
3.3.	Les énergies renouvelables en Algérie : au cœur des activités énergétique.....	143
3.3.1.	Potentiel et défis... ..	143
3.3.2.	Énergies renouvelables et distribution de l'électricité en Algérie.....	148

<u>Section II</u> : la concession de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.....	152
---	-----

1.	L'activité de distribution de l'électricité et du gaz comme service public : missions et attributions.....	153
----	--	-----

2.	L'organisation de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie .....	153
3.	Présentation de la SADEG... .....	155
4.	Les attentes des parties prenantes des sociétés de distribution de la Sonelgaz.....	156
5.	Les orientations stratégiques des sociétés de distribution de la Sonelgaz .....	157
6.	L'enjeu financier du concessionnaire .....	159
7.	L'organisme de régulation.....	160
7.1.	Les missions d'audit organisées par la CREG.....	162
7.2.	Le pouvoir de sanction de la CREG .....	162
7.3.	Jumelage de la CREG avec des régulateurs internationaux .....	162
8.	Les grandes lignes de la loi n° 02-01 du 05 février 2001 sur la distribution.....	163
8.1.	Les objectifs de la loi.....	163
8.2.	Les mécanismes de la mise en œuvre de la loi .....	163
9.	La mise en place du processus de concession dans la gestion du réseau de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.....	164
9.1.	La transition vers le régime de concession de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie .....	164
9.1.1.	Les dispositions législatives et réglementaires .....	164
9.1.2.	Transition opérationnelle.....	166
9.2.	Les plans d'engagements.....	169
<u>Chapitre IV</u> : étude et analyse de l'évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.....		174
<u>Section I</u> : présentation et compréhension des indicateurs de performance suivie par la CREG .....		175
1.	Les ajustements apportés aux indicateurs de performance et au processus de leur suivi.....	176
2.	Évolution des indicateurs de performance .....	176
3.	Comprendre les indicateurs de performance étudiés.....	179
3.1.	Volet technique... .....	179
3.2.	Volet commercial.....	185
3.3.	Volet financier... .....	191

<u>Section II</u> : analyse de l'évolution de la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz .....	194
1. Présentation de la démarche .....	195
2. Évolution des indicateurs de performance par filiale de distribution.....	196
2.1. Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution du centre (RDC).....	196
2.2. Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'est (RDE).....	201
2.3. Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'ouest (RDO).....	206
2.4. Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la société de distribution d'Alger (SDA).....	210
3. La synthèse de l'étude.....	214
<u>Section III</u> : étude de la performance des concessions : enquête par questionnaires pour le cas des concessions de distribution de la région Ouest (RDO).....	218
1. Les étapes de construction de l'enquête.....	219
1.1. Objet de l'enquête .....	219
1.2. Cadre, approche et techniques utilisées dans l'enquête.....	219
1.3. Conception du questionnaire.....	220
1.4. Déroulement de l'enquête .....	221
1.5. Traitement et analyse des données.....	221
2. Présentation et analyse des résultats de l'enquête .....	223
2.1. Identification des concessions de distribution (partie I du questionnaire).....	223
2.2. Appréciation des indicateurs de performance par le concessionnaire (partie II du questionnaire).....	225
2.2.1. Le volet technique relatif à la distribution de l'électricité .....	225
2.2.2. Le volet technique relatif à la distribution du gaz .....	234
2.2.3. Le volet commercial relatif à la distribution l'électricité .....	238
2.2.4. Le volet commercial relatif à la distribution du gaz.....	246
2.2.5. Le volet financier relatif à la distribution de l'électricité.....	251
2.2.6. Le volet financier relatif à la distribution du gaz .....	258

2.3. Appréciation générale du service public par rapport aux contraintes endogènes et exogènes (partie III du questionnaire)...	265
3. Synthèse des résultats de l'enquête et conclusion de l'enquête...	277
<u>Conclusion générale</u> .....	281
<u>Bibliographie</u> .....	286
<u>Annexes</u> .....	299

## **Liste des tableaux**

<b>Tableau n° 01</b> : les types de barrières à l'entrée .....	22
<b>Tableau n° 02</b> : les schémas dominants de JOSKOW P. (2000) .....	28
<b>Tableau n°03</b> : résumé des propositions pour une nouvelle gestion publique.....	51
<b>Tableau n° 04</b> : définitions de la performance .....	53
<b>Tableau n° 05</b> : les types de mesures de performance .....	57
<b>Tableau n° 06</b> : la qualité des outils de la performance .....	62
<b>Tableau n°07</b> : tableau comparatif des spécificités des ressources électriques et gazières ....	90
<b>Tableau n°08</b> : les opportunités d'échanges entre l'Algérie, le Maroc et la Tunisie dans le secteur de l'électricité.....	125
<b>Tableau n°09</b> : les faits marquants de l'évolution du secteur public Algérien .....	131
<b>Tableau n°10</b> : la transition organisationnelle de la Sonelgaz de l'indépendance à ce jour	154
<b>Tableau n°11</b> : attentes des parties prenantes des sociétés de distribution de l'électricité et du gaz .....	157
<b>Tableau n°12</b> : les orientations stratégiques des sociétés de distribution de l'électricité et du gaz .....	158
<b>Tableau n°13</b> : l'évolution des concessions de la Sonelgaz par société de distribution .....	167
<b>Tableau n° 14:</b> évolution des indicateurs de performance du volet commercial par plan d'engagements.....	177
<b>Tableau n°15</b> : évolution des indicateurs de performance du volet financier par plan d'engagements.....	178
<b>Tableau n° 16</b> : évolution des indicateurs de performance du volet technique par plans d'engagements.....	178
<b>Tableau n°17</b> : évolution des indicateurs de performance du volet sécurité par plans d'engagements.....	179

<b>Tableau n° 18</b> : les engagements d'EDF pour améliorer la qualité de tension et pour assurer la continuité de l'alimentation.....	183
<b>Tableau n° 19</b> : les offres d'EDF pour l'amélioration de la qualité et la fiabilité de la qualité de l'alimentation.....	188
<b>Tableau n° 20</b> : taux d'atteinte d'objectif par indicateur et par SDA/RDX.....	214
<b>Tableau n°21</b> : taux d'atteinte d'objectif par indicateur et par SDA/RDX.....	216
<b>Tableau n°22</b> : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet technique électricité.....	233
<b>Tableau n°23</b> : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet technique gaz.....	238
<b>Tableau n°24</b> : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet commercial électricité.....	245
<b>Tableau n°25</b> : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet commercial gaz.....	250
<b>Tableau n°26</b> : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet financier électricité.....	257
<b>Tableau n°27</b> : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet financier gaz.....	264
<b>Tableau n°28</b> : les méthodologies (techniques et technologies) adoptées par les concessions pour l'amélioration des indicateurs techniques.....	271
<b>Tableau n° 29</b> : les méthodologies (techniques et technologies) adoptées par les concessions de distribution pour l'amélioration des indicateurs commerciaux de performance.....	272
<b>Tableau n°30</b> : les types de changements constatés entre la période antérieure au régime de concession et celle de la période actuelle.....	275

## **Liste des figures**

<b>Figure n°01</b> : les trois dimensions des indicateurs de performances .....	55
<b>Figure n° 02</b> : schéma des notions de la performance (Modèle de GIBERT).....	58
<b>Figure n° 03</b> : les principales composantes de la performance globale .....	59
<b>Figure n° 04</b> : le cadre logique de la démarche de performance des services publics .....	61
<b>Figure n°05</b> : les externalités dans les réseaux.....	78
<b>Figure n°06</b> : marché réglementé (Exemple de l'électricité) .....	84
<b>Figure n°07</b> : marché déréglementé (Exemple de l'électricité) .....	84
<b>Figure n°08</b> : réglementation tarifaire et l'inefficacité informationnelle .....	86
<b>Figure n° 09</b> : comparaison entre l'Algérie, le Maroc, la Tunisie et l'UE en matière de libéralisation du secteur de l'énergie.....	124
<b>Figure n° 10</b> : les faits marquants de la Sonelgaz .....	134
<b>Figure n° 11</b> : les faits marquants de la Sonelgaz (la suite) .....	135
<b>Figure n° 12</b> : carte de l'irradiation globale directe annuelle moyenne (Période 2002-2011).....	144
<b>Figure n° 13</b> : Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).....	145
<b>Figure n°14</b> : la consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 Par filière .....	146
<b>Figure n°15</b> : les résultats attendus du programme .....	148
<b>Figure n°16</b> : séparation des activités de la Sonelgaz .....	150
<b>Figure n°17</b> : schéma cible de la réforme (exemple du marché électrique).....	150
<b>Figure n°18</b> : la carte géographique des régions de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.....	156
<b>Figure n°19</b> : organisation de la CREG .....	160

<b>Figure n°20</b> : échancier réglementaire de mise en œuvre des dispositions du décret 08-114.....	171
<b>Figure n° 21</b> : les quatre phases de traitement de la demande du client.....	186
<b>Figure n°22</b> : classification des réclamations des clients de la DD par nature et par énergie .....	190
<b>Figure n° 23</b> : évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution du centre (RDC).....	200
<b>Figure n° 24</b> : évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'est (RDE) .....	205
<b>Figure n° 25</b> : évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'ouest (RDO).....	209
<b>Figure n° 26</b> : évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la société de distribution d'Alger (SDA).....	213
<b>Figure n°27</b> : taux d'atteinte d'objectif par années et par SDA/RDX.....	216
<b>Figure n° 28</b> : représentation graphique du nombre d'abonnés par DD .....	225
<b>Figure n°29</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIDI BT suite incident.....	226
<b>Figure n°30</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIDI HTA suite incident .....	228
<b>Figure n°31</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIFI BT suite incident.....	229
<b>Figure n°32</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIFI HTA suite incident .....	231
<b>Figure n°33</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur TMC suite incident.....	235
<b>Figure n°34</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur FMC suite incident .....	237



<b>Figure n°35</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour les branchements simples (électricité) .....	240
<b>Figure n° 36</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour les extensions de réseaux .....	241
<b>Figure n°37</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DRR (électricité) .....	243
<b>Figure n°38</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour un branchement simple (gaz) .....	247
<b>Figure n°39</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour une extension de réseau (gaz) .....	248
<b>Figure n°40</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DRR (gaz).....	249
<b>Figure n°41</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur TP HTA et BT .....	252
<b>Figure n°42</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC BT AO .....	253
<b>Figure n°43</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC BT FSM.....	255
<b>Figure n°44</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC client HTA.....	256
<b>Figure n°45</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur TP sur les réseaux MP/BP.....	259
<b>Figure n° 46</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC client BP AO .....	260
<b>Figure n°47</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC BP FSM.....	262

<b>Figure n°48</b> : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC clients MP .....	263
<b>Figure n°49</b> : le taux de réponse sur la nécessité ou non de rajouter d'autres indicateurs...	265
<b>Figure n°50</b> : le taux de réponse sur les raisons de la non-atteinte des objectifs de performance fixés dans les plans d'engagements d'une concession .....	266
<b>Figure n°51</b> : le taux de réponse sur les moyens qui manquent ou qui sont insuffisants pour une meilleure performance.....	269
<b>Figure n°52</b> : les types de changements constatés entre la période antérieure au régime de concession et celle de la période actuelle par rapport à la gestion du service public et à la performance de votre concession .....	274
<b>Figure n°53</b> : taux de réponse sur l'information des distributions sur le régime de concession .....	276

## **Liste des sigles et des acronymes**

**A** : autre.

**AADL** : agence nationale pour l'amélioration et de développement du logement.

**ADC** : autorisation de construire.

**ADM** : administration.

**AMC** : entreprise nationale des appareils de mesure et de contrôle.

**AO**: abonné ordinaire.

**AOD** : autorité organisatrice de la distribution.

**ARH** : autorité de régulation des hydrocarbures.

**ATR** : accès des tiers au réseau.

**BEA**: *british electricity authority*.

**BP**: basse pression.

**BSC**: *balanced scorecard*.

**BT**: basse tension.

**CADET**: *customer account display enhanced thermostat*.

**CAIDI**: *customer average interruption duration index*.

**CE**: commission Européenne.

**CEEG** : compagnie de l'engineering de l'électricité et du gaz.

**CEER**: *council of European energy international*.

**CEGB**: *central electricity generating board*.

**CEI**: commission électronique internationale.

**CFM** : compagnie française de méthane.

**CNMC** : *comisión nacional de los mercados y la competencia*.

**CREG** : commission de régulation de l'électricité et du gaz.

**CRFr** : problèmes liés au comptage, à la relève et à la fraude.

**CSF**: *critical success factors*.

**DCC** : délai de crédit client.

**DD** : direction de distribution.

**DDx**: direction de distribution x.

**DFC** : les difficultés financières des créanciers.

**DGD**: direction générale de distribution.

**DGE** : direction générale de l'énergie.

**DMD** : débit mis à disposition.

**DNOs**: *distribution network operators*.

**DP** : distribution publique.

**DRR** : délai de réponse aux réclamations.

**DSDR** : délai de satisfaction de la demande de raccordement.

**DSP** : délégation de service public.

**DTP** : direction des travaux publics.

**DUAC** : direction de l'urbanisme, de l'architecture et de la construction.

**DVP** : difficultés de détermination et de valorisation des pertes.

**DVP** : problèmes de valorisation et de détermination des pertes.

**EDF SA** : électricité de France société anonyme.

**EDF** : électricité de France.

**EE** : environnement externe.

**EEM**: énergie électrique du Maroc.

**EGA** : électricité et gaz d'Algérie.

**ELD** : entreprise locale de distribution.

**ELIT**: *el djazair information technology*.

**EPAct**: *energy policy act*.

**EPIC** : établissement public à caractère industriel et commercial.

**ER** : électrification rurale.

**ERAP**: entreprise de recherche d'activités pétrolières.

**ERDF**: électricité réseau de distribution France.

**ETTERKIB** : société de montage industriel.

**EWGs**: *exempt wholesale generations*.

**FCGE** : facteurs climat, géographie et environnement.

**FERC**: *federal energy commission*.

**FERC**: *federal electric regulatory commission*.

**FH** : facteurs humains.

**FIC** : facteurs informations et communications.

**FM** : facteurs matériels.

**FMC** : fréquence moyenne de coupure.

**FMI** : fonds monétaire international.

**FNCCR** : fédération internationale des collectivités concédantes et régies de France.

**FQP** : facteur qualité de pression.

**Fr** : problèmes liés à la fraude.

**FRM**: FSM non ADM.

**FSM** : facturation sur mémoire (Administration).

**FT** : facteurs techniques.

**Ft** : les problèmes de fuites.

**GDE** : gestion de l'électricité.

**GDF** : gaz de France.

**GDNs**: *gas distribution networks*.

**GDO** : gestion des ouvrages.

**GNL**: gaz naturel liquéfié.

**GRDF**: gaz réseau de distribution France.

**GRTE** : société Algérienne de gestion de réseau de transport de l'électricité.

**GRTG** : société Algérienne de gestion de réseau de transport du gaz.

**GSO** : gaz du sud ouest.

**GTDE** : guide technique de la distribution de l'électricité.

**GWh** : giga watt heure.

**HP** : haute pression.

**HT** : haute tension.

**HTA** : haute tension catégorie A.

**HTB** : haute tension catégorie B.

**IEEE**: *institute of electrical and electronics engineers.*

**IFEG** : institut de formation en électricité et gaz.

**INERGA** : société de réalisation d'infrastructures.

**IPP**: *independent power product/producer.*

**ISO**: *international organization for standardization.*

**JORA** : journal officiel de la république Algérienne.

**KAHRAKIB** : société de travaux et de montage électrique.

**KAHRAMA**: kahraba wa Ma.

**KAHRIF** : société de travaux d'électrification.

**KANAGHAZ** : société de réalisation de canalisation.

**Km** : kilomètre.

**KPI**: *key performance indicators.*

**KRI**: *key result indicators.*

**Ktep**: kilo tonne équivalent pétrole.

**KV**: kilovolt.

**LVAC**: *low voltage alternating current.*

**LVDC**: *low voltage direct current.*

**MedNET** : *mediteranean network.*

**MENA**: *middle East and North Africa.*

**MIRT** : le manque d'information sur les réclamations à traiter.

**MP** : moyenne pression.

**MSI** : management stratégique intégré.

**MT** : moyenne tension.

**MTh**: méga thermie.

**MURCEF** : mesures urgentes de réformes à caractère économique et financier.

**MW**: méga watt.

**NERC**: *north American electric reliability corporation.*

**NETA**: *new electricity trading arrangement.*

**NGP** : nouvelle gestion publique.

**NMP** : nouveau management public.

**Ob** : objectifs.

**OCDE** : organisation de coopération de développement économiques.

**OCR** : organe de coupure réseau.

**OFGEM**: *office for gas and electricity markets.*

**ONE** : office national de l'électricité.

**ONEE** : office national de l'électricité et de l'eau potable.

**OPGI** : office de promotion et de gestion immobilière.

**OPPI** : opérateur d'intervention au niveau des districts.

**OS** : opérateur système.

**P3A** : programme d'appui à la mise en œuvre de l'accord d'association entre l'Algérie et l'UE.

**PC** : problèmes liés aux coupures du courant.

**PDG** : président directeur général.

**PEC** : problème d'éloignement des compteurs.

**PFI** : *private finance initiative.*

**PI**: *performance indicators.*

**PIAT**: pole In Salah-Adrar-Timimoune.

**PIB**: produit intérieur brut.

**PINRD** : problèmes d'impayés et du non respect des délais.

**PLC** : les problèmes liés aux coupures.

**PMD** : puissance mise à disposition.

**PMPC** : les problèmes liés aux modes de paiement des créances.

**POAG & PP** : problèmes d'ordre administratif, de gestion et problèmes de paiement.

**PR** : les problèmes liés à la réclamation.

**PRB** : problèmes relatifs à la faisabilité des branchements.

**PRCF** : les problèmes relatifs à la relève, au comptage et à la facturation.

**PRER** : problèmes liés à la faisabilité de l'extension du réseau.

**PUHCA**: *public utility holding company act.*

**PURPA**: *public utility regulatory act.*

**R&D**: recherche et développement.

**RCN** : raccordement clientèle nouvelle.

**RDA** : région de distribution d'Alger.

**RDC** : région de distribution du centre.

**RDE** : région de distribution de l'est.

**RDO** : région de distribution de l'ouest.

**RDx** : région de distribution x.

**RI**: *result indicators.*

**RICAT** : problèmes liés à la relève, intégration de compteurs et les anomalies techniques.

**RIN**: réseau interconnecté du nord.

**RIS**: réseau isolé du sud.

**RSE** : régime spécial d'exploitation.

**RSF** : recherche systématique de fuite.

**RTE** : réseau de transport d'électricité.

**SADEG** : société Algérienne de distribution de l'électricité et du gaz.

**SAIDI**: *system average interruption duration index.*

**SAIFI**: *system average interruption frequency index.*



**SCADA:** supervisory control and data acquisition.

**SCE :** société Chérifienne d'énergie.

**SDA :** société de distribution d'Alger.

**SDC :** société de distribution du centre.

**SDE :** société de distribution de l'est.

**SDO :** société de distribution de l'ouest.

**SEC:** *securities exchange commission*.

**SGC :** système de gestion de la clientèle.

**SIG :** système d'information géographique.

**SKB:** shariket Kahraba Berouaguia.

**SKS:** shariket kahraba Skikda.

**SKT:** shariket Kahraba Terga.

**SKTM:** shariket kahraba wa taket moutadjadida.

**SMD :** société Marocaine de distribution.

**SONATRACH TRC :** SONATRACH activité de transport par canalisation.

**SONATRACH :** société nationale pour la recherche, la production, le transport et la commercialisation des hydrocarbures.

**SONELGAZ :** société nationale d'électricité et du gaz.

**SOPIEG :** société du patrimoine immobilier des industries électriques et gazières.

**SPA :** société par action.

**SPA :** société par action.

**SPE :** société Algérienne de production de l'électricité.

**SPIC :** service public à caractère industriel et commercial.

**STEG :** société Tunisienne de l'électricité et du gaz.

**STGN:** société de transport du gaz naturel.

**TEC:** temps équivalent de coupure.

**THT :** transformateur haute tension.

**TIC:** technologie de l'information et de la communication.

**TMC :** temps moyen de coupure.

**TN:** Tunisie.

**TP :** taux de perte.

**TSP:** terminal de saisie portable.

**TST :** travaux sous tension.

**TTC :** tout taxes comprises.

**TVA :** taxe sur valeur ajoutée.

**TVA:** *tenessee valey authority*.

**UE:** union Européenne.

**UE :** union européenne.

**ZD :** zone de distribution.

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

---

## **Introduction générale**

L'évolution des services publics au cours de ces dernières années, résulte du développement technologique et des méthodes d'analyse de la satisfaction des usagers.

La délégation des services publics existe depuis le XIXème siècle et consiste à confier la gestion d'un service public à un tiers. Elle a contribué dans le développement de l'économie libérale d'une manière générale et a permis, d'une manière particulière, le développement de plusieurs services publics à savoir : la distribution de l'eau, de l'électricité, du Gaz, des transports urbains et ferroviaires, etc.

En ce qui concerne la distribution de l'électricité et du gaz, ce secteur est marqué par l'évolution et le développement des réformes institutionnelles qui ont révolutionné cette dernière au niveau mondial.

Les effets de la mondialisation sur la concurrence, ont intensifié les efforts en matière de maîtrise des coûts énergétique.

À cet effet, les pays en développement ont procédé à des réformes afin de répondre aux besoins de plus en plus croissants des usagers du service public, d'un côté, et d'un autre côté aux problèmes de gestion, rencontrés par les entreprises publiques : les besoins en matière de financement, endettement excessif, de faibles performances surtout en matière de gestion, etc.

L'Algérie n'en fait pas l'exception, en se trouvant face aux mutations socio-économiques et politiques internes, et même externes, impliquant un changement structurel de l'économie nationale en se dotant de mécanismes dépendant des lois du marché et de la mondialisation de l'économie.

Par ailleurs, l'impuissance des pouvoirs publics en matière de financement, l'a conduit à faire appel à un financement extérieur, dans le but de satisfaire les besoins de plus en plus exigeants des usagers du service public.

À cet effet, les pouvoirs publics, peuvent confier la construction ainsi que l'exploitation de l'ouvrage, soit à une personne privée, soit à une autre personne publique.

Après l'indépendance de l'Algérie, la concession des services publics a été accompagné des nationalisations afin d'instaurer des relations contractuelles entre l'État et les entreprises publiques, et entre l'état et les collectivités locales.

Afin d'assurer un climat d'insertion internationale dans un système d'échanges de produits et de services en évolution, l'Algérie s'est trouvée face à une réalité économique, l'obligeant à introduire de nouveaux mécanismes économiques.

Ces derniers entraînent une confrontation entre l'entreprise qui veut satisfaire les besoins de sa clientèle et cette réalité économique.

Le monopole naturel intégral ou partiel des industries de réseaux a nécessité l'intervention de l'autorité publique soit dans le cadre d'une réglementation ou dans le cadre d'une nationalisation, visant à corriger et à améliorer les défaillances et les lacunes, que même le marché ne pourrait plus les gouverner.

Au début du XIX<sup>ème</sup> siècle, les problèmes organisationnels des industries de réseaux étaient déjà connus à travers l'association de la notion de monopole naturel et la notion du service public ou autrement dit la notion d'intérêt général.

Le système électrique et gazier Algérien enregistre de grands changements d'ordre institutionnel, réglementaires, économiques, organisationnels, environnementales, techniques et technologiques.

Ces changements ont touché principalement les activités de production, de transport et de distribution<sup>1</sup>.

Le monopole naturel repose sur le fait qu'une seule firme est plus efficace que plusieurs en situation de concurrence, mais « à la fois la pratique et la théorie suggèrent qu'il est plus difficile de contrôler de l'extérieur une entreprise en situation de monopole qu'une entreprise concurrentielle »<sup>2</sup>.

Par ailleurs, la notion de service public affecte d'une manière directe l'intérêt général compte tenu du caractère et de l'importance stratégique de ses activités.

La jonction de ces deux notions (monopole naturel et service public) implique l'intervention de la puissance publique, soit à travers le processus de nationalisation soit à travers la procédure de réglementation.

---

<sup>1</sup> Les frontières qui existent entre les différents niveaux d'activités, sont essentiellement celles qui ont une relation avec la tension (pour les activités électriques) ou le débit (pour les activités gazières). Effectivement, la tension et le débit du départ, baisse de la production jusqu'à son acheminement au client final. La structure du réseau électrique par exemple peut être arborescente ou maillé.

<sup>2</sup> TIROLE Jean, « Concurrence imparfaite », ECONOMICA, 1985, Paris, P.7.

L'intervention publique vise à :

- « protéger les investisseurs contre une concurrence destructrice ;
- protéger les consommateurs contre les abus du pouvoir de monopole ;
- sauvegarder l'intérêt général (sécurité d'approvisionnement, égalité de traitement, etc.) »<sup>3</sup>.

L'État Algérien a depuis toujours été le gérant des réseaux Électriques et Gaziers.

Dans le contexte économique et financier actuel, la place des choix publics ainsi que la configuration des organismes d'État sont en pleine évolution, et les monopoles de l'État sont confrontés à de fortes pressions afin de suivre le chemin de privatisation.

Un nouveau décret exécutif « fixant les modalités d'attribution et de retrait des concessions de distribution de l'électricité et du gaz, et le cahier des charges relatif aux droits et obligations du concessionnaire »<sup>4</sup>, ouvrant ainsi les portes du Monopole de la SONELGAZ à la concurrence, alors qu'elle était toujours considérée comme stratégique.

La mise en place de processus de concession a impliqué le respect d'un engagement qui s'étale sur cinq ans, afin de permettre l'amélioration des paramètres de performance liant le concessionnaire à l'autorité concédante. L'amélioration de cette performance se mesure par les indicateurs techniques, commerciales, financiers, etc.

La Sonelgaz connaît depuis une longue période un déficit, qui nuit à sa santé financière. Ce déficit a atteint environ 48,75 milliards de DA<sup>5</sup>. Le plus grand souci de cette société est la difficulté à recouvrer ses créances auprès de ses clients. Ses factures impayées ont atteint les 49,1 milliards de DA. La situation s'est accentuée par la situation sanitaire actuelle due au « covid-19 » et la tolérance de non-paiement de ces factures dans l'immédiat<sup>6</sup>.

L'objectif central de la thèse consistera à analyser l'évolution de la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie, en essayant d'étudier leur performance. Ce sujet pose d'innombrables questions et en particulier la question de recherche suivante:

---

<sup>3</sup> PERCEBOIS Jacques, « Énergie et théorie économique : Un survol », Revue d'Économie politique, Vol.111, 06/2001, P.5.

<sup>4</sup>Source Sonlegaz in JORA N°20 du 13 avril 2008, Décret exécutif N°08-114 du 09 avril 2008.

<sup>5</sup> [www.ecostat-algeria.com](http://www.ecostat-algeria.com), publié le 18/12/2017, consulté le 20/12/2020.

<sup>6</sup> Malgré l'introduction des moyens de paiement électronique (Eddahabia, CIB, etc.).

*Quel est l'impact du régime de concession sur la performance de la gestion de la distribution de l'électricité et du Gaz en Algérie ?*

La réponse à notre question de recherche nous permettrait de vérifier nos deux hypothèses :

**H1.** Les paramètres de performance des sociétés de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie (par région de distribution) s'améliorent avec l'instauration du régime de concession (publique).

**H2.** La performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz sont liés à des facteurs endogènes et exogènes.

Ce modeste travail pourra faire objet d'une réponse à cette question, en présentant les méthodes et les démarches d'une étude :

- descriptive, historique et exploratoire dans l'organisation de cette thèse;
- comparative et analytique dans le temps par l'évolution des paramètres de performances pendant la période de concession (de 2010 à 2017<sup>7</sup>), et dans l'espace car ce travail contribuera à établir un benchmarking avec d'autres pays dans le secteur de l'électricité et du gaz;
- par une enquête qualitative (analyse du contenu) qui nous a semblé la plus idoine puisqu'elle paraît pertinente pour comprendre les difficultés à atteindre un niveau de performance des concessions de distribution de la Sonelgaz (Étude de cas des concessions de la Région de Distribution de l'Ouest).

Notre motivation vis-à-vis du sujet traité vient tout d'abord de notre curiosité de comprendre davantage et d'une manière un peu plus approfondie la question de la concession des services publics d'une manière générale et en Algérie d'une manière particulière. Le thème de mon magistère s'intitulait « la Concession : Nouveau mode de gestion pour les entreprises publiques algériennes : cas de la distribution de l'eau en Algérie »<sup>8</sup>. Dans ce document nous avons constaté que le fait de déléguer la gestion de la distribution de l'eau dans la ville d'Oran à un partenaire privé et étranger a permis d'améliorer : les paramètres de

---

<sup>7</sup> Les données disponibles pour cette étude s'arrêtent à 2017 car les données de 2018 ont été validées en fin juin 2019, date à laquelle la phase de traitement des données antérieures a été achevée.

<sup>8</sup> GHERABA Amal Hadjbia (Nom corrigé par jugement et devenu GHARBI), « La concession : nouveau mode de gestion pour les entreprises publiques algériennes : cas de la distribution de l'eau en Algérie », Mémoire de magister en Management, Faculté des Sciences Économiques, des sciences de gestion et des Sciences Commerciales, Université d'Oran, Juillet 2012.

gestion de l'entreprise SEOR, la qualité de services fournis à sa clientèle et aussi les conditions de travail des employés de cette entreprise.

Dans cette même logique nous avons voulu vérifier ce qui en ait avec le service de distribution de l'électricité et du gaz à l'échelle nationale cette fois-ci, puis étudier les facteurs qui influencent l'évolution positive ou négative des indicateurs de performance des concessions de distribution de la Sonelgaz (pour la région de l'ouest de l'Algérie).

Le changement du cadre empirique (entre le mémoire de magister et la thèse de doctorat) est justifié par mes sept années d'exercices en tant que cadre chargée d'études au niveau du service budget et contrôle de gestion de la direction de distribution d'Oran (DDO/RDO)<sup>9</sup>, et l'intérêt que nous avons portais (et que nous portons toujours) pour cette entreprise et pour l'amélioration de sa performance dans le temps.

Notre thèse gravite autour de quatre chapitres organisés et développés de la manière suivante :

i) Le premier chapitre s'articulera autour de trois sections. La première traitera l'aspect théorique de la gestion des entreprises de réseau. Un survol de théories organisationnelles qui ont contribué dans la compréhension de la gestion déléguée des entreprises publiques et de ce qui a poussé ces dernières à virer vers un système de régulation. La deuxième section présentera les éléments nécessaires pour la compréhension de la notion de service public et des modes de gestion de ce type de service. Quant à la troisième section, l'effet entonnoir ce dessine davantage en introduisant la notion de performance dans la gestion des services publics dans le cadre du nouveau management public.

ii) Comme le premier chapitre, le second s'inscrira dans une posture théorique, mais cette fois-ci avec des notions qui gravitent autour du monopole naturel et la régulation du marché électrique et gazier dans sa première section. Sa deuxième section portera sur un benchmarking relatant les expériences internationales dans les domaines de gestion du secteur de l'électricité et du gaz.

iii) Le troisième chapitre optera pour une étude à l'échelle nationale et s'articulera autour de deux sections. Dans la première nous présenterons le secteur électrique et gazier Algérien dans son ensemble. Dans la seconde section nous aborderons le régime de concession, relatif à l'activité de distribution de ces deux énergies. Ce chapitre peut être considéré comme une

---

<sup>9</sup> De 2006 jusqu'à 2014.



introduction au chapitre IV (partie empirique de la thèse), ce qui explique le nombre de pages inférieur à celui du dernier chapitre.

ii) Étant donné que l'objet de notre recherche traite la question de la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie, nous avons jugé important, de présenter et de définir les différents indicateurs de performance en premier lieu (dans la première section du quatrième et dernier chapitre). Après avoir présenté et expliqué les indicateurs étudiés, la seconde section de ce chapitre nous permettra de constater leur évolution à travers le temps (pour les quatre régions de distribution de l'électricité et du gaz d'Algérie). Dans la section trois, nous complétant notre étude par une enquête qualitative destinée aux concessionnaires de la région de l'ouest de l'Algérie, afin de mieux palper les difficultés qui handicapent la maîtrise des indicateurs de performance.

**CHAPITRE I : APPROCHES ET  
CONCEPTS THÉORIQUES SUR  
LA GESTION DÉLÉGUÉE DES  
SERVICES PUBLICS ET LA  
PERFORMANCE DE LEUR  
GESTION**

---

**Chapitre I** : approches et concepts théoriques sur la gestion déléguée des services publics et la performance de leur gestion.

### **Introduction du chapitre**

Les spécialistes du secteur énergétique ont toujours fait appel aux théories économiques et organisationnelles, sachant aussi que les réflexions des théoriciens en économie sont alimentées par les faits énergétiques afin de bien fonder leurs démonstrations dans ce domaine.

Le débat théorique sur l'ouverture du marché des réseaux en général et du réseau électrique en particulier, implique la mise en œuvre d'un bilan, afin de vérifier la pertinence de l'ouverture de ce marché. Cette nouvelle réforme est passée par plusieurs étapes, pour aboutir à une réglementation efficace pour une architecture d'un marché optimal.

Les modèles de gestion déléguée des services publics tels que : la régie intéressée, l'affermage ou même la concession -au cours des années quatre vingt- été privilégié par les autorités publiques (PFLIENGER Géraldine, 2002, P.20).

Au cours des 30 dernières années, une littérature abondante vise à placer la question de la performance et sa mesure dans une perspective d'incitation, de performance et de contrôle. La mesure de la performance de services publics fait partie des systèmes d'incitation et de contrôle.

L'objectif de la vision théorique sera de décrire par la suite les différents outils de mesure de la performance.

En effet, la mesure de la performance des services publics peut être manipulée soit par l'autorité locale ou par l'opérateur.

Les éléments qualitatifs ou quantitatifs font partie de l'évaluation de la performance qui peut être imprécise, partielle ou même difficile à vérifier.

Dans le présent chapitre, on va tout d'abord présenter la gestion des entreprises dans les théories organisationnelles, à travers un panel théorique pertinent en relation avec le thème. Ensuite, nous verrons les modes de gestion déléguée des services publics d'une manière

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

particulière, afin de pouvoir comprendre par la suite la nouvelle forme de management public qui favorise l'outil de performance et montre son importance, dans l'amélioration de la gestion des entreprises de service public.

**Section I** : la gestion des entreprises de réseau vue par les théories organisationnelles.

Le cadre théorique retenu, se base sur un panel et une combinaison de quatre théories, de sources et d'origines diverses mais complémentaires pour l'objet principal de notre travail.

Pour cela on va effectuer un survol des théories organisationnelles qui ont contribué dans la compréhension de la gestion déléguée des entreprises de réseau énergétique, et de voir ce qui leur a poussé vers un système de régulation.

La théorie des coûts de transaction et la théorie des marchés contestables ont beaucoup contribué dans l'explication de la « dérégulation » des industries de réseau. Mais à priori « elles ne répondent pas toutefois à toutes les interrogations optimales de ces activités, dans un souci à la fois d'efficacité et d'équité »<sup>10</sup>. Cela nous a mené à faire appel à la théorie de la concurrence imparfaite, pour nous permettre de mieux comprendre les arguments en faveur du monopole tout en abordant ses limites, ainsi que les avantages et les inconvénients de l'intégration verticale des activités.

La théorie de l'agence en économie offre, quant à elle, une perspective intéressante pour expliquer la relation contractuelle et l'asymétrie entre les autorités locales et leurs délégataires lorsque ça concerne la performance (Mounia Moudjed, 2007, P.2). Nous avons jugé utiles de l'aborder puisque le souci des concessions est, et sera toujours celui d'atteindre un certain niveau de performance.

On verra dans cette section comment mobiliser les apports théoriques organisationnels, afin de comprendre l'évolution historique, structurelle et réglementaire des entreprises de réseau électrique et gazier (un peu plus loin dans les prochains chapitres), observées ces dernières années à l'échelle internationale et à l'échelle nationale.

---

<sup>10</sup> PERCEBOIS Jacques, Op.cit, 2001, P.820.

## **1. Présentation des théories organisationnelles qui ont contribué dans l'industrie des réseaux énergétique**

Nous allons dans un premier temps, présenter les quatre théories, et dans un deuxième temps faire ressortir les principaux apports de ces théories dans le secteur de l'énergie.

### **1.1. La théorie des coûts de transaction**

Les néoclassiques considèrent que dans une entreprise, l'ajustement du niveau de fabrication s'effectue seulement en fonction du niveau des prix. Ils s'intéressent à la production sans prendre en considération l'existence des coûts de management ou des coûts de transaction, sur le marché, entre les agents économiques internes ou externes à l'entreprise, dans le cas d'une internalisation des relations contractuelles.<sup>11</sup>

La théorie de l'agence utilise le système d'incitations contractuelles entre les propriétaires et les gérants, ce qui implique la formation d'un réseau de contrats entre individus, liés par leurs intérêts. La problématique de cette théorie ne prévoit pas les choix entre les modes de gouvernance<sup>12</sup>. Elle se limite juste à la définition des différents types d'incitations et trouver la solution entre le propriétaire et le gérant.

La préférence néoclassique pour le marché a été critiquée par les marxistes, qui contrairement aux premiers ont eu un penchant vers la hiérarchie sans prendre en considération le dépassement par les coûts de fonctionnement interne dans le cas des grandes entreprises. La bureaucratie (WEBER Max, 1971) implique plus de planification centralisée.

Le manque d'intérêt que portaient les économistes au fonctionnement de l'entreprise, a donné naissance à une nouvelle discipline qui est le management. Cette dernière s'intéresse à la stratégie d'entreprise et à son application.

Avec l'apparition de la théorie des coûts de transaction, la barrière entre les économistes qui s'intéressaient à l'économie des coûts de transaction, et les professeurs en management

---

<sup>11</sup> N'empêche que cette théorie a contribué dans la compréhension et l'amélioration de la performance de l'entreprise, raison pour laquelle on a jugé utile de la présenter dans cette section.

<sup>12</sup> La notion de gouvernance est née aux États-Unis par les économistes. Elle est définie comme des « coordinations internes à de grandes entreprises visant à réduire les coûts de transactions », LORRAIN Dominique, « Administrer, gouverner, réguler », les annales de la recherche urbaine, n°80-81, 1998, P.87.

qui s'intéressaient au fonctionnement interne de l'entreprise s'est franchi, par le fondement de la nouvelle économie institutionnelle.

### **1.1.1. Les fondements de base de l'économie des coûts de transaction**

Cette économie s'intéresse aux transactions entre les acteurs économiques. Pour résoudre des problèmes économiques particuliers, et afin d'accroître le bien-être social, elle doit économiser ces coûts de transactions en choisissant la meilleure institution économique à savoir : le marché, le contrat ou la hiérarchie.

- **Le marché**

L'analyse de l'institution économique du marché a montré les limites de certains cas. C'est un système de prix qui permet d'ajuster la production.

Pour que le marché soit un mode de gouvernance l'hypothèse relative à l'entrepreneur se pose : il doit être totalement rationnel, l'information qu'il possède doit être complète, avec comme objectif unique la maximisation du profit. Les produits et les services échangés doivent être standards et interchangeables. En cas de litige, au cours de la transaction, le droit classique intervient par le biais des tribunaux.

- **Le contrat**

C'est la forme hybride qui se situe entre le marché et la hiérarchie. Cette institution économique se fait lorsque le produit et le service échangeables, ne sont pas standards, autrement dit, il est conçu pour un seul client. Ce contrat doit prévoir : « la nature des biens échangés, leur qualité de service, le niveau des prestations, les délais de livraison, la formation du personnel de l'acquéreur et les prix »<sup>13</sup>. À cet effet le contrat doit être négocié, préparé, signé, suivi et en cas de litige cette dernière doit être résolue par le droit néoclassique qui se base sur l'arbitrage d'un tiers.

- **La hiérarchie**

Le type de contrat qui régit cette institution économique est le contrat évolutif, qui consiste à trouver des arrangements au préalable afin d'éviter les litiges.

---

<sup>13</sup> WILLIAMSON Oliver Eaton, « Les institutions de l'économie », Inter Edition, 1994, Paris, P.6.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

Ce contrat s'impose lorsque les parties doivent effectuer des investissements spécifiques à ces transactions (investissements humains et physique), difficilement réutilisables ou carrément irréversibles dans le cas de transfert de partenaire, car le coût de l'apprentissage réciproque (entre les deux parties contractantes) après l'achèvement du contrat sera totalement amorti. Par ailleurs, et dans le cas de renouvellement du contrat avec le même partenaire, les coûts des comportements des managements ne seront pas payés une autre fois.

À cet effet, si le fournisseur participe une seconde fois à la concurrence des offres dans le même établissement, il aura l'avantage de déduire le coût de l'apprentissage, ce qui rendra la concurrence quasi impossible pour les autres candidats. Il faudrait donc que l'entreprise additionne « les coûts des transactions économisés avec le fournisseur initial au prix proposé par ses concurrents »<sup>14</sup>.

Pour éviter que le fournisseur et le client soient l'un prisonnier de l'autre dans une transaction de bien ou de service qui ne sont pas standards et qui nécessitent des investissements spécifiques, le contrat commercial peut être remplacé par un contrat de travail pour sa flexibilité, sa maniabilité et son coût (l'acte d'autorité appelé fiat par WILLIAMSON O.E.), « les coûts de managements sont donc l'équivalent organisationnel des coûts de transaction du marché et des relations contractuelles »<sup>15</sup>.

Avant de s'approfondir dans l'approche de l'économie des coûts de transaction citons d'abord quelques avantages de cette dernière :

- c'est une approche micro-analytique ;
- s'intéresse aux hypothèses comportementales ;
- elle introduit et développe la spécificité des actifs ;
- elle favorise une analyse comparative des institutions ;
- elle voit la firme comme une structure de gouvernance ;
- accorde une intention spécifique aux institutions après-contrat surtout dans le cas des arrangements privés.

---

<sup>14</sup> WILLIAMSON Oliver Eaton, Op.cit., 1994 , P.4.

<sup>15</sup> Ibid.



### 1.1.2. La nature des coûts de transaction

ARROW Kenneth (1969, P.48) a défini les coûts de transaction comme des coûts de fonctionnement qui font partie d'un système économique.

L'économie des coûts de transaction aborde le problème économique comme étant un problème de contractualisation. Et cette opération engendre des coûts *ex post* et des coûts *ex ante*. Ces coûts sont relatifs à la rédaction, à la négociation et à la garantie d'un accord entre les parties contractantes.

Cette contractualisation est concrétisée soit : par un document complexe qui prévoit à l'avance toutes les contingences et dans lequel les parties se mettent d'accord préalablement à travers des adaptations appropriées, soit un document très incomplet, et les parties combler les vides au fur à mesure qu'ils rencontrent des problèmes. Ce dernier document est plus ambitieux car il traite les problèmes au réel.

Les coûts de transaction *ex post* peuvent se présenter sous forme de :

- coûts liés à la mauvaise adaptation ;
- coûts de marchandage si un désajustement se présente ;
- coûts d'organisation et de fonctionnement engendré par un litige contentieux ;
- coûts d'engagement certain.

Si les parties se trouvent dans une situation non prévue dans le contrat, un comportement stratégique complexe peut être provoqué. Les coûts de contractualisation *ex ante* et *ex post* doivent être pris en charge simultanément et non pas séparément car leurs coûts s'avère difficilement quantifiable.

### 1.1.3. La gouvernance des relations contractuelles

Atteindre l'objectif d'efficacité des contrats, nécessite le choix des structures de gouvernance et sa relation avec les transactions.

- **La contractualisation**

A cet effet, MACNEIL Ian (1974, P.738) a classé les contrats de la manière suivante :

- *le contrat dans le droit classique* : selon MACNEIL Ian, les systèmes juridiques des contrats ont pour but la facilitation des échanges. En plus de cela le droit classique, vient « augmenter la discrétion et intensifier la présentation »<sup>16</sup>. Cette dernière se traduit par l'effort pour «faire ou rendre présent en lieu ou en temps ; pour permettre d'être perçu ou réalisé au moment présent »<sup>17</sup>. Cela se traduit par le caractère impertinent des informations sur l'identité de la transaction, ainsi que par la délimitation de la nature de l'accord, et les conséquences de la non-exécution d'une présentation déjà contractée sont prévisibles.
- *le contrat dans le droit néoclassique* : l'impossibilité d'anticipation de toutes les contingences, les prévisions au préalable des événements qui peuvent se manifester et l'apparition des différends entre les contractants suite aux contingences, prouve que les transactions ne rentrent pas tout à fait dans le cadre d'une contractualisation classique. Et c'est dans ce cadre, que la théorie néoclassique intervient en démontrant que « le monde est complexe, que les accords sont incomplets et que certains contrat ne seront jamais réalisés à moins que les deux parties n'aient confiance dans le mécanisme d'arbitrage »<sup>18</sup>.
- *le contrat dans le droit évolutif* : quand l'augmentation de la durée, et la situation contractuelle devient plus complexe, dans une transaction, un ajustement spécifique est plus que nécessaire dans le temps.

- **La firme comme un nœud de contrat**

BERLE Adolf et MEANS Gardiner (1932), considèrent la firme comme un nœud de contrats. Dans leur ouvrage ils séparent la propriété et le contrôle de l'entreprise dans le développement de la société par actions.

Les managers qui se chargent de la gestion de cette société deviennent les décideurs au lieu des propriétaires de l'entreprise, autrement dit les actionnaires.

Selon l'approche de BERLE et MEANS, le comportement de la firme tourne autour des relations entre les différents groupes d'intérêts à savoir : les actionnaires, les dirigeants, les

---

<sup>16</sup> WILLIAMSON Oliver Eaton, Op.cit. , 1994, P.4.

<sup>17</sup> Ibid.

<sup>18</sup> Ibid.

salariés ainsi que les fournisseurs de crédit. Par ailleurs, et en matière de gouvernance de l'entreprise, ils démontrent que la structuration de la firme se fait essentiellement par la société par actions et les marchés financiers.

Dans la théorie de CYERT R.M. et MARCH J.G (1963) figurant dans leur ouvrage « *A behavioral theory of the firme* », ils définissent la firme comme une « organisation complexe constituée de groupes d'acteurs aux intérêts divers qui se trouvent dans des rapports simultanés de coopération et de conflits »<sup>19</sup>.

Deux éléments importants sont soulevés dans cet ouvrage et dans le cadre de la théorie de la firme à savoir : l'étude des modes de gestion des conflits individuels ainsi que les conditions d'une capacité collective de production.

## **1.2. La théorie de la concurrence imparfaite**

La concurrence est une pratique qui consiste à la recherche d'un avantage commun par les entreprises, dans le cadre d'une compétition.

On dit qu'une concurrence est imparfaite lorsque l'une des parties a l'avantage de fixer le prix, la quantité et/ou la qualité.

### **1.2.1. Le monopole**

Une entreprise en situation de monopole peut élever son prix au-dessus de son coût marginal sans perdre toute sa demande. Elle peut aussi engager des dépenses afin d'acquérir ou de conserver la rente de monopole associé à la distorsion des prix. La théorie et la pratique ont prouvé que le contrôle de l'extérieur d'une entreprise en situation de monopole est difficile qu'une entreprise concurrentielle.

Le prix de vente en situation de monopole est nettement supérieur à son coût marginal. Cette distorsion est tellement importante que les consommateurs réduisent moins leurs demandes en le comparant avec une telle augmentation de prix.

---

<sup>19</sup> PLANE Jean-Michel, « Théorie des organisations », DUNOD, 2013, Paris, P.64.

La tarification monopolistique incite les consommateurs à consommer trop peu. Afin d'éviter cette situation et les inciter à consommer davantage le bien doit être subventionné. Cette dernière pose le problème de redistribution du revenu.

La difficulté de l'État à mesurer l'élasticité de la demande des consommateurs et le coût marginal donne la possibilité à l'entreprise à faire gonfler la subvention. Cependant, « la mise en œuvre d'une politique de subvention se heurte à des problèmes informationnels »<sup>20</sup>.

On peut avoir comme autres types de distorsion le problème de redistribution de revenu entre les consommateurs et les actionnaires. Sur ce point on peut citer :

- les efforts fournis par l'entreprise pour conserver le monopole à travers des dépenses souvent inutiles. Pour arriver à ces dernières elle peut utiliser des armes non économiques (campagnes publicitaires pour influencer les consommateurs en premier lieu et l'État par la suite, campagnes judiciaires, campagnes de lobbying), ainsi que des armes économiques (par la mise en place de barrières à l'entrée dans une industrie).
- la faible incitation de l'entreprise à produire de manière efficace, se traduit par la marge qui est plus élevée dans une entreprise exerçant un monopole que celle d'une entreprise concurrentielle, tout en ayant des coûts plus élevés. Les entreprises en situation de monopole fournissent moins d'efforts en matière de réduction de ces coûts. Cela peut être expliqué par la difficulté des actionnaires à contrôler l'activité des employés qui ont d'autres objectifs que la maximisation du profit. Contrairement aux actionnaires des entreprises concurrentielles qui peuvent mettre la pression sur les dirigeants pour les inciter à diminuer les coûts ou à s'adapter à la nouvelle technologie. Le rôle de la concurrence est de réduire la variabilité du profit de l'entreprise, et donc d'améliorer l'information dont disposent les actionnaires.

- **Argument en faveur du monopole**

SCHUMPETER pense que le monopole est un mal indispensable. Comme d'autres auteurs son argument sur ce point est que le monopole « évite à l'économie de répliquer inutilement

---

<sup>20</sup> TIROLE Jean, Op.cit., 1985, P.10.

le même coût fixe »<sup>21</sup>, et « une condition nécessaire à la recherche et développement, etc., l'innovation requiert la création de telle situation (rôle incitatif des brevets) »<sup>22</sup>.

- **Les biens durables**

Lorsqu'on a un monopole qui concerne un bien durable, deux choix se présentent au producteur du bien, soit la location, soit la vente soit le recyclage.

- *location ou vente* : le monopole cherche généralement à louer au lieu de vendre car le consommateur ou l'investisseur, n'acceptent pas de payer cher pour un bien dans une période donnée alors que ce même bien peut inonder le marché dans la période qui suit. « si le monopole était capable de s'engager sur la production future, il pourrait en fait réaliser son profit optimal, celui qu'il réalise en louant »<sup>23</sup>. Lorsque le monopole produit un bien durable et qu'il ne peut pas s'engager sur les prix futurs, la demande initiale sur le bien est plus faible, ce dernier en cette situation le rend insuffisamment durable. Aussi, cela conduit à une qualité inférieure.
- *le recyclage* : dans le cas où le monopole recycle le bien par une industrie concurrentielle, sa production actuelle peut créer son concurrent par la suite. Selon les arguments de Milton Friedman, « une amélioration de la technologie de reconversion diminue la rente du monopole, etc., et les consommateurs, s'ils bénéficient de l'existence du recyclage dans le long terme, y perdent lors de son introduction »<sup>24</sup>.

- **Les limites du monopole**

- *la discrimination par les prix* : la discrimination par les prix consiste que deux unités de bien identiques se vendent à des prix différents, au même consommateur ou à des consommateurs différents. Devant ce cas deux situations peuvent se poser :

✓ *la fonction de la demande de chaque consommateur est connue du monopole :*  
TIROLE J. (1985) suppose que les consommateurs sur le marché possèdent la

---

<sup>21</sup> TIROLE Jean, Op.cit., 1985, P.8.

<sup>22</sup> Ibid.

<sup>23</sup> Ibid.

<sup>24</sup> Ibid.

même fonction de demande, connue par l'entreprise, et que la tarification mise en place peut accroître le profit d'une manière linéaire. Il suppose aussi que le consommateur doit payer une prime fixe (prix marginal tarifé égal au coût marginal) même s'il ne consomme rien. En plus d'un prix variable en fonction de la quantité achetée. La prime fixe permet à cette entreprise de vendre à un prix marginal proche au coût marginal tout en réalisant un profit.

- ✓ *le monopole ne connaît que la fonction de demande agrégée des consommateurs* : la plupart du temps, le consommateur n'est pas prêt à dévoiler qu'il est de ceux qui payeront un prix élevé pour l'achat du bien. Dans ce cas on peut dire qu'on est en situation d'information imparfaite sur les consommateurs, où l'entreprise ne connaît pas de variable corrélée (tous les consommateurs sont pareils). À cet effet et afin de réaliser un profit elle doit généralement appliquer une tarification non linéaire<sup>25</sup>.
- *la discrimination intertemporelle* : cette discrimination est appliquée par les producteurs, entre les consommateurs, en jouant sur la tarification du bien ou du service. Au début de la période l'entreprise fixe un prix élevé afin de filtrer la partie supérieure de la demande, et dans la période qui suit, elle vend à un prix inférieur (plus faible) au reste du marché. En se référant au travail de TIROLE J. (1985) le profit du monopole est inférieur si l'entreprise s'engage sur ses prix futurs.
- *La valeur de l'innovation par la recherche et le développement dans un monopole menacé par l'entrée* : selon la démonstration de TIROLE J.: « le monopole a plus d'incitation à rester un monopole que l'entrant n'en a à devenir un duopoleur »<sup>26</sup>, ce qui implique directement d'une part un effet d'efficacité du monopole car le profit de l'industrie est réduit par la concurrence, et d'autre part un effet de remplacement. Cela veut à dire que le monopole gagne avant l'innovation ce qui l'incite moins à innover contrairement au nouvel entrant qui commence à zéro.

---

<sup>25</sup> Se référer à MASKIN E. et RILEY J., « *Monopoly with Incomplete Information* », *Rand Journal of Economics*, 1984. En appliquant cette dernière hypothèse, le principe est similaire au principe du rabais.

<sup>26</sup> TIROLE Jean, Op.cit., 1985, P.8.

### 1.2.2. L'intégration verticale

Lorsqu'une entreprise veut s'intégrer, avec un client ou un fournisseur, c'est-à-dire vers l'amont ou vers l'aval, plusieurs raisons peuvent exister. Dans ce qui suit nous allons présenter les arguments en faveur de l'intégration verticale et limites de cette dernière.

- **Arguments en faveur de l'intégration verticale**

- *pour des raisons technologiques* : afin de rapprocher géographiquement certaines activités pour économiser les coûts de production, sans avoir des problèmes d'imputation des charges ou d'attribution de responsabilité ;
- *pour répondre à une institution autre que le marché*: cette opération peut être avantageuse lorsque le prix d'un bien intermédiaire est fixé par une loi et que son prix est inférieur à celui que le client est prêt à payer. Autrement dit, le prix fixé par le marché (prix d'équilibre entre l'offre et la demande). À cet effet un gain d'échange va se réaliser entre producteurs (en amont) et entre utilisateurs rationnés (en aval) sans qu'ils augmentent le prix.<sup>27</sup>

L'intégration verticale est aussi un moyen de s'assurer :

- *une sécurité d'approvisionnement et incertitude* : l'entreprise veut toujours s'assurer qu'elle va être livrée par son fournisseur la bonne quantité au bon moment, et que ce dernier (le fournisseur en situation de monopole) n'exercera pas au moment de la livraison un chantage sur les prix. À cet effet et afin d'éviter cette situation ils doivent prévoir un contrat qui garanti une bonne coordination (entre le client et le fournisseur). Théoriquement, l'existence de l'incertitude ne favorise pas l'intégration des deux parties. « Un contrat contingent complet, qui spécifie le prix à payer et la quantité à livrer dans chaque état de la nature »<sup>28</sup>, est donc nécessaire.
- *une exploitation des situations de monopole* : une intégration verticale facilite l'exploitation du pouvoir de monopole. Cependant trois cas peuvent se poser :

---

<sup>27</sup> On peut rajouter à ces deux points, l'incertitude et le pouvoir du monopole.

<sup>28</sup> TIROLE Jean, Op.cit., 1985, P.8.

- ✓ *le cas d'un monopole en chaine* : ce cas se pose lorsqu'une entreprise amont en situation de monopole vend un bien (input) à une entreprise aval en situation de monopole du produit fini (output final). TIROLE J. démontre que « l'industrie intégrée fait plus de profit que l'industrie non intégrée, et le prix pour le consommateur est inférieur dans le cas de l'industrie intégrée »<sup>29</sup>. Cette intégration évite la double distorsion des prix. L'entreprise amont peut imposer un contrat à l'entreprise lui assurant un profit intégré ;
- ✓ *Le cas d'une discrimination entre clients* : quand l'entreprise en amont n'a pas le pouvoir de contrôler la revente de son produit entre ses clients, l'intégration verticale peut servir alors de substitut à la discrimination par les prix. Cette intégration peut se faire soit : en achetant l'entreprise dont l'élasticité de sa demande est faible, soit en tarifant les deux outputs au même prix (au prix le plus cher ou au prix le moins cher) ;
- ✓ *Le cas d'une rivalité entre fournisseurs* : « un monopole en amont intègre verticalement afin d'éviter que l'industrie en aval ne substitue vers un autre input »<sup>30</sup>.

- **Les limites de l'intégration verticale**

Parmi les limites économiques de l'intégration verticale du monopole on trouve celles qui découlent de l'exploitation de la situation de monopole à savoir:

- le cas du monopole en chaine impose une franchise au client afin de récupérer le profit de ce dernier ;
- le cas d'une discrimination entre les clients, permet d'éviter l'arbitrage, donc le territoire est limité ;
- le cas de la rivalité entre les fournisseurs, permet d'éviter la substitution d'input produite dans le cadre d'une concurrence.
- le cas de l'exclusivité du territoire interdit à ses clients de vendre en dehors d'un territoire limité par ce monopole, et en contrepartie il leur garantit le monopole de la distribution de ses produits dans ce territoire.

---

<sup>29</sup> TIROLE Jean, Op.cit., 1985, P.8.

<sup>30</sup> Ibid.



- le cas de l'exclusivité de la concession, le fournisseur exclut au client de vendre des marques autres que la sienne.
- le cas de la quantité minimale, le client ne peut acheter chez le fournisseur que s'il s'engage à vendre une quantité minimale du bien acheté. Ce cas contrairement aux cas précédents, vise à empêcher la concurrence entre les marques vendues par les détaillants.

### 1.3. La théorie des marchés contestables

Cette théorie a vu le jour à partir des années 50, avec les travaux publiés de BAIN W.J. (1956), SYLOS-LABINI P. (1957) et MODIGLIANI F. (1958)<sup>31</sup>, et travaillée par trois principaux auteurs BAUMOL W., PANZAR J. et WILLING R. (1982).

Cette théorie vient compléter les apports de la théorie de la concurrence, par la vision de la concurrence potentielle.

Un marché contestable ou disputable veut dire qu'il n'y a pas de barrière à l'entrée ou à la sortie du marché, autrement dit, sans coûts irrécupérables (*sunk cost*). Ces coûts ne sont pas forcément liés aux coûts fixes mais peuvent aussi être liés aux coûts de la formation, au savoir-faire, etc., et qui sont difficiles ou ne peuvent pas être revendus.

Les barrières à l'entrée d'un marché peuvent représenter des obstacles aux nouveaux arrivants (concurrents potentiels). Ces obstacles peuvent être misent soit par la réglementation soit par des entreprises déjà existantes dans le marché.

Les obstacles que rencontre le nouvel arrivant, représentent des avantages pour l'entreprise déjà en place, car « elle peut grâce aux barrières à l'entrée, établir des prix au-dessus du minimum des coûts moyens sans risque d'entrée de nouveaux concurrents »<sup>32</sup>. Le prix supérieur empêche le bien-être social.

Les régulateurs essaient de lutter contre cette pratique en supprimant les barrières à l'entrée.

---

<sup>31</sup> In ALVARO Andaluz Alcazar, « Choix d'investissement sous incertitude des gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) en Europe à l'horizon 2030 : modèles d'affaires dans la distribution électrique face aux "Smart technologies" et aux évolutions réglementaires », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université Paris-Dauphine, 2012, S.P.

<sup>32</sup> WILLIAM BAIN J. « *Barriers to new competition* », Cambridge Mass, Harvard University Press, 1956. In Ibid., P.37.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

En l'absence de barrières à l'entrée l'éventuelle concurrence suffit à réguler. Ce qui importe vraiment ce n'est pas le fait d'avoir un nombre important dans une branche mais c'est d'avoir plus de liberté pour accéder à cette branche. Concrètement, il faut dire que « la menace crédible d'entrée doit suffire à discipliner les entreprises en place, quand bien même elles fonctionneraient en situation d'oligopole voire de monopole. Le rôle de l'État est donc de veiller à ce qu'il n'y ait pas d'obstacles juridiques à l'entrée »<sup>33</sup>.

Selon le modèle de BAUMOL W., PANZAR J. et WILLING R., trois types de barrières peuvent exister (voir tableau ci-dessous).

**Tableau n° 01** : les types de barrières à l'entrée.

Type de barrière	Entreprise en place	Nouvel entrant
Avantage Absolu en termes de coûts	Techniques de productions avancées	Manque d'expertise dans les techniques de production
	Existence de brevets (Exclusivité)	Se faire une réputation pour avoir une exclusivité
	Taille généralement plus grande	Taille de l'entreprise moins importante que l'entreprise en place
	Moyens de production disponibles	Insuffisance des moyens de production par rapport à la satisfaction de la part du marché déjà prise par l'entreprise existante.
	Relations privilégiées avec les fournisseurs de biens intermédiaires.	Développer une relation avec les fournisseurs des biens intermédiaires.
	Faciliter d'obtenir des prêts bancaires (stabilité et connaissance de l'entreprise existence favorise un financement moins coûteux des technologies)	Dépenses plus coûteuses et difficulté de financés des nouvelles technologies.
	Dépenses d'informations sur le marché et de publicité moins couteuses	Informers les nouveaux clients de l'existence et des services de la nouvelle entreprise nécessite des dépenses très importantes.
	Les travailleurs qualifiés préfèrent la stabilité et le prestige des firmes dont l'existence plus Anciennes	Proposition de salaire et d'avantages supérieures à ceux proposé par les firmes déjà en places.
Les économies d'échelles	Production importante des entreprises existantes à un coût moyen inférieur au prix.	Effort pour une production au moins égale à celui de l'entreprise existante, mais les coûts

<sup>33</sup> PERCEBOIS Jacques, 2001, Op.cit, P.8.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

		seront nettement supérieurs avec un prix inférieur au coût moyen.
	Atteinte de la taille optimale	Impossibilité d'accéder au marché à une taille optimale.
La différenciation des produits	Différenciation des produits d'une manière horizontale (spécificité du produit) ou d'une manière verticale (qualité du produit) ce qui représente une marge de manœuvre par rapport au nouvel entrant.	Diminuer le prix ou dépensé d'importante sommes sur la publicité, afin de gagner une part de marché ce qui implique une diminution du profit.

Source : construction personnelle à partir d'ALVARO Andaluz Alcazar, 2012, PP.38-42<sup>34</sup>.

La théorie des marchés contestables nous illustre la disputabilité des concurrents existants et des concurrents potentiels ou nouveaux, dans un marché.

On considère qu'un marché est contestable que lorsque ce dernier ne présente pas de barrières à son entrée (bénéficiaire des mêmes avantages technologiques et de la part de marché que l'entreprise déjà en place), ni à sa sortie. Autrement dit, aucune réglementation ne l'empêche et aucun coût additionnel n'est engagé, même sur période courte.

Un marché contestable ne nécessite pas une régulation<sup>35</sup>, car sa contestabilité suffit largement pour le fonctionnement efficace d'un monopole (BAUMOL W. et al, 1982, In ALVARO Andaluz Alcazar, 2012). À travers le temps « les théoriciens de la nouvelle économie des réseaux voient en l'analyse des marchés contestables un argument central de la libéralisation des industries de service public »<sup>36</sup>.

#### **1.4. La théorie des droits de propriété et la théorie de l'agence :**

La théorie des droits de propriété a été développée par ALCHIAN Armen et DEMSETZ Harold (1972) qui ont écrit à cet égard que l'entreprise se caractérise par une structure de droit de propriété régie par un ou plusieurs contrats.

À cet effet, la théorie de l'agence intervient afin de compléter le droit de propriété en déterminant les contrats incitatifs relatifs aux contingences qui peuvent se présenter.

<sup>34</sup> La colonne du nouvel entrant a été synthétisée par l'auteur à partir de ALVARO Andaluz Alcazar, Op.cit., 2012, PP.38-42

<sup>35</sup> Le régulateur veille à ce qu'il n'y a pas de barrières à l'entrée et à la sortie du marché.

<sup>36</sup> BELKHOUS Islem, « L'impact du progrès technique sur l'évolution du concept de service public », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Montpellier I, Janvier 2007, P.180.

À ce propos JENSEN M. et WEKLING W. (1976), démontrent dans leur article qui s'intitule « les fondements de la théorie de l'agence », l'efficacité des différentes formes d'organisation.

Cette approche a permis le développement d'analyses relatives au gouvernement des entreprises. On parle dès lors « de relations d'agence quand une entreprise ou une personne confie la gestion de ses intérêts à un tiers »<sup>37</sup>.

JENSEN et MECKLING définissent une relation d'agence comme « un contrat par lequel une ou plusieurs personnes engagent un agent, pour exécuter en son nom une tâche quelconque qui implique une délégation d'un certain pouvoir de décision à l'agent »<sup>38</sup>.

Cette théorie part de l'idée que le principal et l'agent, divergent dans leurs décisions et que le premier possède plus d'informations que le deuxième.

## **2 L'apport des principales théories économiques dans le sujet de l'énergie**

Après cet éventail théorique, nous allons soulever les apports les plus marquants et qui ont vivement contribué dans le débat énergétique<sup>39</sup>.

### **2.1. L'apport de la théorie des coûts de transaction**

Nous citons ce qui suit:

- la firme étant un mode organisationnel permet l'économie des coûts de marché et a besoin d'internaliser et d'externaliser ses transactions;
- l'intégration verticale (hiérarchique) est préférable au marché dans certains cas, car les coûts de marché sont parfois au-dessous des coûts de l'organisation interne<sup>40</sup>. Cette intégration s'explique par la spécificité des actifs, notamment dans les industries de l'électricité et du gaz, ce qui implique une économie des coûts de transaction, grâce à une bonne économie d'échelle et une bonne relation contractuelle ;

---

<sup>37</sup> PLANE Jean Michel, Op.cit., 2013, P.7.

<sup>38</sup> Ibid.

<sup>39</sup> Nous revenons sur tous ces points un peu plus loin dans ce document.

<sup>40</sup> Ce qui implique la préférence de dé-intégrer et d'externaliser les activités.

- la nécessité de prendre en compte d'autres coûts, notamment ceux liés : à la contractualisation, à la recherche de l'information, à l'incertitude, au contrôle, à la rationalité limitée ainsi que l'opportunisme des agents ;
- la taille de la firme ainsi que son organisation interne varient selon le type d'industrie ;
- le progrès technique et le développement des marchés qui ont atteint un certain seuil de maturité ont poussé l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence. En raison de l'interconnexion du réseau et la multiplication des relations contractuelles, l'intégration verticale des activités<sup>41</sup> n'est pas justifiée.

## 2.2. L'apport de la théorie de la concurrence imparfaite

Nous évoquons parmi eux :

- dans certaines activités, notamment celles relatives au réseau énergétique, les rendements sont croissants, du fait des économies d'échelles<sup>42</sup> ;
- les marchés en situation de monopole ne peuvent être libéralisés que d'une manière progressive, tel est le cas de la fourniture de l'énergie. Ceci dit, que « l'intensité de la concurrence varie selon les marchés »<sup>43</sup> ;
- l'ouverture de la concurrence est efficace lorsqu'elle permet de réduire le prix de l'énergie pour le consommateur final<sup>44</sup> ;
- pour les entreprises de réseau de distribution électrique et gazière en situation de monopole, il est inefficace de dupliquer ce réseau en construisant dans une même ville le même réseau. Le plus difficile dans ce cas sera aussi de déterminer le prix de vente du service car le régulateur trouve des difficultés pour déterminer le coût de la fourniture, sauf s'il doit recourir à l'utilisation des coûts comptables. La conséquence de cette pratique serait de répercuter ces coûts sur le consommateur final, sans aucune incitation à faire des efforts pour les réduire par la suite<sup>45</sup> ;

---

<sup>41</sup> Production, transport et distribution.

<sup>42</sup> [www.creg.ac-versailles.fr](http://www.creg.ac-versailles.fr), CREG, « La concurrence imparfaite », publié le 07/01/2006, consulté le 03/11/2020.

<sup>43</sup> BOUET Laure, « Concurrence imparfaite et régulation », Article de veille en économie, 2012, P.1.

<sup>44</sup> PERCEBOIS Jacques, OP.cit., 2001, P.834.

<sup>45</sup> [www.latribune.fr](http://www.latribune.fr), CRAMPES Claude et LÉANTIER Thomas-Olivier, « L'apport de Jean TIROLE aux marchés de l'électricité », publié le 18/12/2014, consulté le 03/11/2020.

- l'asymétrie de l'information met en avantage l'entreprise. À cet effet, le régulateur doit offrir à l'entreprise régulée plusieurs propositions de contrats avec le principe de partage de coûts. Cette dernière devra choisir celle qui correspond à ses attentes<sup>46</sup> ;
- la technologie de comptage peut être la cause de l'imperfection. L'électricité est généralement vendue, suite à un profil de charge qui ne correspond pas à celui du consommateur en réalité. Cette imprécision est nécessaire et elle est due au type de comptage<sup>47</sup>.

### 2.3. L'apport de la théorie des marchés contestables

Nous retenons les points suivants :

- l'importance de la réintroduction de la concurrence dans les industries de réseau notamment celle de l'électricité et du gaz ;
- absence de barrières à l'entrée et à la sortie du marché (y compris les barrières juridiques). Autrement dit sans coûts irrécupérables liés non seulement aux infrastructures mais aussi aux formations, brevets, le savoir-faire, etc. ;
- « en présence de barrière à l'entrée<sup>48</sup>, la concurrence potentielle ne pourra pas influencer sur le comportement des firmes en place et qu'en conséquence ces firmes doivent être soumises à une réglementation incitative afin d'éviter les comportements abusifs du monopole »<sup>49</sup>.
- le régulateur est remplacé par le simple fait qu'il y ait une concurrence potentielle dans l'industrie électrique et gazière.

### 2.4. Ouverture du marché de l'électricité et du gaz à la concurrence

La théorie des coûts de transaction et celle des marchés contestables, ont longuement critiqué les pratiques du monopole public. La bureaucratie, le sureffectif, le

---

<sup>46</sup> LAFFONT Jean-Jacques et TIROLE Jean, « *A theory of incentives in procurement and regulation* », MIT Press, 1993.

<sup>47</sup> Ibid.

<sup>48</sup> Exemple d'attribution de droits exclusifs.

<sup>49</sup> PERCEBOIS Jacques, « L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques », CREDEN, N°99.11.15, 1999, Montpellier, P.22.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

surinvestissement<sup>50</sup> ou même l'inefficacité du fonctionnement, peuvent menacer ces monopoles publics. Ces derniers appliquent "les subventions croisées" entre les segments de clients.

La présence d'un régulateur public n'empêche pas pour autant ce type de subvention, à cause de l'asymétrie d'informations entre la tutelle et l'agent.

Afin de remédier à tout cela, il faut (selon PERCEBOIS Jacques, 1999) prendre des mesures telles que :

- la restauration de la concurrence ;
- la suppression des droits exclusifs sur l'importation et l'exportation de l'électricité et du gaz ;
- exposer davantage la production à la compétition ;
- réguler d'une manière efficiente les activités qui relèvent du monopole naturel. Cette régulation<sup>51</sup> doit aussi être efficace dans le sens où la menace d'éventuels entrants doit être crédible ;
- la possibilité d'accès des tiers au réseau, moyennant un tarif non discriminatoire et raisonnable<sup>52</sup>.

En Europe, après le traité de Rome, il fallait se débarrasser des monopoles et restaurer la concurrence là où elle peut être. Il a même été prévu, de séparer physiquement les activités de transport-distribution de l'activité de commercialisation de l'électricité et du gaz, pour que cette dernière soit concurrentielle en pratique.

À ce propos, et selon JOSKOW P. (2000)<sup>53</sup>, il est possible d'appliquer deux scénarios dominants et présenter dans le tableau suivant :

<sup>50</sup> ~~Théorie des inefficiences X de LEIBENSTEIN H.~~

<sup>51</sup> Dans le cadre du monopole naturel relative à l'activité de transport et de distribution de l'électricité et du gaz.

<sup>52</sup> LAFFONT et TIROLE dans la théorie des incitations montrent la méthode qui maintient l'efficience avec des segments qui ne relèvent pas nécessairement de la concurrence.

<sup>53</sup> *In*. PERCEBOIS Jacques, *Op.cit.*, 1999, P.24.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

**Tableau n° 02:** Les schémas dominants de JOSKOW P. (2000).

Le modèle	Description
Le modèle de concurrence sur le marché de gros, ou en anglais : " <i>Portofolio manager model</i> "	<ul style="list-style-type: none"> <li>- la production est ouverte à la concurrence.</li> <li>- le producteur vend l'énergie soit au transporteur, soit directement aux gros consommateurs (éligibles) et aux distributeurs<sup>54</sup> ;</li> <li>- la distribution est toujours sous monopole local sans que la séparation physique soit faite entre elle et la commercialisation ;</li> <li>- le distributeur procède à 'établissement et à l'encaissement des factures des clients dits "éligibles".</li> </ul>
Le modèle de concurrence sur le marché de détail, ou en anglais : " <i>Customer choice model</i> "	<p>En plus de ce que peut apporter le modèle précédent, ce modèle prévoit :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- le choix du distributeur se fait par les petits consommateurs, ces derniers peuvent même négocier directement avec le producteur<sup>55</sup> ;</li> <li>- une séparation physique entre la commercialisation (établissement et encaissement des factures) et la distribution.</li> </ul>

Source : PERCEBOIS Jacques, 1999, P.24.

<sup>54</sup> Ce qui prévoit des ATR et l'installation des lignes directes.

<sup>55</sup> Ce qui prévoit un ATR étendu de l'activité en aval.



*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

\* \* \*

Si nous partons de l'idée que:

- les coûts de transaction, impliquent un système d'incitation entre les propriétaires et les gérants et que pour faire une économie de coûts de transaction, on peut choisir la meilleure institution économique (marché, contrat ou hiérarchie) ;
- le contrôle de l'extérieur d'une firme en situation de monopole s'avère difficile dans un contexte concurrentiel ;
- la tarification monopolistique incite les consommateurs à consommer trop peu à cause des prix élevés. Pour éviter cette situation l'État doit subventionner les prix des biens, même si cela pose le problème de redistribution du revenu ;
- il est important de réintroduire la concurrence dans les industries de réseau, notamment celle de l'électricité et du gaz en supprimant les barrières à l'entrée et à la sortie du marché.

À partir de ce que nous venons d'évoquer, nous ne pouvons que nous demander si les entreprises relevant du secteur de l'énergie peuvent s'adapter avec leur environnement turbulent, qui devient de plus en plus ouvert à la concurrence. La satisfaction des besoins de la clientèle et la recherche constante de la performance de l'entreprise, demeure un exercice périlleux pour cette dernière, surtout si elle relève du service public. Chose qui nécessite avant tout, d'adapter son organisation et son mode de gestion en fonction de ses besoins.

## Section II : la gestion déléguée des services publics.

La personne publique qui a créé le service public, ne le gère pas nécessairement elle-même. Elle peut confier la gestion du service à un tiers aussi bien public que privé. Ce transfert au profit du tiers ne peut être total : la collectivité conserve la haute main sur le service en question.

L'évolution des services publics au cours de ces dernières années, est le fait du développement technologique et des méthodes d'analyse du degré de satisfaction des usagers.

La délégation des services publics (DSP) existe depuis le XIX<sup>e</sup> siècle<sup>56</sup>, et consiste à confier la gestion d'un service public à un tiers. Il y a lieu de dire que « la délimitation plus fine des frontières du service public, conduit à sa prise en charge par des opérateurs multiples, appelés à se mouvoir dans un univers concurrentiel, ceux-ci doivent miser sur l'efficacité de leur gestion plutôt que des garanties juridiques pour assurer sa promotion »<sup>57</sup>.

Elle a permis le développement de plusieurs services publics à savoir : la distribution de l'eau, du gaz, de l'électricité, des transports urbains, des déchets<sup>58</sup>, etc., et au développement de l'économie libérale.

Les technologies de l'information et de communication ont permis d'améliorer la qualité du service public<sup>59</sup>, réduire les coûts, ainsi que les conditions administratives.

---

<sup>56</sup>BENCHENDIKH François, « L'essentiel de la délégation de services public », GUALINO, Paris, 2014, S.P.

<sup>57</sup>CHEVALIER Jacques, « les nouvelles frontières du service public », Regards croisés sur l'économie, n°2, Février 2007, P.24.

<sup>58</sup>SOTAMOUNE Joel, « La délégation du service public de gestion des déchets solides en Afrique : À la recherche d'indicateurs de performance », *9th international conference of territorial intelligence*, ENTI, Strasbourg, Novembre 2010, PP.1-13.

<sup>59</sup>Des modes d'évaluations ont été adoptés par les pouvoirs publics.

## **1. Le service public**

Une brève présentation des notions générales qui gravitent autour du service public s'impose avant d'aborder son fonctionnement.

### **1.1. Notions générales sur le service public**

L'évolution moderne du droit administratif a rendu la notion du service public, confuse et compliquée.

On peut définir cette notion soit d'une façon organique (formelle) et on peut dire alors que le service public se caractérise par une organisation, puisque l'on considère comme une entreprise gérée par une administration. Comme on peut la définir d'une façon matérielle car elle s'attache essentiellement à la nature de l'activité indépendamment de la nature d'organisation à laquelle elle opère.

À partir de cela, on peut dire que le service public est une activité qui permet la satisfaction des besoins d'intérêt général<sup>60</sup>.

La notion de service public a évolué depuis le droit administratif classique, qui était toujours considéré comme une activité d'intérêt général gérée que par l'administration.

La confusion et la complexité de cette notion, sont apparues lorsque les deux notions (service public et administration) se sont dissociées, car on a constaté qu'une administration pouvait gérer des activités qui n'ont pas un intérêt général<sup>61</sup>. Comme on a constaté que des parties privées pouvaient gérer à leur tour des services publics<sup>62</sup>.

À cet effet, que ce soit l'intérêt général ou l'administration sont devenu des services publics et ont rendu la définition de ces derniers encore plus large.

---

<sup>60</sup> L'intérêt général s'apprécie à l'échelle d'une communauté et l'intérêt public de celle du pays.

<sup>61</sup> Par exemple : les ordres des architectes, les ordres des médecins ou des pharmaciens, etc.

<sup>62</sup> La caisse de sécurité sociale.

À travers un arrêté du conseil d'État français une définition du service public ressort, et reconnaît que « les centres techniques d'apprentissage, établissement d'utilité publique, assurent la gestion d'un service public tout en demeurant des organismes privés»<sup>63</sup>.

Nous pouvons citer quatre éléments qui caractérisent le service public :

- il doit remplir la mission d'intérêt général ;
- l'administration doit conserver le droit de contrôle sur le service public, afin de s'assurer de l'accomplissement de la mission de l'intérêt général ;
- l'organisme qui gère le service public doit avoir les avantages de la puissance publique ;
- l'administration à son tour doit bénéficier du pouvoir de tutelle qui lui permet de nommer les membres du conseil d'administration.

## **1.2. Le fonctionnement des services publics**

Les services publics fonctionnent selon des règles précises et communes à tout type de services publics<sup>64</sup>.

### **1.2.1. La continuité du service public**

Si un service prend un aspect public, c'est qu'il est important pour la vie locale et même nationale, et c'est pour cette raison qu'on doit maintenir son fonctionnement quel que soit le prix.

Pour que le service public fonctionne en continu il doit supposer :

- un fonctionnement en continu, régulier et ponctuel du service ;
- dans le cas d'une gestion en régie ou en concession, l'administration ou le concessionnaire n'ont pas le droit d'interrompre le service sauf dans le cas de force majeure ;
- le principe de continuité prévoit l'interdiction de grève qui mène à une interruption de fonctionnement du service.

---

<sup>63</sup> VEDEL Georges, « Droit administratif », THEMIS Droit, paris, 1976, P.8.

<sup>64</sup> Services publics locaux, d'État, industriels et commerciaux, administratifs, en régie ou en concession.

### 1.2.2. L'égalité des usagers

Le problème de l'égalité des usagers ne se pose pas à priori dans le fonctionnement d'un service public, « d'une façon sérieuse lorsque les usagers sont dans une situation purement statutaire et réglementaire étant donnée qu'ils sont tous alors soumis aux mêmes règles concernant le service public »<sup>65</sup>.

Cela devient problématique, dans le cas où le contrat entre l'utilisateur et l'administration devient individuel.

### 1.2.3. L'adaptation du service public

L'obligation d'adaptation du service public est importante, pour assurer le principe de continuité. Cela se fait, en modifiant le fonctionnement du service et l'utilisateur doit accepter ces modifications pour l'intérêt public. Alors ici, l'administration est considérée comme étant fautive si elle n'applique pas ces changements pour le même intérêt.

Les prérogatives de modification, résident dans l'exécution du contrat administratif qui prévoit les fondements et les limites d'adaptation du service public.

## 2. La gestion déléguée des services publics

La loi MURCEF<sup>66</sup> (11 décembre 2001) définit la délégation de service public comme : « un contrat administratif par lequel une personne morale de droit public (appelée autorité délégante) confie la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé, dont la rémunération est substantiellement liée aux résultats du service ».

Cette définition fait apparaître deux critères organiques :

- *l'autorité délégante* : toutes personnes morales de droit public (collectivités territoriales et leurs groupements, les établissements publics, etc.
- *le délégataire du service public* : comme le définit la loi MURCEF, le cocontractant délégataire peut être une personne privée ou une personne publique nationale ou étrangère. Le délégataire doit exercer une activité dans les conditions du marché.

---

<sup>65</sup>VEDEL Georges, « Droit administratif », Op.cit., P.18.

<sup>66</sup>Loi portant mesures urgentes de réformes à caractère économique et financier (MURCEF).

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

Et trois critères matériels<sup>67</sup>:

- « - le transfert de l'exploitation d'un service public ;
- la rémunération substantielle résultant de l'exploitation du dit service ;
- transfert du risque d'exploitation au délégataire»<sup>68</sup>.

À partir de ces derniers critères l'auteur (BENCHENDIKH F., 2014) précise, que le transfert de l'exploitation d'un service public ne peut se faire que si l'activité est de nature, service à caractère public, si elle peut être déléguée à une autre personne, et qu'un contrôle de l'administration peut être exercé<sup>69</sup>.

Il précise aussi que le service public délégué peut être administratif ou, industriel et commercial.

Par ailleurs, et « dans le cadre d'une délégation de service public, la rémunération correspond au paiement effectué par l'utilisateur au délégataire du service public en contrepartie du service rendu »<sup>70</sup>.

Dans le contrat de concession, la redevance est perçue sur les usagers du service public (Ticket de bus, facture d'eau ou d'électricité, etc.).

Aussi, dans les marchés publics, la rémunération (substantielle) découle du prix payé par la collectivité publique, et doit être liée aux résultats d'exploitation.

En ce qui concerne le risque d'exploitation (concurrence, inadéquation entre la demande et l'offre, insolvabilité des débiteurs, la non-couverture de la totalité des dépenses par ses recettes, préjudice résultant d'une mauvaise gestion, etc.), qui est lié directement au résultat d'exploitation<sup>71</sup>, suscite son transfert au concessionnaire.

BENCHENDIKH F. (2014), cite dans son ouvrage, les exonérations du recours aux délégations des services publics, comme suit :

---

<sup>67</sup> Pour qualifier un contrat de délégation de service public.

<sup>68</sup> BENCHENDIKH François, Op.cit., 2014, P.17.

<sup>69</sup> Cette condition est rajoutée dans la définition de la jurisprudence française.

<sup>70</sup> Ibid.

<sup>71</sup> Gains ou pertes.

- *les situations de monopole* : comment peut-on déléguer en faisant la publicité pour qu'un maximum de concurrent se mobilise afin d'acquérir la délégation d'un service public, alors qu'à la base on ne peut avoir qu'un seul concurrent, vu le caractère monopolistique de l'entreprise ;
- *service public confié à un établissement public ou à une société publique locale* : c'est le fait de donner une personnalité morale à une entité afin de lui déléguer un service sous la tutelle d'une collectivité décentralisée ;
- *les délégations d'un faible montant* : elle a pour objectif « de ne pas alourdir les contraintes pour les collectivités décentralisées, notamment les petites communes qui n'ont pas les moyens techniques et le budget pour mettre en place une procédure complète qui reste lourde »<sup>72</sup> ;
- *l'absence de la loi « Sapin »<sup>73</sup> sur les délégations unilatérales de service public* : la délégation unilatérale a été exclue par la loi et c'est pour cette raison qu'elle doit être prévue par un texte pourvu qu'elle respecte les principes d'égalité et de transparence.

## 2.1. Les types de contrats de délégation des services publics

### 2.1.1. Les concessions

L'origine du contrat de concession vient de la définition qui figure dans l'arrêt de gaz de bordeaux en 1916<sup>74</sup> et qui la définit comme : « un contrat qui charge un particulier ou une société d'exécuter un ouvrage public ou d'assurer un service public, à ses frais, avec ou sans subvention, avec ou sans garantie d'intérêts, etc. Le concessionnaire est rémunéré par l'intermédiaire de l'exploitation de l'ouvrage public, ou l'exécution du service public avec le

---

<sup>72</sup> BENCHENDIKH François, Op.cit., 2014, P.17.

<sup>73</sup> N°93-122 du 29 janvier 1993 relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, cette loi a été rebaptisé « Sapin 2 », en référence au premier texte « anticorruption » présenté 23 ans plus tôt par Michel Sapin, ce texte « proclame l'exigence d'une République exemplaire ». In Yves BROUSSOLLE, « les principales dispositions de la loi SAPIN pour la transparence de la modernisation de la vie économique », Gestion et finances publiques, N°02, 2/2017, PP.108-113. (Résumé de l'article).

<sup>74</sup> Conseil d'État, 30 mars 1916, Compagnie générale d'éclairage de Bordeaux, Rec. Lebon, P. 125, In PAQUIER Serge et WILLOT Jean Pierre, « L'industrie du gaz en Europe au XIXe et XXe Siècles », Euroclio, N°20, 2005, Bruxelles, P.4.

droit de percevoir des redevances sur les usagers de l'ouvrage public ou sur ceux qui bénéficient du service public »<sup>75</sup>.

À partir de cette définition découle deux types de concession :

- la concession de travaux publics : ce type de concession permet au concessionnaire de se rémunérer de la gestion de l'ouvrage public « pure » sans qu'elle soit considérée comme service public<sup>76</sup>.
- la concession de service public : « la concession de service public est le contrat par lequel une personne publique, le concédant, charge une personne publique ou privée, le concessionnaire, d'exploiter un service public à ses risques et périls, en se rémunérant essentiellement sur les usagers du service »<sup>77</sup>.

### **2.1.2. L'affermage**

L'affermage est un contrat « par lequel, une personne publique ou privée, dénommée le fermier, assure la gestion d'un service public, en se rémunérant par des redevances sur les usagers. Le fermier est chargé d'exploiter le service public à ses frais et risques. En cas d'absence de risque réel, le contrat d'affermage peut être requalifié en marché public »<sup>78</sup>.

La différence entre l'affermage et la concession<sup>79</sup> réside dans le fait que l'affermage est un contrat dans lequel le cocontractant ne supporte pas de frais de premier établissement contrairement à la concession, car le fermier gère le service d'un équipement public construit au préalable.

### **2.1.3. La régie intéressée**

Ce mode de gestion est pratiqué depuis le XIX<sup>ème</sup> siècle, et consiste à assurer « l'exécution du service public pour le compte de la collectivité en reversant la totalité des sommes perçues dans le cadre de l'exploitation du service »<sup>80</sup>.

---

<sup>75</sup> BENCHENDIKH François, Op.cit., 2014, P.17.

<sup>76</sup> On peut citer comme exemple la construction de conduite de gaz.

<sup>77</sup> Ibid.

<sup>78</sup> Ibid.

<sup>79</sup> Ce qui n'est pas toujours évident.

<sup>80</sup> Ibid.



La somme perçue se compose d'une redevance fixe et d'un pourcentage sur les résultats d'exploitation.

La régie intéressée peut être considérée comme étant un mode de délégation de services publics, mixte de par du « concours extérieur d'un professionnel privé, contractuellement chargé de faire fonctionner le service public »<sup>81</sup>.

Le régisseur intéressé, jouit d'une autonomie limitée, car il fonctionne pour le compte de la collectivité publique (l'autorité délégante).

## **2.2.L'efficacité des modes de gestion des services publics**

L'État doit limiter les recours à la gestion déléguée des services publics qui « engage la puissance publique sur le long terme »<sup>82</sup>, et cela implique l'augmentation des coûts du service public délégué.

A ce propos trois articles s'intéressent à cette problématique :

- **L'article de LE LAUNIER Aude et de PORCHER Simon (2012)**

Ces deux auteurs ont fait une analyse sur l'efficacité relative des différents modes de gestion, pour la distribution de l'eau en France en proposant une mesure de cette efficacité, et ils arrivent aux résultats suivants :

- « les opérateurs privés opèrent dans des environnements plus difficiles ce qui peut expliquer les différences de prix observés en moyenne d'un mode de gestion à un autres<sup>83</sup> » ;
- après correction des différences d'environnement d'exploitation, ils arrivent à un autre résultat qui indique que pour les services de distribution de l'eau (en France), l'affermage est légèrement moins efficient par rapport à la régie.

À partir de ces résultats ils concluent que : pour comparer le prix des services des eaux, le mode de gestion n'est probablement pas un critère indispensable.

---

<sup>81</sup> BENCHENDIKH François, Op.cit., 2014, P.17.

<sup>82</sup> SAUSSIER Stéphane, « Introduction : partenariat public-privé et performance des services publics », revue d'Économie Industrielle, N°140, 4<sup>ème</sup> trimestre 2012, P.2.

<sup>83</sup> Ibid.

- **L'article de CAMPAGNAC Elisabeth et DEFFONTAINES Géry 2012, et celui de TRA TRAN Phuong et SAUSSIÉR Stéphane (2012)**

Les premiers démontrent les limites inévitables à ces contrats en dressant un bilan sur les dysfonctionnements possibles, déjà constatés.

Ils démontrent aussi que les contrats de partenariats n'apportent aucune solution pour résoudre la crise de la dette au niveau macroéconomique.

Les contextes locaux et sectoriels doivent être pris en compte et « peuvent avoir des logiques variées compatibles ou non avec la mise en place des contrats de partenariats <sup>84</sup>»

Le deuxième article évalue qualitativement les contrats de partenariat en interrogeant les autorités publiques sur les engagements dans cette voie.

Les auteurs se focalisent souvent sur les projets auxquels l'infrastructure est déjà mise en œuvre et en exploitation, alors que les coûts *ex ante* et *ex post*, peuvent influencer sur l'efficacité du contrat de partenariat (WILLIAMSON O.E., 1991).

À partir de cette logique, les auteurs évaluent l'efficacité des contrats à travers une trentaine de questionnaires, destinées aux projets qui sont en cours d'exploitation « en terme de coût, de durée, de qualité et du rapport qualité/prix »<sup>85</sup>.

Des points positifs résultent de leur travail, malgré l'adoption d'une même vision que les autorités publiques (à court terme).

La difficulté dans l'évaluation de l'efficacité du partenariat public-privé, réside dans le fait qu'il est quasi-impossible de comparer entre ce type de partenariat et d'autres types de partenariats alternatifs. Cela est expliqué par le fait que l'évaluation se fait en prenant en compte qu'une seule dimension qui est le coût, alors que le projet peut être évalué à travers plusieurs dimensions, à savoir : « les infrastructures, les choix d'investissements, les délais,

---

<sup>84</sup> SAUSSIÉR Stéphane, Op.cit., 2012, P.12.

<sup>85</sup> Ibid.

les niveaux de qualité »<sup>86</sup>, qui diffèrent d'un type de partenariat à alternatif, à un autre et qui sont au même temps difficiles à mesurer.

- **L'article de HAYWOOD Luke et KONING Martin (2012)**

Ces auteurs ont mené une enquête dans les transports publics plus précisément dans la ligne une (01) du métro de paris, afin d'évaluer le degré de confort des déplacements dans cette dernière par la méthode d'évaluation contingente.

Cette méthode peut être appliquée dans l'évaluation des « différences de qualité de service observées selon le mode de gestion retenu »<sup>87</sup>.

### 2.3. Les difficultés de la mise en œuvre des modes de gestion

Selon WILLIAMSON O.E. (1976) l'analyse économique des partenariats publics-privés ne traite pas d'une manière claire la problématique de l'efficacité relative des modes de gestion, « elle se focalise sur la nature contractuelle de cette relation et les difficultés inhérente à la négociation<sup>88</sup> et à l'exécution de contrat de long terme forcément<sup>89</sup>».

Chaque mode de gestion représente des caractéristiques spécifiques, ce qui implique des problèmes de contractualisation à différents degrés, notamment ceux relatifs :

- aux coûts de transaction *ex ante* (lors de la phase de sélection et de négociation) et *ex post* (phase d'exécution des contrats) ;
- à la capacité des acteurs publics à concurrencer dans un appel d'offre, car, que ce soit pour les marchés publics, les délégations de service public ou encore les partenariats, s'il n'y a pas une concurrence saine, la performance des services publics se dégrade.

---

<sup>86</sup> SAUSSIÉ Stéphane, Op.cit., 2012, P.12.

<sup>87</sup> Ibid.

<sup>88</sup> « Les usagers de l'eau étaient représentés par la collectivité qui défendait leurs intérêts au moment de la négociation du contrat de délégation avec les entreprises », PFLIEGER Géraldine, « Domination du consommateur et résistance du citoyen : les tensions entre les figures de l'utilisateur au sein du système de régulation de l'eau en France », Flux n°48/49, Septembre 2002, P.20.

<sup>89</sup> SAUSSIÉ Stéphane, Ibid.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

MOORE John (2013) a écrit dans ce sens, dans son article relatif à la question « d'ententes partielles dans les marchés publics »<sup>90</sup>.

Il ressort que, malgré des règles de sanction strictes en matière d'anonymat des candidats lors de leurs soumissions aux marchés publics, il peut y avoir une adaptation entre les cartels en matière d'offres afin de limiter le nombre de firmes externes candidates et par la suite limiter les pertes engendrées par des contrats liés à ces derniers.

MOORE John, arrive à déduire que la concurrence peut être détournée en plus de « l'entente partielle<sup>91</sup> », par les procédures de sélection prévues par les autorités publiques.

Selon CHONG Eshien, STAROPOLI Carine et YVRANDE-BILLON Anne (2013) et à travers une étude empirique, identifient trois critères d'identification économiques, de choix des modes d'attribution, (autrement dit, les choix des procédures d'attribution) à savoir :

- « - l'intensité concurrentielle prévalant sur le marché des fournisseurs ;
- le niveau de la contrainte budgétaire de l'acheteur ;
- la complexité du projet à réaliser »<sup>92</sup>.

À cet effet, ils constatent que le choix des modes d'attribution est affecté non seulement par l'efficacité économique mais aussi par les politiques liées aux acheteurs publics choisit et sensibiliser à l'impact politique, que représente leurs décisions.

MARTY Frédéric (2013), traite dans son article le sujet de partenariat public-privé dans le secteur de télécommunication, sous l'angle du cofinancement des partenariats par le privé et le public ainsi que les transferts monétaires qui peuvent y afférer, au profit du privé en matière d'investissement ou d'exploitation des infrastructures.

Ainsi, deux problèmes peuvent résulter de ces faits :

- risques de distorsion<sup>93</sup> ;
- risques de forclusion<sup>94</sup>, qui peuvent apparaître lors de la signature d'un contrat de partenariat avec un autre opérateur.

---

<sup>90</sup> SAUSSIÉ Stéphane, Op.cit., 2012, P.12.

<sup>91</sup> Déjà citée en haut.

<sup>92</sup> Ibid.

<sup>93</sup> Déjà évoquer dans la section I du chapitre I.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

À ce propos, la commission européenne a mis en œuvre des pratiques décisionnelles, afin de préserver la concurrence et permettre aux tiers d'accéder aux infrastructures.

BEAUVE Jean, DE BRUX Julie et SAUSSIÉ Stéphan (2013), dans leur article commun relatif aux coûts de transaction, mettent l'accent sur la nécessité de la renégociation des contrats de concession *ex post*, afin de l'adapter et de faire face à un environnement incertain.

Il en résulte que « la fréquence, l'objet, l'étendue et la rapidité des renégociations ont un impact décisif sur la poursuite des relations contractuelles, signe de la satisfaction des parties au contrat »<sup>95</sup>.

L'article de BLANC-BRUDE Frédéric (2013), rappelle que dans le cadre d'un partenariat public-privé<sup>96</sup>, qui se caractérise par une longue durée et des prix fixes<sup>97</sup>, la sélection des entreprises se fait par rapport à leur efficacité et leur efficience (*ex ante*), en négligeant ces deux caractéristiques<sup>98</sup> (*ex post*). Autrement dit, le fait de choisir les meilleures entreprises lors de l'appel d'offre n'implique pas automatiquement une limitation de leur rente. Cette dernière est difficilement acceptable par les gouvernements en fréquentes mutations.

À cet effet, les auteurs voient qu'une régulation globale s'impose afin de rendre ces rentes transparentes et crédible et de préserver les incitations en supprimant le risque de renégociation des contrats.

Dans le même contexte, on peut citer l'étude d'ATHIAS Laure et de SAUSSIÉ Stéphan (2007) sur les concessions routières à péage, qui s'est basée sur une étude hybride qui utilise deux théories à savoir : la théorie des coûts de transaction et la théorie des contrats incomplets, en comparant entre les contrats rigides et les contrats flexibles dans ces concessions. Dans cet écrit, ils expliquent aussi que « les parties peuvent signer deux types de contrats incomplets :

---

<sup>94</sup>Déjà évoquer dans la section I du chapitre I.

<sup>95</sup>SAUSSIÉ Stéphan, Op.cit., 2012, P.12.

<sup>96</sup>*Private finance initiative (PFI)*.

<sup>97</sup>Ce qui implique une forte incitation.

<sup>98</sup>Ici on parle de la longue durée et des prix fixes.

- un contrat rigide dans lequel les parties essaient de spécifier *ex ante* la manière de se coordonner *ex post*, face aux états de la nature<sup>99</sup> ;
- un contrat flexible, dans lequel les parties planifient de renégocier le prix <sup>100</sup>».

Ils abordent dès lors, les contrats incomplets en incluant les coûts de renégociation et les coûts de mal adaptation, afin de démontrer que les arbitrages entre ces deux types de contrat sont « plus complexes que nous laisse penser la théorie des coûts de transaction <sup>101</sup>».

L'approche empirique de cette étude aborde une partie sensible dans le domaine du partenariat public-privé, qui est la clause des prix dans les contrats de concession des services.

Il en résulte de ce papier, la suggestion de « la rationalité économique et politique dans la conception de tel contrat »<sup>102</sup>.

### 3. La concession du service public

La concession est un terme très vaste au regard du droit administratif. On peut citer comme exemple les concessions des cimetières, des terres, etc.

Quant au sens de l'expression de « concession de service public », il est plus clair, et il désigne « un procédé par lequel, une personne publique, dite autorité concédante, confie à une personne physique ou morale, appelée concessionnaire, le soin de gérer un service public sous le contrôle de l'autorité concédante, moyennant une rémunération qui consiste, le plus souvent, dans les redevances que le concessionnaire percevra sur les usagers du service »<sup>103</sup>.

#### 3.1. La différence entre la concession et d'autres modes de gestion

La différence entre la régie simple et la concession réside dans le fait que l'administration charge une personne tierce de gérer et d'exploiter le service public à sa place.

---

<sup>99</sup> Engendrant des coûts de mal adaptation.

<sup>100</sup>ATHIAS Laure et SAUSSIÉ Stéphanie, « Un partenariat public-privé rigide ou flexible?: théorie et application aux concessions routières à péage », revue économique, n°03, 2007, P.5. Engendrant des coûts de renégociation.

<sup>101</sup> Ibid.

<sup>102</sup> Ibid.

<sup>103</sup> VEDEL Georges, Op.cit., 1976, P.18.

La concession implique un contrat entre les organismes publics ou privés et les collectivités locales. En cas d'absence de ce contrat on se trouve alors dans le cas d'affermage (contrat innomé).

Nous devant toutefois distinguer entre la concession des travaux publics auxquels le concessionnaire s'engage à construire des ouvrages nécessaires au fonctionnement du service public, et la concession de service public qui fonctionne sans que le concessionnaire soit dans l'obligation de construire un ouvrage.

### **3.2. Le contrat de concession**

Toute concession est concrétisée par un contrat qui se divise en un cahier des charges<sup>104</sup> et une convention<sup>105</sup>.

La concession selon la jurisprudence prend la forme d'un contrat mais dans le fond c'est un ensemble de clauses de réglementations et de clauses contractuelles.

### **3.3. Les principes de la concession de service public**

La concession de service public se base sur deux principes tout à fait contradictoires, mais qui fondent la théorie de son contrat, à savoir :

- le service public doit fonctionner pour satisfaire le besoin de l'intérêt général sous la tutelle de l'administration ;
- le service public est géré par une entreprise capitaliste qui fixe comme objectif principal, la réalisation d'un maximum de profit.

### **3.4. Étude de la concession des services publics**

Le service public concédé est un service purement public ce qui lui donne les caractéristiques suivantes :

---

<sup>104</sup> Qui est un texte détaillé et technique qui régit les conditions de fonctionnement du service public.

<sup>105</sup> Est un texte qui synthétise les principes nécessaires.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

- le choix du concessionnaire revient à l'administration, en faisant recours à des procédés de désignation du contractant, et même si le concessionnaire souhaite céder cette concession il doit avoir l'aval de cette administration ;
- le fonctionnement de la concession du service public doit se faire d'une manière continue et stricte sauf au cas de force majeure « *stricto sensu* ». On peut dire que même si la concession est en situation de déficit elle ne peut pas interrompre le fonctionnement du service. Faute de quoi l'administration peut faire recourir à l'un de ces deux types de sanctions : le premier est prévu au préalable dans le cahier des charges et le deuxième même s'il ne figure pas dans un cahier des charges l'administration peut l'infliger au concessionnaire soit sous forme d'amendes, soit par une mise sous séquestre<sup>106</sup> ou par la déchéance<sup>107</sup>. « L'administration dispose de pouvoir de contrôle étendu sur le fonctionnement du service et c'est normal puisqu'elle doit s'assurer de l'exact accomplissement de l'obligation souscrite par le concessionnaire »<sup>108</sup> ;
- le concessionnaire doit procéder obligatoirement aux modifications exigées par l'autorité concédante dans l'intérêt général<sup>109</sup>, et si ces modifications causent un déséquilibre financier de la concession le concédant doit lui donner une indemnité ;
- le règlement des litiges entre le concessionnaire et l'autorité concédante relève des compétences du juge administratif<sup>110</sup>.

Le régime des biens tels que les ouvrages immobiliers et le matériel acquis par le concessionnaire, peut être résumé sous trois points :

- *les biens de retour* : sont considérés comme des biens qui reviennent obligatoirement et sans frais à l'autorité concédante à la fin du contrat;

---

<sup>106</sup> C'est la substitution de l'administration au concessionnaire un temps donné pour l'exécution du service aux frais de ce dernier.

<sup>107</sup> La déchéance peut être prononcée par défaillance et manquement grave du concessionnaire (les sanctions doivent être justifiées concrétisées par une ou plusieurs mises en demeure) et consiste à retirer les droits du concessionnaire prévu dans le contrat.

<sup>108</sup> VEDEL Georges, Op.cit., 1976, P.18.

<sup>109</sup> Même si elles ne sont pas prévues dans le cahier des charges.

<sup>110</sup> Les usagers aussi peuvent reprocher à l'administration concédante de ne pas avoir fait le nécessaire auprès du concessionnaire, afin d'assurer le bon fonctionnement du service. Par ailleurs, le personnel n'est pas fonctionnaire du concessionnaire, ce qui prévoit des clauses sociales dans le cahier des charges en faveur des employés du concessionnaire.



*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

- *les biens de reprises* : sont des biens que l'autorité concédante peut reprendre à la fin du contrat, en contrepartie d'un prix sans que le concessionnaire s'oppose à cela ;
- *les biens propres* : sont des biens relevant de la propriété du concessionnaire et lui reviennent à la fin du contrat ou peuvent être cédés à l'autorité concédante par un accord libre négocié avec le concessionnaire.

Chaque contrat possède un début et une fin, et la fin du contrat de concession peut prendre plusieurs formes :

- *Une fin normale* : le contrat de concession prend fin dès l'expiration de la durée prévue et à partir de là que l'autorité concédante peut exercer son droit de retour ou de reprise des biens de la concession ;
- *Une fin anticipée* : soit par le rachat<sup>111</sup> en privant le concessionnaire de son exploitation ; soit par la déchéance qui est une sanction pour manquement important aux obligations du concessionnaire limitées par des avantages (considéré comme inconvénients pour l'autorité concédante) que le service bénéficie des travaux réalisés et du matériel disponible ; soit par la résiliation après la suppression du service sans que le concessionnaire manque ses obligations ; ou par la nationalisation qui est une pratique *sui generis* qui remplace la gestion capitaliste de l'activité.

---

<sup>111</sup> On peut citer alors le rachat contractuel qui se fait en indemnisant le concessionnaire selon les clauses prévues dans le cahier des charges. Comme on peut avoir aussi un rachat forcé par l'autorité concédante sans que cela ne figure sur le cahier des charges mais en couvrant toute perte de concessionnaire de ses bénéfices à réaliser.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

\* \* \*

Finalement le choix des modes de gestion est relatif à la nature de l'activité de l'entreprise et à l'environnement auquel elle opère.

La concession est le mode de gestion des services publics le plus fréquent en matière de gestion des industries de réseau plus particulièrement.

Ce mode de gestion est cadré par un contrat représentant les modalités relatives à la gestion et à la fin de cette gestion.

Les appels d'offre dans le cadre du partenariat public-privé s'avèrent efficaces après une bonne analyse des caractéristiques de transaction notamment celles qui concernent la spécificité des actifs et le niveau d'incertitude dans l'environnement dans lequel évoluent les acteurs économiques (YVRANDE Anne, 2008, P.124).

Quel que soit le mode de gestion des services publics, une entreprise est tenue de perdurer en étant performante, d'où la nécessité d'adopter un cadre managérial qui le lui permet.

**Section III** : la performance de la gestion des services publics dans le cadre du nouveau management public.

La performance des institutions commence par l'étude de l'efficacité de coordination. « la théorie du marché comme celle de la firme traite leur efficacité dans l'allocation des ressources, et les économistes transmettent aux gestionnaires leurs règles d'efficacité, ceux-ci étant chargés de définir les modalités pratiques de leur application dans les organisations »<sup>112</sup>.

Le secteur public d'une manière générale et le service public en particulier, se sont adaptés à ce nouveau contexte, qui se caractérise aussi par l'effet de la mondialisation, l'évolution technologique et les fluctuations du cours du pétrole.

Les entreprises publiques sont considérées comme un moteur de développement de l'économie, et leurs performances s'inscrivent dans la démarche du nouveau management public (NMP). Par conséquent, ces entreprises doivent adapter leurs cultures de gestion en fonction de l'environnement où elles opèrent.

La performance des services publics est une démarche qui consiste à gérer en se basant sur les résultats obtenus par rapport aux objectifs assignés, et que ces objectifs soient en harmonie avec les moyens mobilisés.

La performance (au sens de l'efficacité) de la gestion publique locale donne un intérêt à la façon dont elle peut être mesurée avec des indicateurs de performance.

La performance et sa mesure sont considérées comme des problèmes mystiques, quand ça concerne le service public.

---

<sup>112</sup> DOMIN Jean-Paul et NIEDDU Martino, « La pluralité des approches en termes de performance », *Économie et institutions*, n°18-19, 2012, P.2.

## 1. La nouvelle gestion publique ou le nouveau management public (New public management)

La nouvelle gestion publique est apparue dès les années 70, dans la pensée néolibérale. Elle vient pour « mettre fin à des formes d'État-providence jugées illégitimes et productrices d'effets anti-économique »<sup>113</sup>. À l'aube des années 90, cette même notion a été introduite dans des pays européens sous forme de réformes qui mènent à l'introduction de l'État-providence aux marchés ou aux quasi-marchés, afin d'améliorer l'efficacité des entreprises publiques.

Trois variantes de politiques relatives aux entreprises publiques existent :

- des politiques de privatisation de l'État-providence jugées «dures »<sup>114</sup> ;
- des politiques qui consistent à limiter juste les dépenses politiques jugées « modérées »;
- des politiques de quasi-contractualisation caractérisant ainsi la nouvelle gestion publique (MERRIEN François Xavier, 1999).

Cette dernière variante s'agit plutôt d'introduire les principes de marché dans la gestion des entreprises publiques.

La possibilité d'introduction de ces principes, dépend de la possibilité d'adaptation des entreprises publiques aux nouvelles idées managériales.

La gestion selon cette nouvelle forme (NMP) se fait par les résultats<sup>115</sup>. Cela renforce le rôle du contrôle sur les résultats et sur les budgets.

Selon les défenseurs de la NGP : « la révolution managériale doit se traduire par le passage du monopole au marché, de la contrainte administrative à la diversité de l'administration responsable »<sup>116</sup>.

---

<sup>113</sup>MERRIEN François Xavier, « La Nouvelle Gestion publique : un concept mythique », Lien social et politiques, n°41, 1999, P.95.

<sup>114</sup>Inspirée par l'École de Chicago, la banque mondiale et l'institut monétaire international.

<sup>115</sup> Principalement ceux relatives aux paramètres financiers.

<sup>116</sup> Ibid.

### 1.1. Le nouveau management public et le modèle hiérarchique wébérien<sup>117</sup>

Le modèle hiérarchique-wébérien est le plus adapté, pour la gouvernance des entreprises publiques. Cela se justifie par le fait que :

- la hiérarchie fournit la possibilité de contrôler la politique des entreprises publiques ;
- la hiérarchie veille à ce que les objectifs préalablement assignés soient atteints et les missions soient accomplies ;
- la hiérarchie prévoit une série de mesures relatives au contrôle de l'exécution ainsi qu'aux différents commandements ;
- le modèle bureaucratique garantit une certaine égalité de traitement des usagers.

Ce modèle a posé ses limites après l'apparition des crises économiques des années 80 et l'apparition des idées néolibérales, qui encouragent l'introduction des mécanismes de marché, dans la gestion des entreprises publiques. Ce modèle présente aussi des limites en matière d'action publique.

La principale critique faite par la politique de la nouvelle gestion publique, réside dans la volonté d'imposer aux administrations régaliennes et des services les principes de fonctionnement des entreprises privées.

### 1.2. Le nouveau management public d'un point de vue théorique

Le néolibéralisme<sup>118</sup> condamne : « le rôle de l'État dans la vie économique, l'insistance sur l'offre, l'affirmation de la supériorité du marché sur tout le système régulé (hiérarchique) »<sup>119</sup>.

Par ailleurs et d'un point de vue pratique, il a été constaté que « les politiques de réformes administratives s'écartent du "consensus de Washington"<sup>120</sup>, repoussant les mesures révolutionnaires, comme la privatisation et la dérégulation »<sup>121</sup>.

---

<sup>117</sup>Appelé aussi bureaucratique.

<sup>118</sup>De VON HAYEK Friedrich et de FRIEDMAN Milton.

<sup>119</sup>MERRIEN François Xavier, Op.cit, 1999, P.98.

<sup>120</sup>Libéralisation des échanges, stabilité macroéconomique, prix de concurrence. In FROIS Gilbert Abraham et DESAIGUES Brigitte, « Du "Consensus de Washington" au "Consensus Stiglitzien" », Revue d'Économie politique, vol N°113, 2003/1, P.2.

<sup>121</sup>MERRIEN François Xavier, Ibid.

Dans la nouvelle gestion publique, il est nécessaire d'introduire les principes du marché au sein de l'État-providence. Son principe théorique implique que les agents économiques cherchent toujours à maximiser leur utilité<sup>122</sup>.

L'importance des flux d'informations acheminant des niveaux inférieurs, fait que les choix des responsables soient irrationnels. Ces derniers, cherchent constamment à maximiser et à élargir leurs zones d'action, sans prendre en considération leur incapacité de résoudre les problèmes liés à ces zones.

En conséquence, des groupes d'intérêts de classe moyenne apparaissent et font fonctionner l'État en leur faveur en s'offrant des rentes de situation. Cela rend impossible la tâche des autorités publiques, de connaître la justification des coûts relatifs au service ainsi que leur efficacité et leur efficience dans l'accomplissement des tâches. Ces derniers ne peuvent être justifiés dans l'absence des signaux et des indicateurs de performance (MERRIEN François Xavier, 1999).

Les effets de la mondialisation sur l'environnement des entreprises de services publics, leur imposent une certaine rapidité et flexibilité d'adaptation aux exigences de leurs clients.

À cet effet, il y a lieu de changer la donne en favorisant les résultats et la satisfaction de la clientèle, au lieu de respecter strictement les procédures.

La nouvelle gestion publique est appliquée d'une manière différente, selon les pays ou même les secteurs.

### **1.3. L'application du nouveau management public**

Afin de pouvoir appliquer le nouveau management public, des propositions qui facilitent cette marche sont résumés dans le tableau ci-dessous :

---

<sup>122</sup> D'où l'apport de la théorie de l'agence et la théorie des coûts de transaction.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

**Tableau n°03** : résumé des propositions pour une nouvelle gestion publique.

<b>Propositions</b>	<b>Développement</b>
Création des marchés ou des quasi-marchés	Il est indispensable de créer des marchés, ou dans les secteurs définis autrefois comme appartenant à la catégorie économique des biens publics de nature monopolistique.
Distinction des rôles	<ul style="list-style-type: none"> <li>- la NGP impose la distinction du rôle du fournisseur de celui de décideur ;</li> <li>- les pouvoirs politiques doivent se limiter à fixer les grands objectifs à atteindre ;</li> <li>- les services se spécialisent dans l'octroi des prestations demandées au moindre coût ;</li> <li>- les tâches des autorités sont réorientées vers une évaluation <i>ex post</i> et un réel suivi plutôt que vers une planification <i>ex ante</i> détaillée.</li> </ul>
Décentralisation	L'administration doit être décentralisée en remplaçant les services par des agences fonctionnelles autonomes. Ces agences font l'objet de contrats de prestations et bénéficient de budgets globaux.
Contractualisation	Les procédures contractuelles ou semi-contractuelles <sup>123</sup> doivent remplacer les procédures hiérarchisées à la fois entre les directions centrales et les agences et entre les unités des agences autonomes.
La rivalisation	Les agences publiques ou privées peuvent et doivent rivaliser, pour obtenir des commandes du pouvoir politique ou de l'administration centrale.
Responsabilisation des agences	Les agences sont responsables face à leurs clients, mais aussi face à leurs financeurs publics directes (l'État) ou indirectes (les contribuables). Elles sont évaluées en permanence à l'aide d'indicateurs de performance. Il faut passer de la régulation a priori à la régulation a posteriori.
Révision de la notion d'agent public	Les agents publics cessent d'être des fonctionnaires. Ils doivent être soumis à une mesure de leur performance. Leur rémunération ne dépend plus de la règle de l'ancienneté, mais de l'évaluation de leurs compétences et performances.
Orientation des choix des usagers	Les usagers sont des clients assimilés à des consommateurs individuels, ils doivent pouvoir orienter leur choix en fonction de la qualité et du prix. Ils peuvent se procurer les biens dont ils ont besoin auprès d'offres publics ou privés.

Source : construction personnel à partir de MERRIEN François Xavier, 1999, P.98 et 99.

<sup>123</sup> Contrats de prestations, qui définissent les orientations, les objectifs et le budget global alloué.

#### 1.4. Les conséquences et les limites du NMP

Ces propositions regroupent les principes de bases du nouveau management public. Ils sont mis en œuvre pour : « réformer<sup>124</sup> le statut des personnels, qui cessent d'être des fonctionnaires pour devenir des employés contractuels rémunérés en fonction de leur performance évaluée »<sup>125</sup> et « introduire des contrats de prestation précisant la quantité et la qualité des productions d'unité (budget global au lieu d'un budget détaillé poste par poste et évaluation des résultats au lieu du contrôle administratif traditionnel »<sup>126</sup>.

Le fait de confier le pouvoir d'action aux agences autonomes par les pouvoirs publics, cette dernière perd l'avantage de la coordination et de la planification.

Les pouvoirs publics sont même incapables d'agir sur les problèmes nouveaux.

Aussi, l'une des erreurs est de se focaliser essentiellement sur l'efficience de l'organisation et s'intéresser moins aux besoins de son environnement.

Afin de pouvoir concilier, d'un côté l'amélioration de la performance et de l'autre la question sociale, les responsables locaux sont dans la nécessité de réincorporer les notions de planification et de coordination qui s'avère une mission difficile.

Par ailleurs, et du point de vue d'introduction des mécanismes du marché dans la gestion publique, ceci ne conduit pas automatiquement à l'efficacité et à l'efficience de l'État-providence.

Pour que cela soit fait, il faut réunir plusieurs conditions. Selon WILLIAMSON (1975) : « s'il existe un nombre insuffisant de parties contractantes, si les conditions de production du service sont trop complexes et trop incertaines, si la structure des investissements est rigide, si les éventualités qui conditionnent la réalisation du contrat sont nombreuses et si

---

<sup>124</sup> La grande Bretagne présente un succès dans la mise en œuvre des réformes managériales des entreprises publiques. CLARKE et NEWMAN (1997), *In*. MERRIEN François Xavier, Op.cit, 1999, P.99.

<sup>125</sup> Ibid.

<sup>126</sup> Ibid.



l'opportunisme des agents économiques risque d'augmenter considérablement ses coûts de réalisation »<sup>127</sup>.

## 2 L'analyse de la performance

La performance peut être mesurée et le « système de mesure de performance est utilisé comme outil de management pour quantifier, analyser, piloter et améliorer les processus de l'entreprise »<sup>128</sup>.

Pour définir les objectifs, la stratégie ainsi que l'évaluation des processus, le système intégré de mesure de la performance utilise des indicateurs dits de performance, pour mieux expliquer les objectifs de l'entreprise. Avant cela, il convient tout d'abord de définir la notion de performance et de constater son évolution.

### 2.1. Définition de la performance

Selon la littérature sur la performance, il a été constaté que la définition de la notion de la performance change en fonction du contexte.

**Tableau n° 04 :** définitions de la performance.

Auteur	Définition
VERNADAT (1996)	« Organisation, compétence et motivation »
NEELY et al. (2005)	La performance repose sur l'efficacité et l'efficience.
JACOT (1990)	La performance repose sur l'efficacité, l'efficience et la pertinence.
BESCOS (1995)	La performance repose sur l'efficacité, l'efficience, la pertinence et l'effectivité.

Source : construction personnelle à partir de SHAH Liaqat Ali, 2012, P.5.

Selon Melchior Salgado (2013), la définition de la performance a évolué et passe de la :

---

<sup>127</sup>WILLIAMSON Oliver Eaton, « *Markets and hierarchies* », *The free press*, 1975, New York, In MERRIEN, *Ibid.*

<sup>128</sup>SHAH Liaqat Ali, « *Value-risk based performance evaluation of industrial systems* », École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, centre de Metz, 2012, P.5.

- la performance financière (création de valeurs pour les actionnaires) à la performance organisationnelle (intégration des différents acteurs qui participent au développement de l'entreprise<sup>129</sup>) ;
- la performance objective (vision de quelques individus) à la performance en tant que construit social subjectif (perception de toute personne qui utilise l'information) ;
- la performance "outil de mesure" (analyse statique de l'entreprise qui n'évalue que la performance économique) à la performance "outil de management" (analyse dynamique basée sur l'évaluation de l'aspect socio-économique, qu'on appelle "performance globale" et par la suite la naissance de la notion de "la performance sociétale").

Il existe plusieurs types de performance, à savoir : stratégique, concurrentielle, organisationnelle (structure organisationnelle de l'entreprise), économique et financière, commerciale ou marketing (en relation avec la clientèle), humaine, sociale et environnementale.

## 2.2. Les dimensions de la performance

La notion de la performance est multidimensionnelle. Selon DOSSI and PATELLI (2010), et ITTNER et LARCKER (1998)<sup>130</sup> la performance peut être divisée en deux dimensions à savoir : une dimension qui est financière et l'autre qui est non-financière.

La dimension financière, est purement comptable et monétaire et elle peut se mesurer par les revenus, le retour sur investissement, la valeur économique ajoutée, *Activity-Based- Costing*, *Customer profitability analysis*, etc.

La dimension non-financière est venue pour compléter la dimension financière de la performance, car cette dernière était incapable de déterminer la performance potentielle de l'entreprise. La performance non-financière se base essentiellement sur le délai, la qualité et la flexibilité (Liaqat Ali SHAH, 2012).

---

<sup>129</sup> Dirigeants, salariés, clients, etc.

<sup>130</sup> In SHAH Liaqat Ali, Op.cit., 2012, P.5.

Il a été soulevé par nombreux auteurs que la performance non-financière contribue dans l'amélioration de la performance financière (STERN et al, 2001 ; JOHNSON and KAPLAN, 1987 In SHAH Liaqat Ali, 2012).

Les définitions de la performance (suscitées), manquent d'aspect qualitatif (Innovation, degrés de satisfaction de la clientèle, etc.). C'est pour cette raison que les indicateurs de performance viennent pour donner cet aspect.

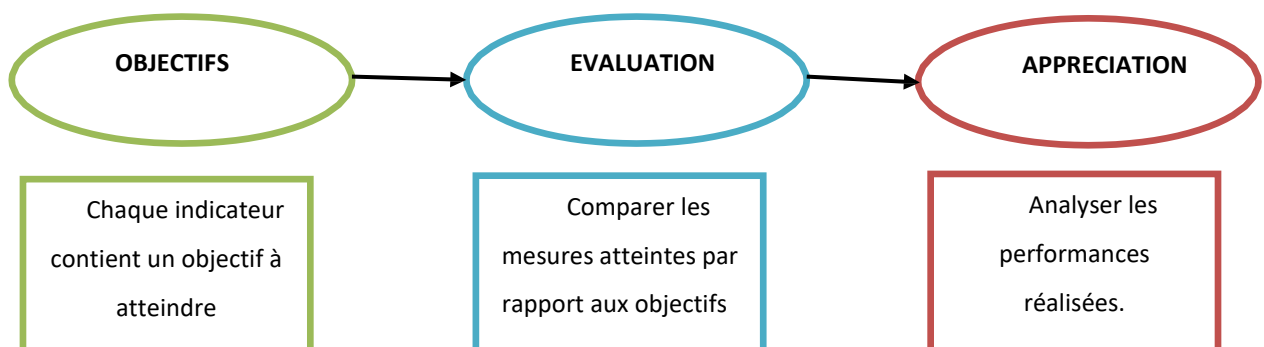
### 2.3. Indicateurs<sup>131</sup> et processus de mesure de la performance

Il est essentiel dans l'étude de la performance, de comprendre ce que c'est un indicateur de performance et le processus de mesure de la performance.

#### 2.3.1. Indicateur de performance

Selon la définition de l'Association Française de Gestion Industrielle (1992), l'indicateur de performance est « une donnée quantifiée qui exprime l'efficacité et/ou l'efficience de tout ou partie d'un système (réel ou stimulé) par rapport à une norme, un plan déterminé et accepté dans le cadre d'une stratégie d'entreprise »<sup>132</sup>. Trois dimensions ressortent de cette définition :

Figure n°01 : les trois dimensions des indicateurs de performances.



La source : construction personnelle à partir de SHAH Liaqat Ali, 2012, P.7.

<sup>131</sup> Trois types d'indicateurs peuvent se former à savoir : les indicateurs de risque (facteur de risques) ; les indicateurs de résultats (impact, effets, produits et intrants); les indicateurs d'efficacité (développement durable, rendement et fonctionnement).

<sup>132</sup> SHAH Liaqat Ali, 2012, Op.cit. P.7.

Les indicateurs de performance ont deux rôles très importants : mener les actions entreprises pour atteindre les objectifs et permettre l'évaluation des résultats obtenus.

Les objectifs sont multiples, parfois même contradictoires, ambigus et non explicites ce qui implique une difficulté dans la mesure de la performance (RENAUD Angèle, BERLAND Nicolas, 2007).

### 2.3.2. Mesurer la performance

Le concept de processus de mesure de la performance, s'est développé ces dernières années surtout après l'industrialisation des économies, et aussi pour répondre aux besoins de plus en plus importants du marché.

Mesurer la performance, peut être définie comme un « processus de quantification de l'efficacité et de l'efficience des actions »<sup>133</sup>.

Le rôle de cette mesure demeure dans le fait qu'elle permet de : «surveiller, gérer et améliorer la performance, révéler les progrès, diagnostiquer un problème ou augmenter la motivation et la communication »<sup>134</sup>.

Afin de bien mesurer la performance il convient d'instaurer un système fructueux en plus des outils. Le système de mesure de la performance est défini par SHAH Liaqat Ali (2012) comme : « un ensemble de deux cadres, l'un structurel et le second procédural, accompagnés d'outils de mesure de performance comme l'indicateur de performance, utilisés pour analyser et apprécier l'aspect qualitatif et quantitatif de la performance »<sup>135</sup>.

Selon PARMENTER David (2009), il existe quatre types de mesures de performance. Il s'agit de :

---

<sup>133</sup> ANDREW Neely, CHRIS Adam, MIKE Kennerley, «*The Performance Prism: The ScoreCard for Measuring and Managing Business Success*». *FTP rentice Hall*, 2002, London, In SHAH Liaqat Ali, 2012, Op.cit. P.7.

<sup>134</sup> WAGGONER Daniel B., ANDREW Neely, MIKE Kennerley, «*The forces that shape organisational performance measurement systems: An interdisciplinary review*». *International Journal of Production Economics*, PP.60-61, In Ibid.

<sup>135</sup> SHAH Liaqat Ali, Ibid., P.8.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

**Tableau n° 05:** les types de mesures de performance.

<b>Indicateur</b>	<b>Explication</b>	<b>Exemple</b>
<i>Key result indicators (KRI)</i>	Ces indicateurs, offrent de l'information sur les performances antérieures. Ils permettent d'informer le conseil d'administration sur la performance de l'équipe de gestion par rapport aux facteurs critiques de succès (CSF) de l'organisation ou par rapport au tableau de bord prospectif (BSC).	<i>Return on Capital Employed</i>
<i>Performance indicators (PI)</i>	Ces indicateurs indiquent aux employés et aux gestionnaires les actions à poser	<i>Deliveries-in-full-on-time to customers</i>
<i>Result indicators (RI)</i>	Ces indicateurs informent les employés de ce qu'ils ont réalisé. Ce sont des indicateurs financiers sur des activités mesurables.	Ventes journalières par produits majeurs Ventes hebdomadaires par clients majeurs
<i>Key performance indicators (KPI)</i>	Ces indicateurs informent les employés et les gestionnaires de ce qui doit être fait, pour améliorer les performances de l'organisation. Ce sont des indicateurs non-financiers sur des activités que l'on désire augmenter ou diminuer.	Livraisons incomplètes, ou en retard, par clients majeurs.

Source : construction personnelle à partir de DONATO Yves, 2013, P.6.

## **2.4. La performance des entreprises**

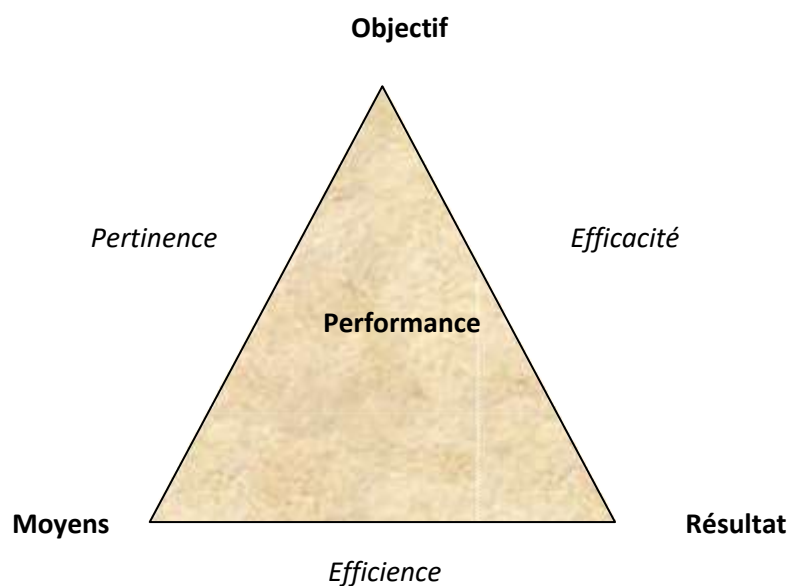
La performance est « la réalisation des objectifs organisationnels, quelles que soient la nature et la variété de ces objectifs. Cette réalisation peut se comprendre au sens strict (résultat, aboutissement) ou au sens large du processus qui mène au résultat (action) »<sup>136</sup>.

La performance est une notion qui regroupe trois d'autres, à savoir : l'efficacité, l'efficience et la pertinence.

---

<sup>136</sup> BOURGUIGNON Annick, « Performance et contrôle de gestion, Encyclopédie de comptabilité, contrôle de gestion et audit », Edition Economica, 2000, *In* ABID Nabila et BELAIDI Aziz, « L'entreprise public et l'impératif de la performance économique : cas Sonelgaz, Colloque national sur le management public », ESC Alger, le 20 et le 21 octobre 2015, P.2.

Figure n° 02 : schéma des notions de la performance (Modèle de GIBERT).



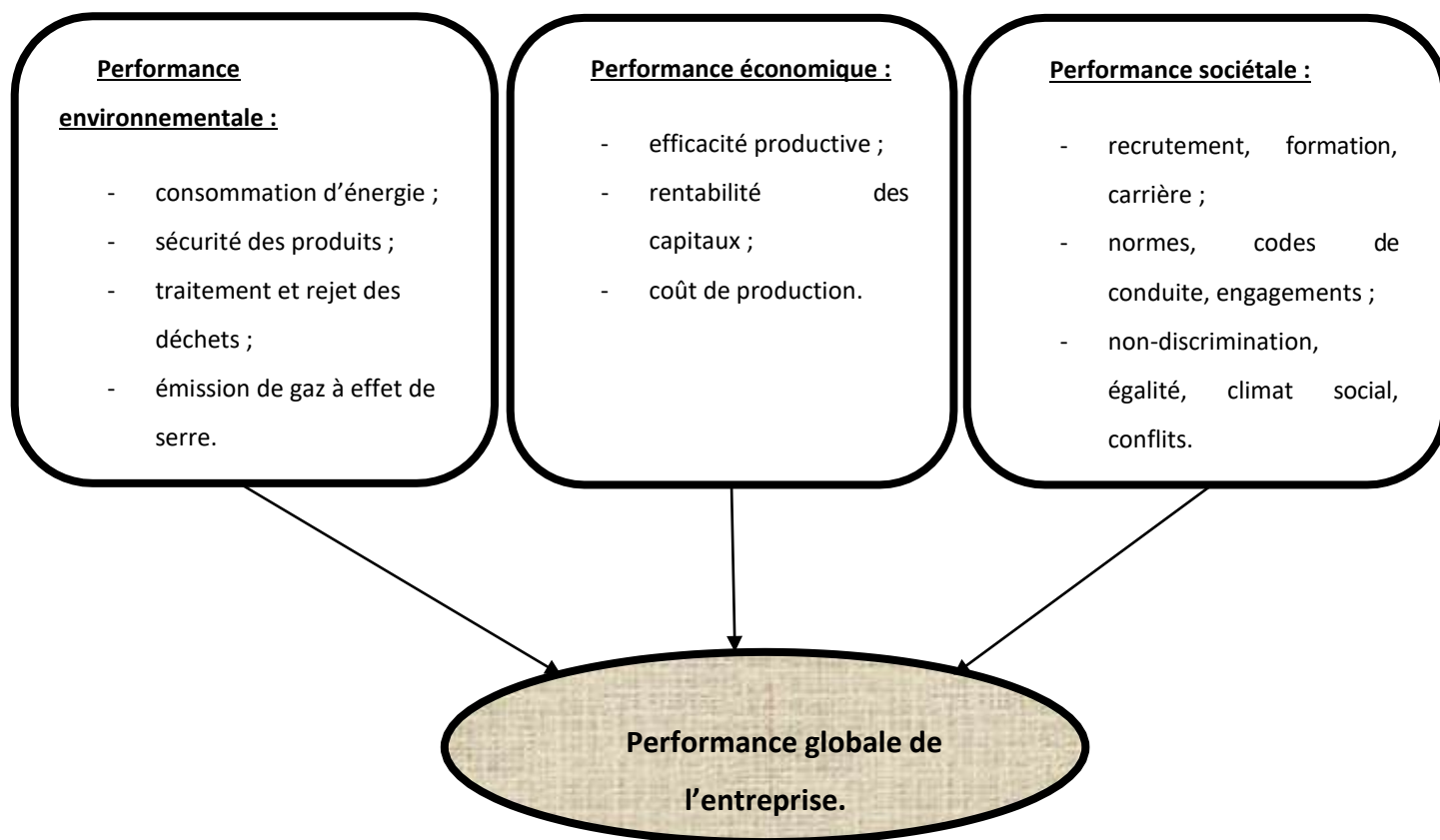
Source : GIBERT Patrick, 1980 In. ABID Nabila et BELAIDI Aziz, 2015, P.2.

L'étude de la performance n'est pas limitée comme avant juste à la dimension financière. Elle s'est élargie à d'autres dimensions qui ont une relation avec les différentes parties prenantes de l'entreprise. D'où la naissance du concept de la performance globale, qui se définit comme « L'agrégation des performances économiques, sociales et environnementales »<sup>137</sup>. Cette dernière regroupe ce qui suit :

---

<sup>137</sup> BARRET Pierre, « Chapitre 6. L'évaluation contingente de la performance globale des entreprises : une méthode pour fonder un management socialement responsable ? », Responsabilité sociale de l'entreprise, Méthodes et recherches Management, 2006, P.135.

Figure n° 03: les principales composantes de la performance globale.



Source : DUCROU Jean Bernard, 2008, In. ABID Nabila et Belaidi Aziz, 2015, P.3.

LEPETIT Marcel (1997) définit la performance globale « comme une visée (ou un but) multidimensionnelle, économique, sociale et sociétale, financière et environnementale, qui concerne aussi bien les entreprises que les sociétés humaines, autant les salariés que les citoyens »<sup>138</sup>.

## 2.5. La performance des entreprises relevant du secteur public :

La crise financière des années 80 et ses conséquences sur le secteur public<sup>139</sup>, ont mené les entreprises relevant de ce secteur<sup>140</sup>, à réfléchir à des méthodes de management qui se

<sup>138</sup>RENAUD Angèle, BERLAND Nicolas, « Mesure de la performance globale des entreprises », Comptabilité et environnement, Mai 2007, France, P.10.

<sup>139</sup>A travers le déficit public.





rapproche de ceux relevant du secteur privé<sup>141</sup> et qui sont plus efficaces et plus efficaces. Ces méthodes ont fait apparaître le "nouveau management public" (NMP).

Cette nouvelle pratique favorise l'atteinte des résultats et la satisfaction de la clientèle contrairement à l'ancienne<sup>142</sup>, qui se base essentiellement sur les moyens et non pas sur les objectifs. Cette dernière est limitée à l'application stricte des règles et des procédures par les services publics.

À ce propos, « les dispositifs du nouveau management public ont pour finalité la recherche d'amélioration de la performance publique à travers : la planification stratégique, le management participatif, le management de la qualité, l'introduction des TIC et le contrôle de gestion avec des analyses en termes de coûts-performances »<sup>143</sup>.

On juge la performance d'un organisme, lorsqu'il est capable d'atteindre ses objectifs fixés au préalable. En ce qui concerne le secteur public, la performance « vise à améliorer l'efficacité de la dépense publique en orientant la gestion budgétaire vers l'atteinte de résultats cohérents avec les objectifs stratégiques de chaque ministère, dans le cadre de moyens prédéterminés, matérialisés par le budget de ce ministère »<sup>144</sup>.

### **2.5.1. La démarche de la performance des services publics**

Le cadre logique de la démarche de performance des services publics, selon le guide de l'Union Européenne pour le ministère des finances Tunisien (Décembre 2009), est schématisé comme suit :

---

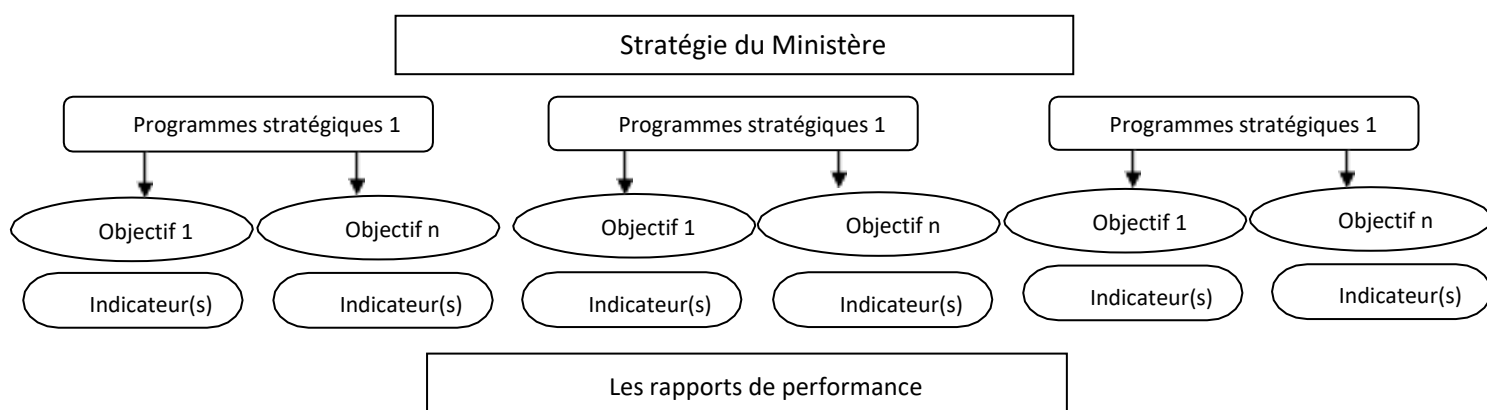
<sup>141</sup> Qui favorise la satisfaction de l'actionnaire par l'amélioration de la rentabilité économique.

<sup>142</sup> Administration Wébérienne.

<sup>143</sup> ABID Nabila et BELAIDI Aziz, Op.cit., 2015, P.5.

<sup>144</sup> Guide méthodologique de l'Union Européenne, « Suivre de la performance et choix des indicateurs », République Tunisienne, Ministère des finances, Décembre 2009, P.3.

Figure n° 04: le cadre logique de la démarche de performance des services publics.



Source : construction personnelle à partir du guide méthodologique de l'UE pour le ministère des finances de la Tunisie, Septembre 2019, P.3.

Le ministère présente sa stratégie avec des orientations stratégiques, ensuite il structure son activité autour de plusieurs programmes stratégiques. Chaque programme prévoit des objectifs assignés aux préalables, avec l'identification d'un, ou plusieurs indicateurs par objectif. Cela permettrait de bien apprécier l'atteinte (ou non) de ces dits objectifs. Un rapport détaillé sur la performance du service public est élaboré par la suite.

### 2.5.2. Les outils de la performance des services publics

À partir de ce qui a été évoqué auparavant (dans ce document), on déduit que : la stratégie, les objectifs et les indicateurs sont les outils incontournables de la performance.

**Tableau n° 06:** la qualité des outils de la performance.

<b>Les outils de la Performance</b>	<b>Qualités</b>
La stratégie	<ul style="list-style-type: none"> <li>- doit mettre en avant la cohérence globale des objectifs ;</li> <li>- la réflexion stratégique doit être bien élaborée et doit refléter la politique publique ;</li> <li>- doit tenir en compte l'intérêt public, l'environnement de l'entreprise, les attentes et les moyens disponibles.</li> </ul>
Les objectifs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- doivent être en nombre limité ;</li> <li>- doivent être représentatifs des aspects essentiels du programme stratégique ;</li> <li>- doivent énoncer en termes clairs, simple et facile à comprendre par tous ;</li> <li>- les réalisations de ces objectifs ne doivent pas être top liées à l'environnement socio-économique ;</li> <li>- doivent être traduits par des leviers d'action ;</li> <li>- doivent être mesurables par des indicateurs chiffrés.</li> </ul>
Les indicateurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- doivent être pertinents (représentatifs et spécifiques) ;</li> <li>- doivent être pratiques (compris par tous, disponibles annuellement et produits à un coût raisonnable) ;</li> <li>- doivent être quantifiables (chiffrables, fiables, bien définis et traitent des données quantitatives ou qualitatives)</li> </ul>

Source : construction personnelle à partir du guide méthodologique de l'UE pour le ministère des finances tunisien, Septembre 2019, P.4-12.

### **2.5.3. Le contrôle et l'amélioration de la performance des services publics**

Le contrôle de la performance des entreprises de service public s'effectue par : le contrôle de gestion, le contrôle interne, l'audit interne et l'audit de la performance (par le ministère compétent).

Pour le respect de l'application du nouveau management public, qui permet l'amélioration de la performance du service public, un ensemble de mesures doit être pris en considération, dont on peut citer quelques unes :

- donner plus d'autonomie décisionnelle aux managers sur le plan de gestion et le plan financier ;

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

- améliorer et veiller à la bonne application du système de contrôle de gestion et de ses outils ;
- simplifier les procédures et améliorer le système informationnel ;
- déléguer et décentraliser davantage les fonctions et les tâches au sein des entreprises ;
- fixer des objectifs réalisables (en évitant leur surestimation et leur sous-estimation) et instaurer la gestion par les résultats ;
- choisir des indicateurs de performance pertinents et procéder à leurs suivis et leurs améliorations surtout ceux qui sont en relation avec la satisfaction de la clientèle et à l'amélioration de la qualité du service.

*CHAPITRE I : APPROCHES ET CONCEPTS THÉORIQUES SUR LA GESTION DÉLÉGUÉE  
DES SERVICES PUBLICS ET LA PERFORMANCE DE LEUR GESTION.*

\* \* \*

Le nouveau management public, dans l'optique de gestion de la performance ou de gestion par les résultats, nécessite un ensemble de réformes et de pratiques modernes.

Ces réformes engendrent un changement parfois rapide ou même radical de l'organisation.

La réussite et la réalisation d'une bonne performance, dépendent de la qualité des outils de vérification et du contrôle de cette dernière.

Une grande importance doit être accordée pour l'amélioration de la performance des entreprises du secteur public, car l'enjeu est d'assurer la continuité d'un secteur stratégique tout en gardant un bon niveau de qualité de service rendu aux clients.

## **Conclusion du chapitre**

Au terme de ce chapitre nous pouvons dire que, le débat théorique s'est développé au cours de ces dernières années, et les politiques énergétiques ont permis d'alimenter et de renouveler ces débats.

Des responsabilités lourdes et partagées de la gestion déléguée des services publics existent : « la responsabilité du mode de gestion retenu, du choix du délégataire, du bon fonctionnement du service et de son contrôle »<sup>145</sup>.

La concession du service public est un mode de gestion, qui peut résoudre les lacunes soulevées par la gestion monopolistique, surtout si le contrat établi entre l'autorité concédante et le concessionnaire prévoit tous les scénarios susceptibles de se produire. Cette substitution du mode de gestion doit s'accompagner par des réformes dans le secteur, afin de préparer le terrain à sa bonne application.

Le but de ces mutations est de chercher à améliorer la performance du service public en suivant les démarches nécessaires, en utilisant les bons outils de mesure de la performance et en contrôlant leur bonne application ainsi que la concrétisation des objectifs.

La prise en compte de l'environnement de la firme -qui devient de plus en plus instable- et les effets de la mondialisation, ont poussé les pays développés à s'adapter à ces circonstances, et les pays en développement à s'aligner et à suivre les modèles les plus réussis dans le domaine de l'électricité et du gaz. L'Algérie n'en fait pas exception, et procède aux réformes dans le secteur de l'énergie en général et de l'électricité en particulier, et adopte de nouvelles réglementations qui lui permettent de mieux cadrer ses activités de réseaux électriques ouverts à la concurrence. Ce type de mutation commence généralement par le processus de nationalisation, et se termine par la satisfaction du client final.

---

<sup>145</sup>JONCOUR Ives, « L'irresponsabilité partagée dans la gestion déléguée des services publics », Politiques et management public, Vol.19, n°1, 2001, P.61.

**CHAPITRE II : LA RÉGULATION  
DES INDUSTRIES DE RÉSEAUX :  
LE CAS DU SECTEUR DE  
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ**

---

## Chapitre II : la régulation des industries de réseaux : le cas du secteur de l'électricité et du gaz.

### Introduction du chapitre

L'électricité est une énergie qui est devenue, un bien indispensable, surtout dans les pays industrialisés pour le fonctionnement de la vie quotidienne [...]. C'est une énergie secondaire qui peut être produite à partir de toutes les énergies primaires, avec des rendements qui sont en général assez faibles »<sup>146</sup>. Ce rendement s'affaiblit encore plus dans le transport et dans la distribution à cause des pertes en ligne.

On peut dire aussi que « l'électricité est une énergie souple et adaptable mais elle est difficilement stockable, alors que la consommation des clients et la coïncidence de la demande sont constamment variables. C'est ce qui exige une forte coordination entre les différentes activités »<sup>147</sup>(Voir en annexe n°01 les différents niveaux de tensions électriques).

Le gaz naturel (voir en annexe n°02 pression et matière), est considéré comme une source d'énergie vitale de l'approvisionnement mondiale (23% de l'énergie totale est consommée dans les pays en développement<sup>148</sup>). C'est l'une des plus propres et des plus sûres sources d'énergie<sup>149</sup>.

Ce combustible fossile a plusieurs usages : domestique, industriel ou commercial. Il permet de produire d'autres énergies dites secondaires surtout avec l'amélioration des conditions de sa production de son stockage et de son transport, avec l'apparition des progrès technologiques. L'énergie (électrique et gazière) est transportée et/ou distribuée dans un réseau.

L'organisation de l'industrie du réseau d'une manière générale et de l'industrie du réseau électrique et gazier en particulier, pose plusieurs problèmes depuis le début du XIXème siècle, suite à l'association et la jonction de deux notions importantes : celle du monopole et celle du service public ou de l'intérêt général.

---

<sup>146</sup>CHEVALIER, Jean Marie, 2008, *Les 100 mots de l'énergie*, Paris, PUF, 1<sup>ère</sup> édition, P.127.

<sup>147</sup>JACOB Patrick, « Distribution de l'énergie », Réseau de distribution, Vol.1.6, Académie d'Aix-Marseille d'Électrotechnique, Avril 2016, P.5.

<sup>148</sup>WAN AZELEE WAL Abu Bakar, RUSMIDAH Ali, "Natural gas", Natural Gas , Vol.276, P.12.

<sup>149</sup>Ibid. P.1.



Selon CHEVALIER Jean-Marie (1995), cette association justifie l'intervention « de la puissance publique qui se manifeste soit par la nationalisation soit par une procédure de réglementation »<sup>150</sup>.

Le paysage énergétique est en perpétuel changement. Les ressources énergétiques deviennent de plus en plus rares et leur gestion doit s'adapter aux développements technologiques, économiques, géographiques et mêmes politiques.

Face aux mutations dans le marché de l'électricité et du gaz, l'État devait mettre en place un processus de régulation allant même parfois à une dérégulation, et des mécanismes qui assurent une réelle ouverture de ce marché à la concurrence.

À cet effet, la structure des organisations doit changer et s'adapter pour faire face à ces changements, en passant d'une structure monopolistique qui n'a pas pu prouver son efficacité dans certains domaines, à une structure qui favorise un partenariat public-privé (dans la plupart des cas). « La théorie dit qu'il faut introduire de la concurrence partout où c'est possible, amont et aval, et libérer l'accès aux équipements pour lesquels la concurrence est plus difficile à introduire »<sup>151</sup>.

Ce mouvement est le résultat de plusieurs changements et mutations que traversent la plupart des économies des pays du monde, tel que « la mondialisation des échanges commerciaux, la libéralisation des marchés et l'évolution des technologies »<sup>152</sup>.

La restructuration peut toucher le secteur privé comme elle peut toucher le secteur public. Dans ce dernier cas, ça se passe suite à un nombre de facteurs, tels que : le changement de vision sur la position de l'État sur les marchés, la difficulté de financer les investissements des services publics (propriété de l'État), les progrès technologiques, la convergence des marchés, etc., et parfois même grâce à « la convergence en terme de travaux sur les réseaux »<sup>153</sup>.

---

<sup>150</sup> CHEVALIER Jean-Marie, « Les réseaux de gaz et d'électricité multiplication des marchés contestables et nouvelles dynamique concurrentielle, Revue d'économie industrielle, Vol 72, 2ème trimestre, 1995, P.8.

<sup>151</sup> DARMOIS Gilles et FAVENNEC Jean Pierre, « Les marchés de l'énergie : L'énergie à quel prix », Edition TECHNIP, 2ème édition, 2013, Paris, P.71.

<sup>152</sup> DOUCET Josef A., «La restructuration des marchés de l'électricité: un portrait de la situation mondiale », Document de synthèse du groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN), Université de LAVAL, Montréal, 1998, P.5.

<sup>153</sup> BEAUGRAND Florence Bonnet, « La gouvernance locale face à l'incomplétude des contrats de délégation des services publics : l'exemple de l'eau et de l'assainissement », Thèse en sciences de gestion, École Nationale Supérieure des mines de paris, 2008, S.P.

*CHAPITRE II : LA RÉGULATION DES INDUSTRIES DE RÉSEAUX : LE CAS DU SECTEUR DE  
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ.*

L'industrie électrique et gazière nécessite une gestion complexe, vu l'infrastructure lourde qu'elle possède, ce qui implique la mise en place d'une réglementation, efficace et transparente.

Les pouvoirs publics agissent d'une manière directe dans le secteur de l'énergie, à travers deux principaux points, à savoir : la sécurité énergétique et la régulation de la concurrence (BUTTI GIEG Stéphane, 2016, PP.44-45).

L'ouverture des marchés de l'électricité et celui du gaz à la concurrence est apparue d'abord aux États-Unis et au Royaume-Uni, puis s'est propagé vers les pays de l'union européenne, puis en Australie, l'Amérique Latine et en Afrique.

L'expérience Américaine, des pays européens et de nos voisins maghrébins, prouve que mêmes ces pays n'ont pas été épargnés par ces changements structurels dans le secteur électrique et gazier.

### **Section I : le monopole naturel et la régulation du marché électrique et gazier.**

La mondialisation dans le contexte économique actuel a affaibli le rôle de l'État, dans le sens où, la mobilité transnationale des capitaux et des moyens de production a été facilitée grâce aux progrès techniques et technologiques et l'indépendance des centres financiers des législations nationales.

En conséquence, l'État aujourd'hui joue un rôle de régulateur dans un environnement dérégulé, « elle prend aujourd'hui la forme d'un triple mouvement de dérégulation, dé-intégration et privatisation des industries de réseaux en charge de missions de service public »<sup>154</sup>.

Les expériences les plus récentes dans ce domaine ont démontrées que la déréglementation des activités de « production, du transport et de la distribution d'électricité, le transport régional et la distribution du gaz nature étaient partout et sont souvent encore assurées par des entreprises en monopole naturel, situation liée à l'exploitation en réseau et aux économies d'échelle. En dehors des États-Unis, il s'agit en général de monopoles publics »<sup>155</sup>.

Une catégorie de penseurs juge que le monopole est inefficace. Ils s'appuient sur l'argument que la cooccurrence mène à l'amélioration de l'efficacité de l'entreprise. Ils se basent sur le concept de marchés contestables et une ouverture des réseaux à la concurrence<sup>156</sup>.

L'ancien schéma de l'industrie du réseau énergétique était soumis aux fortes économies d'échelles et à l'intégration verticale. Mais avec la conjoncture actuelle il a été prouvé qu'il pourrait y avoir des gains en matière d'efficacité en soumettant certaines activités à la concurrence, grâce au système de dé-intégration de ces industries de réseau. À partir de là se dessine un nouveau rôle de l'État dans la régulation des concessions du service public.

---

<sup>154</sup> PERCEBOIS Jacques, « Les missions des régulateurs de service publics dans un environnement dérégulé : objectifs, contraintes et moyens », Papier de colloque, 2001, P.1.

<sup>155</sup> GUELIL Mohammed Seghir, « Modélisation dynamique de la trajectoire énergétique : Analyse de la relation causale pour le recours à la co-intégration en données de panel », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, 16 Janvier 2016, PP.1-188, P.68.

<sup>156</sup> *ibid.*

## 1. Le réseau électrique et gazier

Le réseau électrique consiste à transporter l'énergie électrique du producteur jusqu'au consommateur le plus éloigné. Le système de réseau électrique contient les lignes, des postes transformateurs, des organes de coupures et des automates qui garantissent la continuité et la qualité du service. Donc, c'est un ensemble « d'infrastructures qui permettent d'acheminer l'énergie électrique des installations de production jusqu'aux installations de consommation »<sup>157</sup>.

À ce propos, les «contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci en couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système »<sup>158</sup>.

Le réseau électrique est organisé soit en :

- *structure maillet* : dans ce type de structure les postes électriques sont reliés entre eux par des lignes électriques pour garantir une meilleure sécurité d'alimentation ;
- *structure arborescente* : ici, un poste source alimente plusieurs d'autres, ce qui rend la sécurité d'alimentation faible, car si un des postes ou une ligne présentent un défaut, tous les clients seront interrompu en aval ;
- *structure radiale ou bouclée* : ici la sécurité de l'alimentation est élevée quoique celle-ci soit inférieure à la première structure, cela est expliqué par le fait que le réseau est délimité par deux postes qui assurent l'apport en énergie.

Si la tension de l'électricité est trop élevée, elle risque d'entraîner le vieillissement ou la destruction des matériels raccordés au réseau. Si elle est trop basse, elle peut perturber le bon fonctionnement des matériels des utilisateurs et du réseau, l'augmentation des pertes et la diminution de la puissance maximale transmissible dans les lignes, ce qui risque d'entraîner une surcharge du réseau. (COSSON Marjorie, 2016, P.13).

En ce qui concerne le réseau gazier, il est défini comme : « un ensemble de conduites connectées entre elles dont l'objectif est d'assurer le transport et la distribution du gaz. Un réseau peut également contenir des éléments pipe, qui servent à compresser les pertes de

---

<sup>157</sup>COSSON Marjorie, « Stabilité du réseau électrique de distribution : Analyse du point de vue automatique d'un système complexe », Thèse de doctorat en Automatique, Université Paris-Sarclay, Septembre 2016, P.8.

<sup>158</sup>LABED Djamel, « Production décentralisée et couplage au réseau », Thèse de doctorat d'État en Électronique, Université de Mentouri, Constantine, 2008, P.7.

charges (compresseurs) et des éléments régulateurs de pression (vanne régulatrice) ainsi que des compteurs pour le comptage de la quantité distribuée au client »<sup>159</sup>.

Deux types de réseaux gaziers existent : ramifier qui ne contient aucune boucle et qui suit un seul sens et le réseau maillé qui représente des conduites sous forme de boucles ou de mailles et que cette conduite part d'un nœud et se trouve finalement au même nœud du départ.

## 2. Les marchés de l'électricité et du gaz

L'organisation du marché électrique a été souvent construite sur le principe du monopole. Le réseau doit être construit de telle sorte qu'il relie le producteur au consommateur par le biais d'un réseau de transport et de distribution. Ce réseau représente un monopole efficace, du fait qu'«il est irrationnel de construire une seconde ligne en concurrence tant que la première n'est pas saturée »<sup>160</sup>. Le modèle de constitution des monopoles sous forme de zones de distribution a été adopté partout, car il représente la meilleure solution pour ce contexte. Mais cela nécessite un organisme gouvernemental de régulation.

En ce qui concerne le marché gazier, il est d'abord nécessaire de trouver des consommateurs. Ces derniers sont des clients qui utilisent le gaz pour des usages thermiques (domestiques, industriels et de production électrique). Les pays qui produisent cette ressource naturelle, créent la concurrence dans l'activité de production en la privatisant. La vente du gaz se fait souvent avec un acheteur unique qui possède le monopole du transport et de la distribution. Dans certains pays le monopole est gardé par l'État<sup>161</sup>, dans d'autres il est confié aux entreprises privées<sup>162</sup>.

## 3. Les monopoles de l'électricité et du gaz

Nous pouvons dire qu'« un marché est en monopole naturel si, pour une production optimale du point de vue social, les coûts de l'industrie sont minimisés avec une seule firme sur le marché »<sup>163</sup>.

---

<sup>159</sup> FARES Naceredine, « Dimensionnement, simulation et analyse des réseaux de gaz », 1<sup>ère</sup> journée nationale pour le traitement, le stockage, le transport et la distribution des hydrocarbures, S.A, P.1.

<sup>160</sup> DARMOIS Gilles et FAVENNEC Jean Pierre, « Les marchés de l'énergie : L'énergie à quel prix », Edition TECHNIP, 2<sup>ème</sup> édition, 2013, Paris, P.111.

<sup>161</sup> Comme les Pays Bas.

<sup>162</sup> Comme aux États Unis. Ibid.

<sup>163</sup> BAUMOL William, « *On the papercost tests for naturalmonopoly in a multiproductindustry* », *American EconomicReview*, Vol.65, n°5, December 1977, PP.809-822, In. ALCAZAR Alvaro Andaluz, 2012, P.25.

On considère un monopole comme étant "naturel" quand la firme est « capable de produire pour tout le marché à un coût unitaire inférieur à celui supporté par deux firmes ou plus et assure donc l'efficacité économique »<sup>164</sup>. Cela permettrait à cette firme des économies d'échelle.

Avant de présenter les caractéristiques économiques des industries de réseaux, il est plus que nécessaire de justifier le monopole des industries de réseau électrique et gazier, et de ressortir la relation entre l'État et les entreprises publiques de l'énergie.

Les industries des réseaux électriques et gaziers passent de statut monopole naturel au statut de monopole public, par le fait qu'elles se caractérisent par de fortes économies d'échelles, très importantes. D'où la nécessité et l'apparition de la vague de nationalisations.

À fin de faire fonctionner efficacement les monopoles publics qui ne s'alignent pas aux caractéristiques de la concurrence (adaptation aux progrès techniques, investissements de croissance, etc.), qui se permettent de s'avantager (en s'attribuant des rémunérations excessives de leurs employés et de leurs cadres responsables, syndicat-maison, etc.), ou même ne pas fournir d'effort pour changer les comportements routiniers, l'État doit impérativement intervenir dans leur gestion.

Cette intervention<sup>165</sup> s'opère soit a priori, soit a posteriori par le biais du ministère de tutelle et le contrôle qu'elle exerce. Le constat de cette intervention, montre sa lourdeur et l'importance des coûts qu'elle engendre, surtout lorsque ça concerne le contrôle a posteriori.

En France, EDF et GDF organisés sous forme de monopoles publics, ont réalisé une bonne performance pendant un demi-siècle. Mais cela n'a pas été le cas durant les dernières années du vingtième siècle car : « en France comme dans d'autres pays, dans le domaine de l'énergie comme dans les autres secteurs de monopole naturel, l'organisation institutionnelle historique est remise en cause »<sup>166</sup>.

---

<sup>164</sup> ALCAZAR Alvaro Andaluz, ALCAZAR, Op.cit., 2012 P.25.

<sup>165</sup> En fixant les prix (de vente et d'achat), les salaires, les investissements et leur financement.

<sup>166</sup> ANGELIER Jean-Pierre, « Électricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée », Une perspective historique, 2005, P.13.

#### 4. Structures organisationnelles et partenariat<sup>167</sup> public-privé

Pour comprendre les structures du secteur public et plus précisément celles de l'industrie du réseau électrique et gazier, il convient d'abord de définir les structures comme étant « des combinaisons de ressources, de règles, de technologies, ou de tâches ayant un minimum de stabilité, [...] conséquences de choix politiques ou stratégiques »<sup>168</sup>.

LOUART Pierre (1997) nous précise dans son article, qu'il existe différents modèles organisationnels qui structurent le secteur public et « leur ressemblance est la subordination au pouvoir public et une réponse affichée à des besoins collectifs de nature institutionnelle ou sociale »<sup>169</sup>.

Il ressort avec trois constats qui tournent autour des structures :

- les structures sont formelles<sup>170</sup> et informelles à la fois<sup>171</sup> ;
- les structures doivent être en harmonie avec le cadre organisationnel<sup>172</sup> ;
- chaque changement structurel doit prendre en considération les enjeux politiques de l'organisation concernée par ce changement.

En ce qui concerne la France par exemple « depuis les années 80 on assiste à un mouvement de réforme des structures publiques et qui tend à limiter la taille des entreprises de telle sorte qu'elles soient plus efficaces en matière de gestion et plus proche des besoins locaux »<sup>173</sup>.

À ce propos, les théories contractualistes<sup>174</sup> sont utilisées dans l'approche libérale, afin de rapprocher la forme des entreprises publiques de celle des entreprises privées.

---

<sup>167</sup> Le partenariat est défini comme un partage organisé d'une partie de la décision publique. BRACHET Philippe, « Problématique du partenariat de service public », Politique et management public, Vol.13, n°01, 1995, P.87.

<sup>168</sup> LOUART Pierre, « Structures organisationnels : vers un continuum public-privé », Revue Française de gestion, N°115, Septembre-Octobre 1997, P.14.

<sup>169</sup> Ibid.

<sup>170</sup> Permettant l'ordre opérationnel.

<sup>171</sup> Apportant des liens relationnels.

<sup>172</sup> Sur ce point et en ce qui concerne les entreprises publiques l'auteur indique que des efforts ont été constatés en matière d'introduction de méthodes qui apportées des résultats dans la gestion privée, mais cela n'écartera pas la possibilité que ces entreprises peuvent faire partie du domaine public.

<sup>173</sup> Ibid.

<sup>174</sup> On parle ici de la théorie des droits de propriété, la théorie de l'agence et la théorie des coûts de transaction.

Certains théoriciens, considèrent le rôle du secteur public comme « avant tout régalién et régulateur »<sup>175</sup>.

À cet effet, le secteur public doit veiller au bon fonctionnement des marchés en instaurant « les droits de propriété sur les ressources, les règles d'appropriation des surplus et les réglementations incitatives »<sup>176</sup>.

Par ailleurs, d'autres théoriciens et analystes adhèrent à l'idée que l'autorité publique doit garder le monopole de production afin de garantir « la sécurité politique, l'équité, et un monopole à moindre coût »<sup>177</sup>.

Dans cette même réflexion d'autres pensent que le statut public permet d'estomper les dépassements constatés dans les fonctionnements privés.

Pour cela, une définition des critères de performance doit se faire au préalable, adaptée et ajustée à la structure du secteur public. Selon LOUART « pour accroître les externalités positives, il existe autant d'options privées (subventions, compensations, réglementations) que publique, [...] et les arbitrages entre public et privé sont assez complexes »<sup>178</sup>.

Il devient nécessaire de comprendre, ce qui rend une structure performante quelle que soit sa logique de gestion. Cela implique la contribution du personnel du secteur public qui a repris en main la modernisation de ce dernier, car il a compris que « plus l'organisation publique s'adapte à des règles privées, plus elle prête le flanc aux privations »<sup>179</sup>.

## **5. La restructuration des industries de l'électricité et du gaz**

Les modifications structurelles autrement dit "la restructuration", dans les industries de l'électricité et du gaz, sont dues à l'inefficacité de certaines entreprises publiques. « Le terme restructuration [...], décrit les modifications à la structure de l'industrie, qu'il s'agisse de la structure réglementaire ou de la structure organisationnelle »<sup>180</sup>.

---

<sup>175</sup> LOUART Pierre, Op.cit., 1997, P.14.

<sup>176</sup> B.BELLON, G.CLAIRE, L.CARTELIER, J.P.FAUGERE et C.VOISIN, « L'État et le marché », Economica, Paris, 1994, S.P.

<sup>177</sup> Pierre LOUART, Ibid., P3.

<sup>178</sup> Ibid.

<sup>179</sup> Ibid.

<sup>180</sup> DOUCET Josef A., «La restructuration des marchés de l'électricité: un portrait de la situation mondiale », Document de synthèse du groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN) , Université de LAVAL, Montréal, 1998, P.14.



Selon ANGELIER Jean pierre (2005), quatre principes caractérisent les industries de l'énergie :

- *la dissociation verticale (unbundling)* : « un réseau est une interconnexion spatiale d'activités et d'équipements complémentaires techniquement compatibles »<sup>181</sup>. À partir de cette définition et en l'appliquant sur l'industrie du réseau il ressort que : le réseau se compose en trois strates : l'infrastructure<sup>182</sup>, l'infrastructure<sup>183</sup> et l'offre du service final<sup>184</sup>. Seule la première strate peut être organisée en monopole public, pour les deux autres elles peuvent être organisées en concurrence pour une meilleure efficacité. Les pouvoirs publics préfèrent intégrer au début les strates afin de bénéficier d'effet de club et d'envergure, ensuite après avoir acquis ces deux derniers (période de maturité), elle peut ne pas se contenter d'un seul agent pour organiser le développement de l'offre ;

- *la libéralisation* : quand la production est séparée du monopole du transport, elle peut être dirigée soit par une entreprise publique soit par une entreprise privée. Le producteur principal demeure toujours l'opérateur historique, à côté d'autres producteurs avec de nouvelles capacités de production. Les producteurs peuvent être locaux ou étrangers. La production publique prévoit une ouverture des capitaux ce qui implique, une privatisation totale ou partielle des entreprises publiques de production ;

- *la réglementation de la concurrence*<sup>185</sup> : le fait d'introduire la concurrence dans un monopole public, peut mener l'entreprise publique vers un monopole privé, ce qui n'a pas été le but du départ. À cet effet la création d'un organisme indépendant des producteurs et indépendant des consommateurs est nécessaire, afin d'éviter les abus de position, le transfert des coûts, un entretien efficace et permanent du réseau, etc.

- *la privatisation de l'industrie électrique et gazière* : elle se fait par le transfert de propriété des actifs des entreprises publiques. On trouve des cas où la privatisation est totale, d'autres cas elle est partielle et parfois même absente. La nécessité de la privatisation varie d'un pays à un autre. Dans les pays du tiers monde, elle plus que nécessaire et elle est conditionnée par l'octroi des prêts par la banque mondiale et le FMI.

---

<sup>181</sup> ANGELIER Jean-Pierre, Op.cit., 2005, P.16.

<sup>182</sup> Exemples sur l'infrastructure de l'industrie électrique : les lignes de haute tension (Transport), les lignes de moyenne et basse tension (distribution), les transformateurs, etc. Pour l'industrie du gaz on trouve : les canalisations de transport (haute pression), les canalisations de distribution (moyenne et basse pression), les stations de compression, etc.

<sup>183</sup> Le service de dispatching pour le l'électricité comme pour le gaz.

<sup>184</sup> Tel que la production de l'électricité, la production et l'importation du gaz.

<sup>185</sup> Par une entité indépendante.

## 6. Les caractéristiques économiques des industries de réseaux

Quatre caractéristiques économiques importantes permettent de définir d'une manière précise, les activités de l'économie des réseaux d'une manière générale et celle du réseau énergétique d'une manière particulière.

### 6.1. Les économies d'échelle<sup>186</sup>

Dans l'industrie des réseaux d'une manière générale et dans le secteur de l'électricité et du gaz, existe de très fortes économies d'échelle. Cela s'explique par le fait que le coût moyen (par unité produite) diminue avec l'augmentation des quantités produites.

Les coûts fixes importants, engendrés par ses activités est expliquer par l'importance des infrastructures des réseaux électriques et gaziers, sont à l'origine des économies d'échelles.

À cet effet, on peut dire qu'une entreprise est en situation de monopole naturel et que la concurrence ne changera en aucun cas cette évidence. À ce propos, « la présence de fortes économies d'échelles sur le transport et sur la production a favorisé la mise en place de monopoles verticalement intégrés dans les industries de réseaux énergétiques en Europe<sup>187</sup> ». Une activité sous monopole naturel, doit prévoir des réglementations tarifaires afin de protéger les usagers des pratiques de prix exorbitant en profitant de sa position dominante dans le marché.

### 6.2. Les économies d'envergure<sup>188</sup>

Il est préférable et logique d'analyser les situations de monopole, en prenant en considération les situations économiques des réseaux énergétiques<sup>189</sup>.

Dans ce cas, deux coûts en résultent de ces situations : le coût de fourniture isolée et le coût incrémental.

- *le coût de fourniture isolée (Stand alone cost)* : « représente le coût que supporterait la firme si elle décidait de fournir le bien ou la clientèle isolément<sup>190</sup> » ;

---

<sup>186</sup> Coût moyen (Coût total/quantité produite) diminue lorsque la quantité produite augmente. Le rendement d'échelle est lorsque la production augmente plus que proportionnellement avec l'augmentation des capacités de production.

<sup>187</sup> MIRABEL François, « La dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz », Collection développement durable, Paris, 2012, P.24.

<sup>188</sup> Autrement dénommé, économies de variété ou économies de gamme.

<sup>189</sup> Multi-produits, multi-activités, multi-clientèle.

<sup>190</sup> Ibid.

- *le coût incrémental (incremental cost)* : il mesure « les changements des coûts globaux de la firme résultant d'une augmentation de production d'un produit, les autres produits restant à un niveau constant »<sup>191</sup>.

La compréhension de ces deux concepts, nous facilite la compréhension des économies d'envergure qui : « désignent la possibilité qu'ont les firmes de produire plusieurs biens ou services à un coût total inférieur à la somme des coûts si chacune des activités était produite isolément par des entreprises différentes »<sup>192</sup>.

Dans les entreprises d'électricité et du gaz, l'intégration verticale des activités est plus avantageuse pour cette dernière et permet une bonne coordination dans son processus (de la production jusqu'à la fourniture passant par le transport et la distribution).

Tout cela implique des subventions croisées, qui consistent selon MIRABEL François (2012), à glisser des coûts d'une activité à une autre qui fait partie du même segment, afin de rééquilibrer les prix, en rendant une activité plus rentable ou bien pour mieux concurrencer dans un marché<sup>193</sup>.

Deux types de subventions croisées apparaissent :

- celles qui permettent de financer des activités moins rentables par des activités rentables ;
- d'autres prédatrices, qui permettent de transférer une partie des coûts non attribuables d'une activité ouverte à la concurrence vers une autre activité en situation réglementée.

### **6.3. Les fortes externalités dans les réseaux**

Les externalités de réseaux peuvent être positives comme elles peuvent être négatives. « Une externalité de réseau positive apparaît lorsque l'utilité qu'un consommateur retire de la consommation d'un produit augmente lorsque le nombre de consommateurs de ce produit s'accroît [...]. On observe aussi dans les industries de réseaux, des externalités négatives ou

---

<sup>191</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.24.

<sup>192</sup> Ibid.

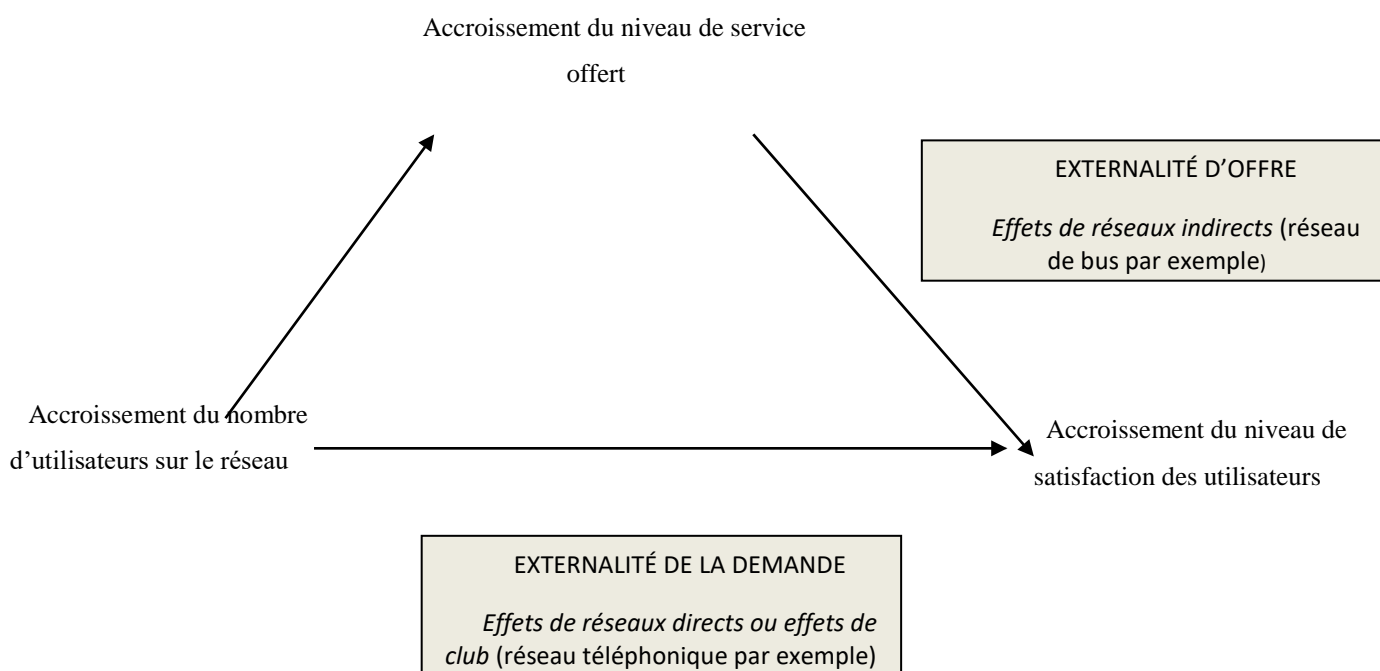
<sup>193</sup> En diminuant les prix.

externalités de congestion lorsque le niveau d'utilité des consommateurs décroît avec le nombre d'utilisateurs du réseau»<sup>194</sup>.

Les externalités d'une manière générale n'ont pas de valeur monétaire sur le marché et sont principalement liées à certains comportements des acteurs économiques.

Quel que soit le type d'externalité, les agents économiques agissent d'une manière indépendante à cela. Ce qui veut dire que c'est à l'état d'intervenir afin de « réintégrer dans le marché ces effets positifs ou négatifs afin d'obtenir une allocation optimale des ressources <sup>195</sup>».

**Figure n°05** : les externalités dans les réseaux.



Sources : François MIRABEL, 2012.

#### 6.4. Une mission du service public

L'industrie du réseau énergétique relève de la mission de service public, « dont la consommation est divisible mais leur caractère essentiel et une certaine défaillance du marché pour permettre à tous d'y accéder rendent nécessaire l'intervention de la puissance

<sup>195</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.5.

*CHAPITRE II : LA RÉGULATION DES INDUSTRIES DE RÉSEAUX : LE CAS DU SECTEUR DE*

<sup>194</sup> KATZ M. et SHAPIRO C., « *Network externalities, competition, and compatibility* » *The American Economic Review*, VOL.75, No.3, 1985.

*L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ.*

---

<sup>195</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.5.

publique<sup>196</sup> ». Cette dernière à travers la délégation du service public attribue le titre de monopole légal à l'entreprise chargée du réseau.

Tout cela, a mené à l'ouverture du marché à la concurrence. Cette déréglementation implique dès lors la dé-intégration des pouvoirs publics du réseau<sup>197</sup>.

La privatisation quant à elle est partielle et doit respecter la règle d'intérêt général, et l'État va jouer le rôle de régulateur<sup>198</sup> du secteur énergétique. «Il peut recourir à un dispositif d'incitation, de menaces et de sanctions pour organiser le marché dans un souci d'efficience »<sup>199</sup>.

Les missions de service public, énuméré par PERCEBOIS Jacques et extrait du rapport du conseil économique et social, sont comme suit :

- la possibilité à tous les usagers d'accéder au service<sup>200</sup> ;
- la cohésion sociale ;
- utiliser d'une manière efficace et efficiente les ressources collectives.

Les trois principes du service public dans le droit privé, cités par PERCEBOIS Jacques, sont : la continuité<sup>201</sup>, l'égalité<sup>202</sup> et la mutabilité<sup>203</sup>.

Par le biais d'une commission de régulation, le régulateur doit « veiller au respect des règles précises : droit de la concurrence, respect des clauses du cahier des charges, respect de normes techniques et environnementales, etc. »<sup>204</sup>.

À ce propos, deux problèmes ont été soulevés par l'auteur, le premier relatif au partage des rentes et le deuxième relatif à la gestion des risques.

- **Le partage de la rente**

Elle peut être ventilée de la manière suivante :

---

<sup>196</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.5.

<sup>197</sup> Soit au niveau de la production, du transport ou encore de la distribution.

<sup>198</sup> Au lieu du discrétionnaire.

<sup>199</sup> Ibid., P.2.

<sup>200</sup> Appelé service universel.

<sup>201</sup> Le gestionnaire du réseau doit assurer la continuité du service et c'est au régulateur de veiller à ce que ce dernier ne soit pas défaillant.

<sup>202</sup> Les usagers du service public doivent être traités de la même façon.

<sup>203</sup> Le gestionnaire doit être attentif aux besoins de plus en plus exigeants des usagers et s'adapter aux nouvelles technologies.

<sup>204</sup> Ibid., P.5.

- « une partie peut être versée sous forme de dividendes aux actionnaires, y compris l'État lorsque l'entreprise est publique ;
- une partie peut être récupérée par les consommateurs actuels sous forme de baisse de prix ou de service de meilleur qualité ;
- une partie peut être capturée par les salariés de l'entreprise sous forme d'augmentation de salaires ou d'amélioration des conditions de travail ;
- le reste enfin, et ce n'est pas la fraction la moins importante, doit permettre le renouvellement de l'extension des infrastructures ce qui revient à transférer une partie du surplus au consommateur future »<sup>205</sup>.

La clé de répartition de cette rente, est proposée par le régulateur. Ce dernier doit veiller à ce que l'opérateur soit rémunéré à sa juste valeur, et qu'il utilise les moyens nécessaires au bon fonctionnement du service public, lui permettant ainsi d'aboutir à un résultat.

- **Le partage du risque**

PERCEBOIS Jacques dans son écrit précise que « la jurisprudence considère que l'opérateur doit prendre une part substantielle du risque et que seul le risque majeur et le fait du prince doivent donner lieu à une indemnisation par l'autorité concédante »<sup>206</sup>.

## **7. Description de l'industrie du réseau électrique et gazier**

Le secteur de l'énergie utilise d'une grande partie des ressources non renouvelables autrement dit épuisable. En suivant un régime capitalistique organisé sous forme de monopole intégré (public ou privé), principalement dans les activités de transport et de distribution de l'électricité et du gaz. Ces activités génèrent de fortes externalités.

Les débats théoriques au début des années cinquante, tournaient autour de la problématique de la pénurie de la ressource. Pour y remédier, il fallait prévoir des programmes d'investissement à long terme par le secteur public, qui était sous un régime monopolistique.

Puis est venu une période (années 80-90) qui a connu une autre préoccupation, qui est celle de la compétitivité internationale et l'irruption des mécanismes du marché, et l'enregistrement du recul de la planification en faveur de la régulation par le marché (PERCEBOIS Jacques, 2001).

---

<sup>205</sup> PERCEBOIS Jacques, op.cit., 2001, P.2.

<sup>206</sup> Ibid.

Une forte corrélation existe entre l'énergie et le capital. Ils « sont avant tout complémentaires (l'énergie est toujours consommée à travers un équipement), [...] ils sont largement substituables (on peut économiser de l'énergie en faisant des investissements supplémentaires »<sup>207</sup>.

À cet effet, nous pouvons déduire que les activités des industries de réseau d'une manière générale et les industries de réseau électrique et gazier d'une manière particulière, nécessitent des infrastructures lourdes, qui engendrent des coûts fixes relativement élevée en les comparants avec les coûts variables. Tel est le cas des activités de transport de distribution.

Le caractère du « monopole naturel » de l'industrie du réseau électrique et gazier ne favorise pas sa duplication du fait qu'elle dégage des coûts très importants.

En se basant sur ce qu'on a évoqué comme théories économiques dans la section I du chapitre I, et en le calquant sur l'industrie du réseau électrique et gazier, on peut dire que l'industrie du réseau électrique et gazier est intégrée verticalement et cela se justifie par la spécificité de ses actifs.

L'intégration verticale permet une économie des coûts de transaction, « grâce à une meilleure utilisation de l'effet économies d'échelle et la mise en œuvre de relations contractuelles plus efficaces et moins coûteuse en information »<sup>208</sup>.

Lorsque la structure de cette industrie tend vers un échange plus concurrentiel, l'intégration verticale n'aura plus de sens. Cela s'explique par le fait que la spécificité des actifs diminue ou disparaît carrément (PERCEBOIS Jacques, 2001).

Le progrès technique et le développement de certains marchés, peuvent diminuer ou faire disparaître la spécificité des actifs, soit en amont soit en aval, pour l'industrie électrique et gazière.

L'intégration verticale entre les activités de production, de transport et de distribution, n'est forcément pas nécessaire dans un marché interconnecté où les relations contractuelles peuvent s'accroître.

Les activités de réseau électrique et gazier génèrent des externalités (de demande et d'offre). Ces activités relèvent de la mission de service public dont la consommation peut être

---

<sup>207</sup> Jacques PERCEBOIS, Op.cit., 2001, P.4.

<sup>208</sup> Ibid.



divisée et que la défaillance de leur marché nécessite l'intervention de la puissance publique, par le biais d'un régulateur.

### 8. La réglementation<sup>209</sup> et la déréglementation du marché énergétique

La régulation est définie comme des « mécanismes d'organisation et de contrôle des marchés par la puissance publique »<sup>210</sup>.

La réglementation du marché électrique<sup>211</sup> se fait par un organisme indépendant. La réglementation vise à assurer la viabilité économique de l'entreprise relevant du service public ; assurer un service de qualité aux consommateurs à un prix raisonnable et assurer une intégration sociale et harmonieuse de l'entreprise de service public. (DOUCET Joseph A., 1998)

Quant à la dérégulation autrement dit la déréglementation, PERCEBOIS Jacques la définit comme étant : « l'ouverture à la concurrence des activités qui ne fonctionnent pas en situation de monopole naturel »<sup>212</sup>.

François MIRABEL juge que « la déréglementation<sup>213</sup> ne consiste pas à éliminer les réglementations mais à transposer, voire renforcer les règles existantes en vue d'une organisation plus efficace des marchés <sup>214</sup>». Il est aussi à préciser que le processus de dé-intégration consiste à séparer comptablement et juridiquement les activités d'une entreprise<sup>215</sup>.

La déréglementation peut être accompagnée d'un mouvement de privatisation<sup>216</sup> mais pas d'une manière systématique.

---

<sup>209</sup> Ou appelé par les Anglais et les Américains *Regulation*.

<sup>210</sup> LORRAIN Dominique, « Administrer, gouverner, réguler », Les annales de la recherche urbaine, n°80-81, 1998, P.87.

<sup>211</sup> Et gazière.

<sup>212</sup> Ibid.

<sup>213</sup> « En Amérique latine la déréglementation a pour objectif d'attirer les investissements étrangers pour faire face à une demande accrue en énergie » CALAHORRANO Miguel C., « La déréglementation de l'industrie électrique en Amérique Latine : le cas de l'Argentine, du Brésil, du Chili et de la Colombie », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Montpellier I, Février 2004, P.1.

<sup>214</sup> MIRABEL François, Op.cit, P.5.

<sup>215</sup> Le secteur de l'électricité par exemple se divise en trois activités à savoir : la production, le transport et la distribution.

<sup>216</sup> En Argentine « les privatisations ont été accompagnées par la déréglementation du secteur économique correspondant » avec la mise en place d'un système de régulation et d'une manière spécifique et indépendante pour chaque secteur (inspiré du modèle Anglais). SCHNEIER-MADANES Graciela, « La construction des catégories du service public dans un pays émergent : les conflits de la concession de l'eau à Buenos Aires », Flux n°44-45, Février 2001, P.49.

En Europe, le modèle de l'entreprise publique intégrée a eu tendance à disparaître graduellement, en laissant la place au modèle de dérégulation, de dé-intégration ou même à la privatisation. On peut faire la distinction entre ces trois phénomènes :

« - la dérégulation c'est l'ouverture à la concurrence des segments qui ne constituent pas in se des monopoles naturels ;

- la dé-intégration c'est la séparation (au moins comptable) des activités de production, transport et distribution ;

- la privatisation c'est l'ouverture au privé du capital de ces entreprises »<sup>217</sup>.

La déréglementation (ou dérégulation) consiste « habituellement à la perte du droit exclusif de l'entreprise publique de fonctionner comme un monopole et apparaît ainsi comme une ouverture à la concurrence »<sup>218</sup>.

Les principales causes de la déréglementation qui touche les marchés de l'énergie sont : « Le dysfonctionnement des modes organisationnelles et de régulations antérieures ; l'influence des thèses néolibérales<sup>219</sup> ; les mutations technologiques ; le ralentissement drastique de la demande pour les biens énergétiques<sup>220</sup> ; le changement changeant des usagers du service public ; la quête d'un remodelage de la règle de partage des rentes "énergétique" ; la globalisation des activités économiques et la nécessaire compétitivité ; l'accélération du mouvement de l'intégration européen <sup>221</sup> ; les exigences d'une diversification des ressources de l'approvisionnement énergétique ; la conscienciation environnementale »<sup>222</sup>.

Les figures suivantes illustrent la structure d'un marché réglementé et la structure d'un marché déréglementé.

---

<sup>217</sup> PERCEBOIS Jacques, « L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques », 1999, CREDEN, N°99.11.15, Montpellier, P.23.

<sup>218</sup> DOUCET Josef A., «La restructuration des marches de l'électricité: un portrait de la situation mondiale », Document de synthèse du groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN), Université de LAVAL, Montréal, 1998, P.14. Quand à la privatisation, elle consiste à un « transfert de propriété d'une entreprise du secteur public au secteur privé ».

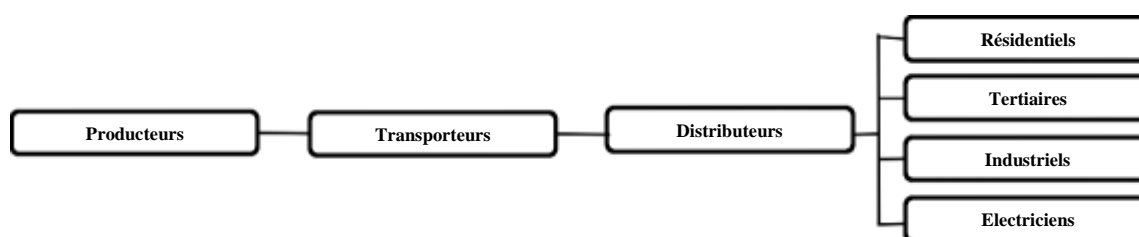
<sup>219</sup> *Main stream*.

<sup>220</sup> Maturité des secteurs de l'énergie et recul de l'intérêt pour la planification énergétique.

<sup>221</sup> Pour le cas des pays européens.

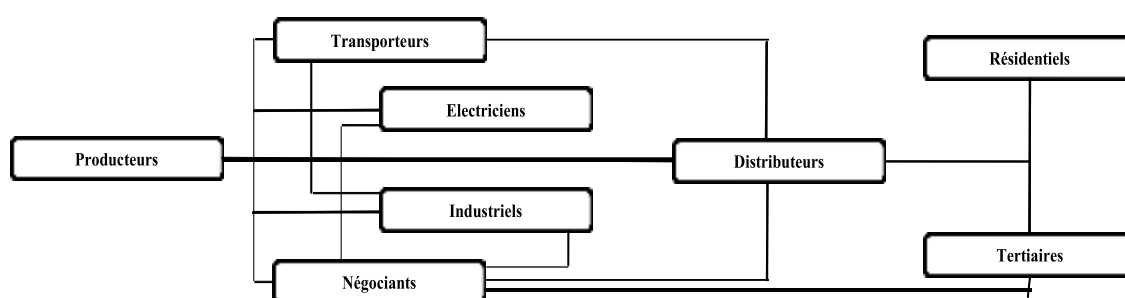
<sup>222</sup> ONGHIA (1999), BAUBY (2000,2002), BAUMSTARK (2002), PERCEBOIS (2002), *In* BELKHOUS Islem, « L'impact du progrès technique sur l'évolution du concept de service public », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Montpellier I, Janvier 2007, P.184-185.

Figure n°06 : marché réglementé (Exemple de l'électricité).



Source : PERCEBOIS Jacques, S.D., S.P.

Figure n°07: marché déréglementé (Exemple de l'électricité).



Source : PERCEBOIS Jacques, S.D., S.P.

Trois arguments justifient la déréglementation des marchés énergétiques, que nous présenterons dans les prochains points.

### 8.1. La contestabilité des marchés énergétiques permet une baisse de prix en faveur du consommateur grâce à la concurrence

L'économie d'échelle était un argument fort pour mettre en place le monopole dans le marché de l'électricité et celui du gaz. Cet argument n'a pas duré longtemps, car d'autres (plus économiques) ont été avancés afin de mieux favoriser et de mieux justifier l'ouverture de ce marché. Il y a aussi, « d'évidentes convergences entre les travaux de réseau »<sup>223</sup> qui favorisent les économies d'échelles.

A ce propos, certains segments du secteur de l'électricité et du gaz ne sont plus (depuis un moment) un monopole naturel. L'activité de production et de distribution pouvait se faire par

<sup>223</sup> BEAUGRAND Florence Bonnet, « La gouvernance locale face à l'incomplétude des contrats de délégation des services publics : l'exemple de l'eau et de l'assainissement », Thèse en sciences de gestion, École Nationale Supérieure des mines de paris, 2008, P.357.

des opérateurs privés autres que l'opérateur historique, car « à partir des années 1990<sup>224</sup>, on a observé un abaissement des barrières à l'entrée avec le développement d'une production d'électricité décentralisée, soit en cogénération, soit par les turbines à gaz à cycle combiné (baisse du prix des turbines à gaz et accroissement de leurs rendements) qui sont devenus compétitifs par rapport aux grosses unités centralisées<sup>225</sup>».

BAUMOL, PANZAR et WILLIG (1982), soulèvent les difficultés qui existent lors de l'ouverture de ce type de marché. Ce dernier, peut se caractériser par une concurrence pure et parfaite même si le nombre d'entreprises présentes est petit ou de grande taille.

Selon ces mêmes auteurs, pour qu'un marché soit considéré comme « contestable », deux conditions doivent se réunir : une entrée libre sur le marché et une sortie de ce dernier sans un moindre coût.

Ces deux conditions peuvent se réunir « lorsque les opportunités de profit apparaissent »<sup>226</sup> et lorsque les autorités publiques jouent un rôle de régulateur.

On peut comprendre alors, l'objet de la délégation des industries de réseaux énergétiques à travers la théorie des marchés contestables, car selon MIRABEL François (2012), lorsque la structure de l'activité correspondante n'est pas réglementée, elle « va évoluer vers une configuration optimale au sens où le nombre de firmes actives et la répartition de l'offre globale est minimisés »<sup>227</sup>.

## 8.2. Les réglementations tarifaires des entreprises sont jugées inefficaces

Plusieurs lacunes peuvent paraître :

- des problèmes de discrimination sur les prix ainsi que des subventions croisées ;
- le caractère lourd et coûteux des procédures comptables ;
- absence d'incitation à faire des efforts en matière de réduction des coûts puisque cela va avoir un impact sur le prix à la fin de la période (généralement une année) ;

---

<sup>224</sup> Pour le cas de la France.

<sup>225</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.5.

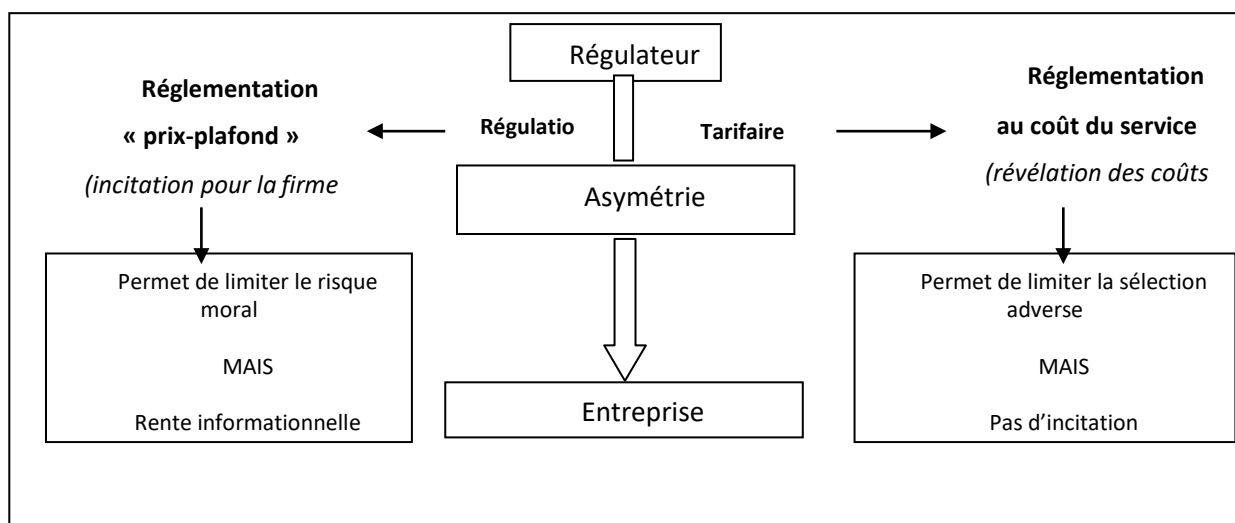
<sup>226</sup> Ibid.

<sup>227</sup> Ibid., BAUMOL, PANZAR ET WILLIG appellent ça « une structure naturelle de l'activité ».

- une incitation à la sur-capitalisation peut exister pour cause « un taux de rendement sur le capital fixé par la tutelle induit une distorsion dans l'utilisation des facteurs de production <sup>228</sup>».

Et c'est pour cette raison que l'Angleterre et la France, ont mis en place la réglementation de plafonnement des prix « *price capping* ».

**Figure n°08:** réglementation tarifaire et l'inefficacité informationnelle.



Source : MIRABEL François, 2012.

Comme illustré dans le schéma ci-dessus, la réglementation des industries de réseaux au taux de rendement<sup>229</sup> n'incite pas à la réduction des coûts, contrairement à celle qui plafonne les prix, car elle incite à minimiser les coûts et permet par la suite la limitation du risque moral.

### 8.3. L'inefficacité des monopoles publics

Cette inefficacité a été démontrée lorsque la priorité de l'État n'était plus de veiller à l'intérêt général, mais aussi à son propre intérêt.

À ce propos, deux grands arguments ont été avancés dans les théories économiques :

<sup>228</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.5.

<sup>229</sup> Ou autrement appelé le coût des services.

- selon la théorie des choix publics, « les bureaucrates ne sont pas des propriétaires de l'organisation et qu'ils ne peuvent s'approprier des profits de leur activité »<sup>230</sup> et ils ne cherchent pas à réduire les coûts de production ;

- l'école des choix publics a aussi constaté que les décisions des grandes entreprises publiques sont influencées par des objectifs purement politiques.

Ces deux éléments n'aboutissent en aucun cas à une efficacité économique de l'entreprise.

## **9. L'application de la délégation des marchés électrique et gazier**

En Europe les marchés électriques et gaziers ont connu des réformes à travers une nette évolution des réglementations qui régissent ce marché afin de le rendre « contestable ». Pour cela trois conditions doivent se réunir : « un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution [...], un accès plus large aux ressources énergétiques [...], un accès à la flexibilité dans les sources d'approvisionnement »<sup>231</sup>.

### **9.1. L'accès aux réseaux de transport et de distribution**

Afin de favoriser un marché avec des conditions de contestabilité, il y a lieu de faciliter l'accès aux infrastructures de transport en toute transparence et sans aucune discrimination.

À cet effet une réglementation des tarifs d'accès, non négociables s'impose, ainsi qu'une séparation comptable des activités (production, transport, distribution et commercialisation).

En Europe, la séparation comptable des activités (séparation verticale), ne suffisait pas. Il fallait dès lors, une dé-intégration des activités en mettant en place une véritable séparation juridique de ces mêmes activités.

Cela peut s'expliquer par le fait qu'une simple séparation comptable des activités donnait la possibilité aux entreprises de transférer les coûts et de mettre en place des subventions croisées.

Les États membres de l'Union Européenne ont adopté le principe des charges d'accès, selon le volume transporté et non pas selon la distance parcourue.

Dans le cas des interconnexions entre les pays, deux problèmes peuvent surgir : le premier relatif aux charges d'accès et le deuxième relatif à l'affectation des capacités.

---

<sup>230</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.5.

<sup>231</sup> Ibid.

Pour le premier, la charge d'accès aux réseaux de transport est différente d'un pays à un autre. Autrement dit, les pays n'appliquent pas les mêmes tarifs aux points d'injection et aux points de soutirage.

Tel était le cas des pays membres de l'union européenne, jusqu'à l'application d'un tarif unique dès 2002.

Le deuxième problème, relatif à l'affectation des capacités lors d'une interconnexion, qui n'est pas toujours évidente. Les capacités ne suffisent pas pour couvrir la demande. L'affectation se fait alors, selon des critères favorisant des pratiques discriminatoires<sup>232</sup>.

## **9.2. L'accès aux ressources énergétiques**

Selon BAUMOL, PANZAR ET WILLIG (1982), un marché contestable peut exister « si les entreprises concurrentes bénéficient de conditions de production similaires à celles des firmes en place »<sup>233</sup>. Grâce à une réglementation ardue pour les opérateurs et une obligation à céder une partie de la production électrique de ces derniers, que le marché énergétique devient plus attractif.

Autrement dit, des mesures ont été mises en place en amont de la chaîne de production, afin de réduire la part du marché des firmes (opérateurs historiques) et de céder une partie de leurs productions à leurs concurrents<sup>234</sup>.

Les comportements de distorsion de concurrent et le manque de transparence peuvent s'éviter si ces derniers ont accès aux ressources rares.

## **9.3. Flexibilité aux sources d'approvisionnement**

L'existence des marchés SPOT (en Europe) dans les achats et les ventes de l'électricité et du gaz a facilité l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence.

Ce marché n'est pas obligatoire et les parties (acheteurs et vendeurs) ont le choix entre la signature d'un contrat bilatérale ou bien de recourir au marché SPOT.

---

<sup>232</sup> En Europe, et afin d'éviter ces pratiques, le mécanisme des enchères a été adopté. Malgré cela l'ouverture du marché énergétique européen demeure faible, vu le nombre insuffisant d'entreprise sur ce marché et la position dominante des opérateurs historiques.

<sup>233</sup> MIRABEL François, Op.cit., 2012, P.5.

<sup>234</sup> Soit en vendant directement une partie de leur capacité aux concurrents, soit en mettant aux enchères à échéances régulières, une partie des capacités à partir de centrales peu coûteuses (on parle ici de l'électricité).

Le marché SPOT : est un instrument financier supplémentaire pour les entreprises qui souhaitent s'approvisionner ; il favorise la déviance d'informations en toute transparence ; et donne de la flexibilité aux vendeurs qui souhaitent vendre leurs surplus de production.

#### **10. Le service public des réseaux de l'électricité et du gaz**

Les principales caractéristiques des services publics à caractère industriel et commercial (SPIC) dont les activités électriques et gazières en font partie, ont été énumérées par PERCEBOIS Jacques (2004), comme suit :

- leur consommation est divisible ;
- ils sont générateurs d'externalités de demande (effet de club) et d'externalités d'offres ;
- ils sont exposés au risque de congestion surtout dans les heures de saturations ;
- la puissance publique ne peut guère se désintéresser du fonctionnement et de l'organisation des du service considéré comme un monopole naturel.

Ces deux industries sont soumises à une ouverture à la concurrence, qui est essentiellement due au développement technologique et aux défaillances constatées auparavant, dans les monopoles privés ou publics, ainsi qu'à l'application des réglementations érigées pour être appliquées par les entreprises qui gèrent ce service public.

Dans l'industrie des réseaux électriques et gaziers, l'activité physique ne doit pas dépendre de l'activité commerciale, car le premier a généralement le statut du monopole et le deuxième de concurrence (PERCEBOIS Jacques).



**Tableau n°07** : tableau comparatif des spécificités des ressources électriques et gazières.

	<b>Les spécificités de l'électricité</b>	<b>Les spécifiés du gaz</b>
<b>Usage</b>	Usages captifs	Pas d'usages captifs
<b>Stockage</b>	N'est pas stockable	Est stockable
<b>Production</b>	Selon les pays	
<b>Transport</b>	Via des lignes hautes tensions (avec interconnexion)  Soumis à des pertes d'énergie en ligne	Le réseau est moins maillé que celui de l'électricité en raison de la cherté de son coût.  le transport se fait soit sous forme gazeuse (via les gazoducs) ou bien liquide (via les méthaniers).

Sources : PERCEBOIS Jacques, 2004.

La gestion déléguée des réseaux électriques et gaziers, est le mode de gestion le plus utilisé. À cet effet le gestionnaire aura le statut du monopole jusqu'à l'achèvement du contrat.

Pour se connecter à l'infrastructure relative à un réseau, une charge doit être payée<sup>235</sup>. On appelle ce système de connexion, le système de l'accès des tiers au réseau (ATR). Cette dernière se justifie nécessairement par la structure des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz, au quelle le client ne peut pas être captif à un fournisseur différent de son fournisseur historique. On peut citer comme exemple « le raccordement d'un immeuble par de multiples câbles électriques ou de conduites de gaz permettant ainsi à chaque opérateur potentiel de livrer son produit par ses propres installations. [...], le rendement du capital ne serait plus garanti »<sup>236</sup>.

Afin d'éviter que des subventions soient signées, entre les différents acteurs, dans les activités de ce type d'industrie de réseau, le régulateur doit intervenir par des règles, et pour ce faire Jacques PERCEBOIS nous dicte dans son article qu'une séparation comptable<sup>237</sup> et juridique<sup>238</sup>s'impose au préalable.

<sup>235</sup> On appelle ça le péage.

<sup>236</sup> REVAZ Jean- Marc, Op.cit., 2008, P.121.

<sup>237</sup> Entre les activités de réseaux.

<sup>238</sup> Entre les opérateurs.

### 10.1. Les missions du régulateur

Le rôle du régulateur est d'intervenir pour résoudre essentiellement ce qui suit :

- en cas d'incohérence dans la logique des prix<sup>239</sup> dans les trois niveaux d'activités, à savoir : l'amont (production de l'électricité et du gaz ou sur importation), le milieu (le transport et la distribution) et l'aval (la fourniture de l'énergie électrique et gazière).
- fixer un système de tarification qui permet de « dissocier les coûts d'acheminement sur ce réseau (entretien et renouvellement du réseau inclus) des autres coûts<sup>240</sup> »<sup>241</sup>.
- le paiement des différents coûts lié aux missions de service public à savoir : le raccordement des usagers habitant dans des zones géographiques isolées, d'usagers insolubles<sup>242</sup> ou des coûts engendrés par les obligations législatives relatives aux énergies renouvelables, etc.

Tout cela peut se faire, soit par le recours à l'impôt, à des subventions croisées, à des prélèvements sur les charges d'accès sur le réseau ou même à des fonds collectés par les opérateurs.

Le régulateur veille au respect strict du cahier des charges préalablement établi. Il veille aussi, à protéger : les investisseurs contre la concurrence destructrice en lui accordant des « droits exclusifs » ; les usagers contre toute possibilité d'excès de prise de position de domination par le concessionnaire ; l'intérêt général ou collectif.

### 10.2. Le contrôle par le régulateur

Généralement la régulation se fait par une commission nationale indépendante<sup>243</sup>, disposant d'un certain pouvoir qui lui permet de rendre compte et de donner des avis au ministère, de sanctionner (financièrement), d'attribuer des licences ou des marchés.

Comme le constate COHEN Elie (2001) « quoique non élue l'autorité de régulation n'en n'est pas moins légitime. Elle tire sa légitimité de la loi qui l'instaure, des contre-pouvoirs qui

<sup>239</sup> La crise californienne d'électricité illustre parfaitement ce problème.

<sup>240</sup> Tarification nodale, tarification de type « itinéraire contractuel » ou même une tarification de type « timbre poste » et au cas de congestion : la règle de prorata, premier arrivé premier servi et technique des enchères.

<sup>241</sup> PERCEBOIS Jacques, op.cit, 1999, P.2.

<sup>242</sup> Principe du service universel.

<sup>243</sup> Une des plus grandes preuves de son indépendance réside dans sa durée qui est supérieure à celle du pouvoir public qui l'a nommée.

la bornent, de la procédure de nomination de ses dirigeants, des modalités de mise en cause de leur responsabilités»<sup>244</sup>.

La commission doit être efficace dans ses actions et se soucie de garantir :

- une certaine concurrence entre les différents opérateurs évitant ainsi les positions dominantes ;
- de l'équité dans le partage de surplus des rentes entre les parties prenantes ;
- un certain niveau de prix liés aux coûts réellement supportés.

La baisse des prix lors de l'ouverture du marché de l'industrie de réseau à la concurrence peut être expliquée de plusieurs façons :

- « - une diminution de la rente de monopole due à la concurrence ;
- un moindre effort au niveau de l'entretien et du renouvellement du réseau ;
- un dumping social au détriment des salariés ;
- un transfert de certaines charges sur les contribuables ;
- excédent de capacité »<sup>245</sup>.

### **11. Le développement technique et technologique dans la gestion du réseau électrique et gazier**

Une innovation de type technologique a été apportée dans l'activité de distribution du gaz naturel, par la société *BROOKLYN UNION* qui s'appelle le *Customer Account Display Enhanced Thermostat* (CADET).

Le CADET est « un appareil électronique qui utilise un signal d'appel à deux voies avec le compteur du client final et sert également de terminal d'affichage. Le client équipé de cet appareil peut aisément consulter mais aussi également ajuster sa consommation de gaz en temps réel »<sup>246</sup>.

L'apparition des nouvelles technologies de l'information et de la communication, a permis une économie des coûts de transaction dans la gestion et l'exploitation de ces réseaux. (BELKHOUS Islem., 2007, P.68)

<sup>244</sup> In PERCEBOIS Jacques, op.cit, 1999, P.2.

<sup>245</sup> Ibid.

<sup>246</sup> BELKHOUS Islem, « L'impact du progrès technique sur l'évolution du concept de service public », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Montpellier I, Janvier 2007, P.41.

*CHAPITRE II : LA RÉGULATION DES INDUSTRIES DE RÉSEAUX : LE CAS DU SECTEUR DE  
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ.*

Par ailleurs, on a constaté une forte convergence entre le réseau électrique et gazier, ce qui a poussé les opérateurs électriques à intervenir sur le marché gazier et vis vers ça. Cela se fait soit par « croissance interne (développement des filières à cycle combiné à gaz et des cogénérations), soit par croissance externe (acquisition de participation) dans les sociétés de transport et de distribution »<sup>247</sup>.

---

<sup>247</sup>CHEVALIER Jean-Marie et RAPIN David, « Les réformes des industries électriques et gazières en Europe », Institut de l'entreprise, Juillet 2004, Nancy, P.17.

\* \* \*

L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence nécessite une séparation comptable (*unbundling*) et juridique des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture ou de commercialisation.

Le caractère de monopole naturel des activités de transport et de distribution et pour assurer une meilleure efficacité, implique nécessairement l'application d'un système d'accès des tiers au réseau (ATR). (PERCEBOIS Jacques, DAVID Laurant, 2001, P.2).

Les enjeux économiques qui touchent les marchés énergétiques en général et le marché de l'électricité et du gaz en particulier, ont ralenti le processus d'ouverture de ce marché à la concurrence. Cela s'explique par la turbulence et l'instabilité de l'environnement national et international.

Ce qui nous pousse à connaître comment fonctionne le secteur de l'électricité et du gaz, dans d'autres pays et comment ils ont pu s'adapter aux besoins de ce secteur. La prochaine section va exposer les expériences de quelques pays européens et maghrébins.

**Section II :** exposé de quelques expériences internationales dans la gestion du secteur de l'électricité et du gaz.

Les trente dernières années ont été marquées par la déréglementation de plusieurs industries de monopole naturel, afin d'introduire la concurrence.

Un vaste mouvement de libéralisation est né en 1978 aux États-Unis, et s'est étendu par la suite en Europe puis au reste du monde. Il a été suivi (à partir des années 90) des réformes réglementaires, institutionnelles et organisationnelles dans le monde.

Depuis quelques décennies l'économie mondiale présente « un mouvement d'intégration régionale. Ce phénomène a pour objectif de favoriser l'efficacité en introduisant une certaine dose de concurrence »<sup>248</sup>.

La crise des années trente et la fin de la Seconde Guerre mondiale, représentent les circonstances de l'interventionnisme de l'État dans l'économie afin de la reconstruire et la redynamiser. Cette intervention a été largement critiquée surtout après l'éclatement du premier choc pétrolier (1973) et accusée d'incompétence dans son action économique et « d'avoir grippé par ses interventions les mécanismes de fonctionnement sain d'une économie »<sup>249</sup>.

Par conséquent, une montée considérable du mouvement libéral et un recul significatif ont été constatés. Les conseillers libéraux accompagnent désormais le président Ronald REGANE aux États-Unis et le premier ministre britannique Margaret TATCHER<sup>250</sup>.

À ce propos le traité de Rome de 1954<sup>251</sup> prévoit que « les entreprises en charge de services publics sont soumises aux règles de la concurrence, dans la mesure du moins où l'application de ces règles ne fait pas obstacle à certaines missions particulières qui leur ont été assignées »<sup>252</sup>.

---

<sup>248</sup>MENARD Renaud, « Investissement dans le réseau électrique : un moyen de lutte efficace contre les pouvoirs du marché des producteurs », CREDEN, n°09.04.83, Avril 2009, P.2.

<sup>249</sup> ANGELIER Jean-Pierre, 2005, Op.cit. P.14.

<sup>250</sup> Ibid.

<sup>251</sup> Dans son Article 90.

<sup>252</sup> PERCEBOIS Jacques, « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz de l'électricité (quelques enseignements au vu de l'expérience Européenne) », Revue d'Économie publique, N°2003/1, P.73.

Le protocole de Rome signé en 2003, a permis le lancement du processus d'intégration des marchés maghrébins de l'électricité et de bénéficier d'un accompagnement technique financé par l'Union Européenne entre 2007 et 2010.

À cet effet, le souci principal des pays Européens, est de construire un marché unique dans le secteur électrique et gazier, incité par la commission Européenne pour plus de concurrence et d'échanges. En effet, « le marché de l'énergie est devenu un marché mature avec ou pas de croissance, ceci comparé aux objectifs de rentabilité de société "capitaliste" »<sup>253</sup>. Cela s'explique par le faible taux de croissance globale de « la consommation d'énergie (hors trafic aérien) n'a été que d'environ 1% à 1,5% l'an en moyenne ces 10 dernières années [...]. Les règles qui obligent les entreprises à augmenter fortement leur profit chaque année ne peuvent que les inciter à s'emparer du marché du voisin »<sup>254</sup>.

Cette étape permet et favorise, la création d'un marché maghrébin de l'électricité et du gaz dans la région.

Les progrès techniques et technologiques ont favorisé l'ouverture du marché électrique et gazier à la concurrence, notamment celle qui concerne les technologies de l'information et de la communication. Cette dernière, a contribué à faciliter l'opération de séparation des activités « *unbundling* » sans que la particularité de chacune (monopole ou concurrence) soit touchée.

Pour que le terrain soit prêt à la concurrence des transformations et des restructurations ont été apportées aux monopoles historiques et de nouveaux acteurs indépendants sont apparus (clients éligibles).

L'objectif principal de la déréglementation est d'instaurer un système de concurrence au niveau de la fourniture de l'énergie gazière aux clients. Cela n'est réalisable que si les tiers ont un accès transparent et non-discriminatoire au réseau de transport et de distribution.

L'expérience Américaine et britannique est totalement différente des autres, et suscite une curiosité particulière (David Laurant, 2000).

L'Afrique est un continent qui est à la fois riche en ressources naturelles et sous-alimenté en énergie électrique et produits énergétiques transformés, et cela pour des raisons plutôt économiques que géopolitiques.

<sup>253</sup> REVAZ Jean-Marc, "services publics municipalisés et ouverture des marchés du gaz et de l'électricité. Risques et perspectives dans le contexte suisse », Flux 2008/2 (n° 72-73), P.121.

<sup>254</sup> Ibid.

L'Afrique du nord est considérée comme une région stratégique et un lieu privilégié des marchés européens. La richesse de l'Algérie en pétrole et en gaz en particulier, a fait d'elle une des clés de la sécurité énergétique des pays du sud européen.

Le réseau électrique et gazier interconnecté de l'Algérie, est très important pour l'alimentation des pays voisins (maghrébin et européens). Le transit du réseau africain pour alimenter les pays de l'Europe, renforce encore plus son rôle dans cette région (NICOLAS Mazzuchi, 2017).

Pour suivre le mouvement de mondialisation, le Maroc et la Tunisie se sont engagé depuis les années 90, dans le processus de libéralisation économique. À cet, effet quatre expériences<sup>255</sup> vont êtres évoquées dans cette section.

---

<sup>255</sup> Deux expériences européennes et deux expériences maghrébines.



### 1. Les débuts du mouvement de libéralisation du marché de l'énergie dans le monde

Les industries énergétiques européennes, ont été gérées jusqu'en 1970 sous forme de monopole ou de quasi-monopole. Les réseaux énergétiques étaient verticalement intégrés.

Étant des entreprises relevant du secteur public, l'État avait l'œil direct sur leur fonctionnement et leur développement.

Ensuite, un mouvement de libéralisation des marchés, d'ouverture des secteurs protégés à la concurrence ainsi que la multiplicité des échanges au niveau mondial a été observé. Ce qui a entraîné un mouvement de structuration de l'industrie énergétique, cadré par le droit et les principes économiques.

L'intervention de l'État devient alors exceptionnelle voire même irrégulière. L'unique et première expérience de déréglementation des industries électriques (1988) et gazières (1990), est celle provoquée par la politique du gouvernement conservateur de Margaret THATCHER.

Le Régime « Thatcherien » fonctionne avec la séparation des activités des réseaux énergétiques. Il a pu prouver que les industries du réseau peuvent ne pas être organisées en monopole public intégré verticalement.

L'ancien premier ministre britannique, a soulevé que « les deux grands problèmes de l'économie britannique étaient le monopole des industries nationalisées et les syndicats »<sup>256</sup>.

Que ce soit Margaret THATCHER (en Grande Bretagne) ou Ronald REGAN (aux États unis), les deux dirigeants étaient hostiles par rapport aux activités protégées et organisées par l'État.

Les pays européens ont adopté « le modèle Thatcherien », en le limitant au secteur de l'énergie et en séparant ses activités en trois segments, à savoir : la production/fourniture, la distribution et le transport. Cette adoption n'a pas été bouleversé suite aux différents évènements catastrophiques, telle que la faillite frauduleuse du géant Américain de l'électricité ENRON et la crise californienne (2000-2001) et même pas, par les *blacks out* survenus en 2003 dans les pays scandinaves, Rome et Londres<sup>257</sup> (DIF-PRADACIER Mael, 2009, P.26).

<sup>256</sup>YOUNG D., « *The entreprise years* », *Headline press*, London, 1990, P.207, In DIF-PRADACIER Mael, « Libéralisation du marché de l'énergie, réorganisation du travail et mobilisation collective dans l'entreprise : le cas du gaz de Bordeaux », Thèse en sociologie, Université de Bordeaux 2, 13 Novembre 2009, P.25.

## 2. L'expérience Européenne<sup>258</sup>

L'introduction de la concurrence s'est concrétisée à travers l'apparition des directives communautaires européennes de décembre 1996 (en ce qui concerne l'électricité) et de 1998 (en ce qui concerne le gaz).

Ces directives qui régissent la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz, ont permis l'ouverture des marchés nationaux à la concurrence. Elles décrivent toutes les modalités d'organisation du secteur, comment accéder au marché de l'électricité et du gaz ainsi que les critères d'investissement et d'exploitation de ces réseaux. Dans ces mêmes directives, il a été prévu une séparation des activités, autrement dit une dissociation verticale (*unbundling*), afin d'instaurer la concurrence dans les activités de production et de commercialisation.

Vu les différences entre le marché de l'électricité et celui du gaz au moment de l'apparition des directives, « il est cependant très peu probable que l'ouverture à la concurrence du secteur gazier produise des effets immédiatement aussi spectaculaires que ceux que l'on a pu observer dans le cas de l'électricité »<sup>259</sup>.

La restructuration de l'industrie du gaz naturel s'est faite dans une obligation d'ouvrir l'accès libre des tiers au réseau de transport, afin d'instaurer et d'encourager la concurrence.

La France joue un rôle très important « dans une dynamique européenne qui tend à privilégier les actions de coordination »<sup>260</sup>.

Au Royaume-Uni l'amélioration de la qualité de service, suite à l'ouverture du marché à la concurrence a été nettement constaté « seuls 3% des clients en sont peu satisfaits »<sup>261</sup>.

---

<sup>257</sup> Au moment où la concurrence pure et parfaite été censé améliorer la situation des consommateurs et des salariés

<sup>258</sup> Dans le cadre du régime de concession des services publics, les pays européens, « se rattachent à la tradition juridique dite "Romano-germanique" : France, Espagne, Portugal, Italie, Belgique, et dans une certaine mesure l'Allemagne et les pays de l'Europe centrale ayant pris pour référence le droit Autrichien ou le droit Français ». CORIVAUD Henri, « les concessions de distribution d'énergie électrique en France se justifient-elles encore aujourd'hui ? », CREDEN, n°08.01.72, Janvier 2008, P.3.

<sup>259</sup> BERGOUGNOUX Jean, Gaz et électricité : deux énergies en réseau, deux problématiques d'introduction de la concurrence, Février 2001, P.20.

<sup>260</sup> CHEVALIER Jean Marie et PERCEBOIS Jaques, Rapport sur « Gaz et électricité un défi pour l'Europe et pour la France », Conseil d'analyse Économique, Paris, 2008, P.86.

## 2.1. Le Royaume-Uni

L'Angleterre est le pays qui a connu un mouvement de restructuration le plus global. « Il y a en effet restructuration industrielle, privatisation des actifs et modification du régime réglementaire »<sup>262</sup>.

- **Le secteur de l'électricité**

À l'aube de la deuxième guerre mondiale, les municipalités du Royaume-Uni, assuraient presque 60% des ventes en électricité et une interconnexion de son réseau<sup>263</sup>.

Après l'adoption de l'*Electricity act*, en 1989<sup>264</sup>, le marché de l'électricité britannique était monopolistique pour les trois activités : production, transport et distribution et la commercialisation, appelés les *Boards* régionaux<sup>265</sup>.

À partir de 1990, un important processus de privatisation a été lancé et a duré huit ans, pour la mise en place d'une nouvelle organisation :

- *pour la production et le transport* : une société se charge du réseau de transport (*National Grid Compagnie*) et trois sociétés de production (*National power, Power Gen et Nuclear Electric*), en plus des possibilités de développement des installations de production sous forme d'*Independent power production* (IPP). Cette désintégration n'a pas été appliquée en Écosse car les deux sociétés : *Scottish Power* et *Scottish Electric* demeuraient toujours des industries intégrées.
- *pour la distribution* : cette activité est constituée de douze entreprises de distribution de l'électricité.

L'Office de Régulation de l'Électricité (*Offer*), veille à la bonne pratique de la concurrence dans le secteur de l'électricité.

La loi du 13 Aout 1947, organise la distribution et la divise en quatorze *Area Electricity Boards* publics, et l'*Electricity council* s'occupe de la coordination globale.

---

<sup>261</sup> FERNET Guillaume, « La privatisation de l'Industrie électrique au Royaume-Uni », Gérer et comprendre, N°77, Septembre 2004. P.41.

<sup>262</sup> DOUCET Josef A., « La restructuration des marchés de l'électricité: un portrait de la situation mondiale », Document de synthèse du groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN), Université de LAVAL, Montréal, 1998, P.23.

<sup>263</sup> ANGELIER Jean-Pierre, 2005, Op.cit. P.4.

<sup>264</sup> En Angleterre, au pays de Galles et en Écosse.

<sup>265</sup> Ils ont été transformés en douze compagnies régionales pour l'Angleterre et le pays de Galles.

Cette loi constitue aussi le « *British Electricity Authority* (BEA), entreprise publique chargée de la production et détenant le monopole du transport de l'électricité »<sup>266</sup>.

Le marché de l'électricité « fonctionne initialement sur le principe du *Pool* (*Pricing* centralisé au plus haut coût marginal de production nécessaire à la demande), qui sera remplacé en 2001 par les *New Electricity trading arrangement* (NETA), qui crée les conditions d'un marché libre sans règle centrale, marché sur lequel l'électricité s'échange comme un bien, tout en tenant compte des exigences d'équilibre permanent entre l'offre et la demande »<sup>267</sup>.

L'ouverture du marché électrique a aussi permis l'arrivée de nouveaux fournisseurs sur le marché. L'avantage généré est la possibilité des clients à choisir leurs fournisseurs.

La dissociation verticale des activités de l'électricité et du gaz a commencé par l'organisation des distributions, en douze (12) compagnies régionales privées pour l'électricité (REC).

Actuellement, Quatorze (14) gestionnaires de réseau de distribution électrique (DNOs)<sup>268</sup> sont possédés par huit (08) groupes distincts et gérés en zones séparées.

- **Le secteur du Gaz**

En 1957, la BEA devient CEGB (*Central Electricity Generating Board*). Aussi, le *British Gas* a été créé dans cette même période. Celle-ci se présente comme : « une entreprise publique disposant du monopole du transport du gaz, qui devient bientôt une firme importante à mesure que sont développés les gisements de la mer du Nord britannique »<sup>269</sup>. En 1986, le *British Gas* a été privatisé.

Le gouvernement détient l'action privilégiée (*golden share*) dans toutes les compagnies<sup>270</sup>, et les régule par le biais de l'*Office of Electricity Regulation*, qui suite à une fusion avec *Of gas* devient l'*Office for Gas and Electricity Markets* (OFGEM).

---

<sup>266</sup> ANGELIER Jean-Pierre, 2005, Op.cit. P.6.

<sup>267</sup> FERNET Guillaume, « La privatisation de l'Industrie électrique au Royaume-Uni », Gérer et comprendre, N°77, Septembre 2004. P.41.

<sup>268</sup> *Distribution Network Operators*.

<sup>269</sup> Ibid.

<sup>270</sup> Dans *National Grid Compagny, British Energy, Northern Ireland Electricity, Scottish and Southern Energy*.

Huit (08) gestionnaires de réseau de distribution de gaz (GDNs)<sup>271</sup> existaient dont quatre (04) d'entre elles, ont été vendues par la suite par *Grid Gas plc* à *Scottia Gas Networks*, *Northern Gas Networks* et *Wales and West Utilities*.

## 2.2. La France

Avec la révolution industrielle, la France s'est trouvée obligée de développer son secteur électrique et gazier en restructurant son organisation et en s'adaptant aux besoins de ses clients. « Le monopole public national verticalement intégré laisse la place à une concurrence (libéralisation) organisée et réglementée par l'État. Ces modifications structurelles s'accompagnent de transformations profondes dans les pratiques habituelles des consommateurs et des fournisseurs d'électricité et du gaz »<sup>272</sup>.

Dans ce cadre, le secteur de l'énergie en France a observé « une ouverture du marché de la fourniture et une tendance s'observe plus généralement : celle de la montée en puissance du pouvoir local dans le cadre de la décentralisation et de la crise de l'état-nation »<sup>273</sup>.

La nationalisation de l'électricité et du gaz par la loi n°46-628 du 08 avril 1946, a eu une considérable consigne sur l'activité de distribution, de part de la perte progressive de son caractère local. Elle a été confiée à deux établissements publics nationaux sous forme de concession.

Ce secteur se compose de régie et de petites structures locales qui distribuent l'énergie au moyen de concessions de service public. (HERSANT Emilie, 2010, P.79).

Tous les clients professionnels et les collectivités locales sont devenus éligibles<sup>274</sup>, et peuvent choisir leur fournisseur sans aucune contrainte.

L'activité de distribution de l'électricité et du gaz est sous un monopole régulé. Cette dernière délègue l'exploitation du réseau de distribution sous forme de contrats de concessions, essentiellement à EDF et GDF. Elle peut être gérée ainsi, comme elle peut être gérée en régies locales.

---

<sup>271</sup> En plus des IGTs qui possèdent des petits réseaux (généralement des nouveaux logements).

<sup>272</sup> ANGELIER Jean-Pierre, 2005, Op.cit. P.2.

<sup>273</sup> BOUVIER Guillaume, « Les collectivités locales et l'électricité : territoires, acteurs et enjeux autour du service public local de l'électricité en France », thèse de doctorat en géographie, Université de Paris 8, 1995, P.444.

<sup>274</sup> A partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004.

La distribution de l'énergie électrique se fait essentiellement par ERDF<sup>275</sup>. Dans le cas de la distribution du gaz elle se fait à travers GRDF<sup>276</sup>.

- **Le secteur de l'électricité**

L'industrie électrique est apparue vers la deuxième moitié du XIX<sup>ème</sup> siècle. Le secteur de l'électricité a connu un développement très important marqué par des périodes différentes, dont nous allons citer les plus importantes :

- *avant 1946* : durant cette période le système électrique a connu le développement de la mosaïque de centrale et de réseaux interconnectés, et exploiter dans le cadre de régies ou de concessions<sup>277</sup>. Des petits réseaux ont été formés autour d'une production à partir du charbon et de barrages.
- *entre 1946 et 1990* : la loi du 08 Avril 1946 relative à la nationalisation<sup>278</sup> transfère à l'électricité de France (EDF) -désormais en monopole légal- tout les actifs des grandes entreprises privées opératrices<sup>279</sup>. Cette loi s'inscrit dans une tendance productive en hausse grâce un parc de production grandissante<sup>280</sup>. La nationalisation n'implique pas forcément, la disparition de l'autorité organisatrice de la distribution de l'électricité (AOD)<sup>281</sup>. « L'article 36 de la loi 1946 prévoit ainsi le maintien des concessions de distribution locales »<sup>282</sup> en les transférant à EDF. Le processus de nationalisation n'a pas touché les régies locales et les sociétés d'économie mixte.

Le faible coût du pétrole aux années soixante (60) a encouragé EDF, à produire l'électricité à partir de combustion du fioul. La demande énergétique à cette époque, a enregistré une augmentation, suite à la progression technologique et à la généralisation de l'utilisation des électroménagers<sup>283</sup>.

---

<sup>275</sup>Électricité réseau de distribution de France. 95% et le reste par les entreprises locales de distribution (ELD).

<sup>276</sup>Gaz réseau de distribution de France.

<sup>277</sup> Communales ou intercommunales

<sup>278</sup> Des sociétés privées de production, transport et distribution de l'électricité et du gaz.

<sup>279</sup> De la production de l'électricité, du transport en HT et de la distribution en MT BT.

<sup>280</sup> Centrales hydraulique et thermique au début puis vers les années 70 l'installation du parc électronucléaire.

<sup>281</sup> Les AOD ont le pouvoir de signature, de renouvellement de contrats de concession, le contrôle de sa bonne exécution avec EDF.

<sup>282</sup> FNNCR, « Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ? », Le livre blanc, 20 Octobre 2011, P.11.

<sup>283</sup> L'arrivée du chauffage électrique sur le marché Français.

La crise pétrolière de 1973, a poussé l'État à développer la production électronucléaire, en construisant, en « l'espace de deux ans, 13 centrales nucléaires »<sup>284</sup>.

Les années 1980 ont connu en plus du développement du parc nucléaire pour atteindre l'objectif du tout électrique. EDF a acquis un remarquable savoir faire grâce à cette avancée. Parallèlement la croissance de la demande a nettement ralenti au cours des années 80, se qui a amené EDF à s'engager dans une démarche qui favorise l'apprentissage de la relation avec la clientèle, afin de satisfaire les besoins et les attentes spécifiques à chaque catégorie de client. Dès lors, EDF se lance dans la démarche du « sur mesure de masse ».

En 1989, la direction centrale se lance dans la démarche de management stratégique intégré (MSI) qui lui permet de mobiliser les compétences nécessaires pour mieux répondre aux attentes des clients.

En 1990, la France se positionne comme le premier énergéticien au monde grâce à la surcapacité à produire -grâce au nucléaire- et à vendre le surplus aux pays voisins.

- *entre 1990 à nos jours* : l'ouverture du marché de l'électricité a déclenché un mouvement de grèves, car les agents ont senti que leur emploi est menacé à la fin du monopole. Ce qui a rendu la mission de transition vers un marché ouvert très difficile. Cependant, le marché a écarté le monopole public sous la directive de la commission européenne, et s'est ouvert même à l'international.

À partir de 2004, « EDF est constitué d'électricité de France Société Anonyme (EDF SA) et d'un réseau de filiales européennes. Avec 56.9 milliards d'Euros de chiffre d'affaires enregistré en 2007 le groupe EDF demeure un des électriciens leader en Europe »<sup>285</sup>.

L'amélioration de la qualité de service et fidélisation des clients, fait désormais partie des priorités d'EDF, pour faire face à la concurrence rude dans ce secteur. Elle obtient en 2002 la certification ISO9001. Le secteur électrique se développe autour de compagnies locales et Européennes.

---

<sup>284</sup> AIT ABDESLAM Samira, « Du monopole au marché : Cas d'EDF, entreprise en mutation », thèse de doctorat, 30 Juin 2008, Université de Nancy 2, P.17.

<sup>285</sup> Ibid., P.22.

L'organisation de ce secteur se divise en quatre segments, qui représentent la chaîne de valeur de cette industrie :

- *la production* : à partir de ressources très diversifiées (énergies fossiles, hydraulique, éolienne, nucléaire, etc.) ensuite vendre cette énergie aux grossistes.
- *le transport* : acheminement de l'énergie à partir des centrales de production via un réseau HT jusqu'aux réseaux de distribution, cette activité est gérée par la RTE.
- *la distribution* : ERDF et les entreprises locales de distribution effectuent via un réseau MT et BT, la distribution de l'électricité jusqu'au client final.
- *la fourniture* : consiste à commercialiser l'électricité fournie par le réseau de distribution et à gérer les clients<sup>286</sup>.

Les régulateurs<sup>287</sup> aussi peuvent être rajoutés à cette liste, car ils jouent le rôle du garde fou entre les concessionnaires et les autorités concédantes.

La directive Européenne 2003/54/CE publiée le 26 juin 2003, a été l'événement déclencheur des mesures de réformes du secteur dans toute l'Europe, grâce à sa définition du cadre réglementaire pour l'ouverture du marché électrique. Cette directive a provoqué la naissance de la loi N°2004-803 du 09 Août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, et à la loi « NOME » du 07 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité.

À ce propos, la CRE est tenu de rédiger un rapport annuel sur l'état d'avancement du processus d'ouverture du marché.

- **Le secteur du gaz**

Le secteur gazier Français a connu une considérable évolution depuis 1946 (date de la nationalisation de ce secteur), et a rendu le rôle de GDF (Gaz de France) important vu : « la transformation puis l'élargissement géographique des sources d'approvisionnement, la construction et la maîtrise d'une chaîne méthanier ininterrompue »<sup>288</sup>.

Le développement de ce secteur est dû principalement à la révolution technique, technologique et commerciale.

---

<sup>286</sup> Estimation de la consommation énergétique, gestion des paiements, émission des factures, etc. Ils sont au total 22 sociétés de commercialisation

<sup>287</sup> Régulateur national (CRE) ou régulateurs locaux.

<sup>288</sup> BELTRAN Alain, « Gaz de France et le secteur gazier depuis 1940 », In, Flux, n°8, 1992, P.29.



La découverte du gisement du Lacq en 1951 et son exploitation par L'ERAP (entreprise de recherche d'activités pétrolière) qui est une entreprise publique et gaz de France. Cette dernière est devenue de plus en plus importante suite au développement de ses activités, notamment celles qui a pour but de compléter sa production intérieure à savoir, l'importation du gaz Algérien<sup>289</sup> et celui des Pays Bas<sup>290</sup>.

En plus de GDF deux autres compagnies assurent aussi le transport et la distribution locale à savoir : la Compagnie Française du méthane (CFM) et le Gaz du Sud Ouest (GSO).

La distribution du gaz se fait essentiellement par le GDF sous forme de régies principales.

La directive européenne de 2003, a permis l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence. Cette dernière prévoit dans ses articles la séparation juridique des activités de l'énergie gazière.

Le premier janvier 2008 la société française de distribution du gaz a été créé appelée Gaz Réseau Distribution France (GRDF). Cette société est la filiale d'ENGIE avec un taux de 100%.

La GRDF a pris la relève d'EDF en ce qui concerne la gestion du réseau de distribution du gaz en France.

### **3. L'expérience américaine**

La crise Californienne des années 2000 et 2001, la faillite d'ENRON sont les principaux faits marquants du secteur énergétique aux États-Unis.

La concurrence a été introduite après le démantèlement du monopole dans le secteur des transports et de la téléphonie.

L'industrie de réseau électrique et gazier présente une forte transformation organisationnelle et concurrentielle. Les activités de l'électricité et du gaz tendent à converger dans le même sens (principalement dans l'activité de distribution), ce qui a impliqué un mouvement (à partir de 1996) de fusion acquisition des firmes en relation avec ces énergies (MERITET Sophie, 2000).

La restructuration de l'industrie électrique était la conséquence du retrait progressif du contrôle sur les prix, laissant ce dernier se fixer par la loi du marché.

<sup>289</sup> À partir de HassiR'mel (découvert en 1959).

<sup>290</sup> Groningue-Slochteren (découvert en 1959).

Le prix payé par le consommateur final était excessivement cher, ce qui a poussé la *Federal Energy Commission* (FERC) à ouvrir l'accès au réseau de transport aux tiers (non-discriminatoire).

- **Le secteur de l'Électricité**

La *public Utility Regulatory Policies Act* (1978) a l'ancien ordre électrique aux États Unis qui exige aux *Utilities* d'acheter l'électricité produite, à partir de cogénération et des énergies renouvelables, auprès de ses producteurs indépendants.

L'*Energy policy Act* (1992) est venu ouvrir la porte à la concurrence, en offrant la possibilité aux producteurs qui ne bénéficient pas de facilités de distribution de vendre leur électricité aux clients finaux, et cela en faisant transiter cette énergie par son réseau de transport puis de distribution<sup>291</sup>. La réussite de la transaction de cette énergie est contrôlée par la *Federal Energy Regulatory Commission*.

L'intervention de l'État se fait à travers les *utilities*, qui sont créés dès la naissance de l'industrie électrique.

Les *utilities* sont des entreprises publiques, qui détiennent le monopole de production et de distribution de l'électricité. Ces monopoles sont régulés par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), afin d'éviter toute tentative d'abus de position (par le détenteur du monopole). Les *utilities* sont des compagnies verticalement intégrées et qui sont spécialisées dans les activités de production de transmission et de la vente de l'électricité. Elle n'assure que 2/5 de l'électricité, le reste est fourni par les industriels (auto-producteurs).

À la fin des années vingt (20), aux États-Unis, « Les *Holdings*<sup>292</sup> *Compagnies* sont accusés d'inciter les *utilities* qu'elles contrôlent à réduire les investissements tout en maximisant la génération des cash-flows, et qu'elles les font remonter par la suite au niveau du  *Holding* en tête et qu'elles distribuent aux grands actionnaires sous forme de dividendes »<sup>293</sup>.

Une enquête a été ouverte sur le terrain afin de confirmer cette pratique et un rapport a été déposé (1935), pour joindre les accusations, accompagné d'autres : Abus, détournement,

<sup>291</sup> ANGELIER Jean-Pierre, Op.cit., 2005, P.14.

<sup>292</sup> 50% de la production de l'électricité est contrôlée par 30 groupes.

<sup>293</sup> DE FEUILLY Christophe, « Le secteur électrique aux États unis », Métropolis, n°56-57, 2004, P.3.

fraudes, etc. S'ajoute à cela, le crash boursier d'A929 qui a accentué le problème en trainant des groupes électriques dans ce dernier.

Plus que la moitié des  *Holding Companies*  est en difficultés financières dont la majorité, a déclaré faillite.

En 1935, après le vote du congrès du  *Public Utility Holding Company Act* , (PUHCA), une importante opération de structuration du secteur électrique a été exigée.

Suite à cet événement, une partie des  *Holding Companies*  ont été retiré des commissions de régulation des états, et ont été placé sous le contrôle de la  *Securities and Exchange Commission*  (SEC). L'autre partie reste sous le contrôle des commissions de régulation des états.

La SEC a le droit d'effectuer des contrôles en profondeur, le droit de regard à tous les documents et même le droit de démantèlement.

La PUHCA ralentis, ralenti dès lors les processus des fusions acquisitions.

Par ailleurs, une nouvelle commission a été créer qui s'appelle  *Federal Power Commission*  devenue quelques années après  *Federal Electric Regulatory Commission*  (FERC), avec plus de prérogative.

La réglementation et restructuration de l'industrie électrique se font par la FERC (pour le transport et le marché de gros) et par la juridiction des États d'Amérique.

Deux importantes décisions de la FERC sont venues pour écarter les barrières à la concurrence en 1996, à savoir : celle relative à l'accès non-discriminatoire aux réseaux de transport et celle qui impose la création d'un système électrique pour faciliter le partage de l'information à ce niveau. Le degré d'application de ces décisions diffère d'un État à un autre.

Les  *Utilities*  privées font face à d'énormes problèmes et se donnent l'occasion d'être critiquées, et d'être remise en question par les états, avec une pression pour basculer vers la création d' *utilities* , cette fois-ci publiques.

Entre 1933 et 1941, la moitié des installations électriques aux États Unis ont été financées par le secteur public <sup>294</sup>(Financement du gouvernement fédéral des grandes installations).

---

<sup>294</sup>*Tennessee Valey Authority (TVA).*

La dérégulation du marché électrique aux États-Unis, passe par trois principales étapes : la loi PURPA<sup>295</sup> en 1978, au milieu des années 90 avec le lancement du processus d'ouverture du marché de fourniture électrique à la concurrence (Christophe Defeuilly, 2004) l'EPAct<sup>296</sup> en 1992. De cela, naît une nouvelle catégorie d'acteurs qu'on appelle les *Independent Power Producer* (IPP).

L'EPAct de 1992, a permis un accès au réseau de transport par les tiers en toute égalité et en toute transparence, et en assurant un prix raisonnable et juste.

Un autre mouvement apparaît au milieu des années 90, avec l'engagement de la plupart des états qui chapeautent les *Utilities*, à modifier les mécanismes de régulation et de tarification, et d'abandonner progressivement le monopole dans la fourniture, en ouvrant ce segment à la concurrence.

Les *Utilities*, profitent de cette situation pour s'étendre à l'international (Europe, Australie, Inde, Chine, Amérique du sud, etc.)

- **Le secteur du Gaz**

Avant d'aborder l'organisation de l'industrie du gaz naturel aux États-Unis, il est important de signaler que cette dernière est passée par deux importantes phases, à savoir : la phase de réglementation (1938-1984), et la phase de déréglementation (de 1992 à ce jour) avec une autre phase de transition qui s'est étalée de 1984 jusqu'en 1992<sup>297</sup>.

La production Américaine du gaz naturel, a considérablement augmenté grâce à l'avancée technologique en matière d'extraction de cette ressource, ce qui a mené, à une baisse considérable des prix pour les consommateurs.

Cela a conduit à une augmentation de plus en plus importante de la demande, à savoir : celle destinée à la production électrique, aux industries et à l'exportation sous forme de GNL.

---

<sup>295</sup> Qui oblige les *Utilities* de l'électricité de s'approvisionner des producteurs catégorisés *Qualify Facilities*.

<sup>296</sup> Elle favorise l'ouverture du marché de production électrique à la concurrence avec la création de nouvelle catégorie de producteurs. Celle-ci sera indépendante du PUHCA, et sa production ne relève pas des *Utilities* et qu'on appell *Exempt Whole Sale Generation* (EXGs).

<sup>297</sup> *North American Electric Reliability Corporation (NERC) : Reliability assessment staff roster, « 2011 special reliability assessment : A primer of the natural gas and electric power interdependency in the United States», December, 2011, PP.5-11.*

Le développement technologique aux États-Unis a permis d'enregistrer une croissance dans la production nationale du gaz non-conventionnel. Avec l'avancée technologique en matière d'extraction de gaz de schiste la production a nettement dépassé les objectifs.

Les principales activités du gaz naturel aux États-Unis, sont :

- *l'exploration et la production* : cette activité inclut aussi la recherche et le développement, le forage, le traitement du gaz naturel pour répondre aux normes et aux exigences de qualité pour pouvoir le transporter par la suite ;
- *le transport* : le transport du gaz naturel se fait par des canalisations à très haute pression vers les distributeurs locaux ;
- *la distribution locale* : la distribution du gaz naturel est assumée par des distributeurs locaux, qui possèdent et exploitent le réseau du transporteur jusqu'au consommateur final (clients résidentiels, commerciaux, producteurs d'électricité, les industries<sup>298</sup>).

L'industrie du gaz naturel aux États-Unis est très concurrentielle avec des milliers de producteurs<sup>299</sup>, qui peuvent vendre leur gaz, soit directement aux distributeurs locaux ou à des acheteurs industriels. Ces derniers peuvent s'approvisionner des distributeurs locaux ou hors ce système. Autrement dit, ils se servent directement des pipelines.

Certains producteurs vendent leurs gaz aux distributeurs, pour répondre aux besoins des différents acheteurs et assument son transport jusqu'à ces derniers.

Une autre catégorie existe aussi, est celle des revendeurs à des sociétés de distribution locales, clients commerciaux ou industriels.

La vente aux clients résidentiels se fait soit par l'accès direct du pipeline soit à travers les distributeurs locaux.

Les clients industriels peuvent alors acheter le gaz, soit auprès des producteurs, soit auprès des distributeurs.

---

<sup>298</sup> Ces deux derniers se servent souvent d'une manière directe du pipeline.

<sup>299</sup> Environ 23 000, les quatre plus importantes d'entre elles sont : Exxon, Chesapeake, Anadarko et Devon (produisent presque un tiers de la production domestique totale). DARMOIS Gilles et FAVENNEC Jean Pierre, Op.cit., 2013, P.85.

Les interconnexions des pipelines sont cadrées par les lois fédérales. Le transport du gaz naturel<sup>300</sup> s'effectue à des tarifs réglementés.

Comme pour l'électricité, les *utilities* gèrent les entreprises publiques de gaz sous forme de monopole local avec la bienveillance de la FERC.

#### 4. L'expérience Maghrébine

Les pays du Maghreb en général et l'Algérie, le Maroc et la Tunisie en particulier, connaissent des situations énergétiques différentes. Il existe une dissemblance à tous les stades de la chaîne de valeur énergétique.

La coopération Maghrébine en matière énergétique a débuté durant les années cinquante, entre l'Algérie et la Tunisie (interconnexion du réseau électrique), puis avec la création en 1975 d'un comité électricité du Maghreb entre ces deux pays et le Maroc puis l'adhésion de la Libye et la Mauritanie en 1989.<sup>301</sup>

Le réseau gazier, comme celui de l'électricité est interconnecté. La Tunisie et le Maroc sont deux pays voisins qui en plus des échanges ils profitent des droits de transit du gaz Algérien vers les pays européens<sup>302</sup>. Ces pays disposent aussi d'un grand potentiel d'énergie renouvelable.

##### 4.1. Le Maroc

Des réformes ont été adoptées dans ce pays depuis les années 90, afin d'encourager les investissements privés ; procéder à l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence et libéraliser progressivement le secteur. (DEBBARH Mounir A., 2006)

En 2015, le secteur de l'énergie représentait déjà « près de 3,1% du PIB et employé environ 0,4% de la population du pays, [...] 96% de l'énergie consommée est d'origine étrangère »<sup>303</sup>.

---

<sup>300</sup> Prés de 200 Compagnies (y compris leurs filiales). DARMOIS Gilles et FAVENNEC Jean Pierre, Op.cit., 2013, P.85.

<sup>301</sup> NOURI Fethi Zouhir, « La politique énergétique des pays du Maghreb », Tendances économiques, AFKAR/IDEES, 2009, P.71.

<sup>302</sup> Ibid.

<sup>303</sup> Rapport de l'OCDE, « Maroc : Renforcer l'intégrité dans le secteur de l'énergie, des transports et de la santé », Relations Mondiales : Moyen Orient et Afrique du nord, Juin 2018, P.21.

Le Maroc ne produit ni le pétrole ni le gaz, mais s'est investi dans le développement des énergies renouvelables afin de réduire la dépendance énergétique<sup>304</sup> à moins de 82% en 2030 contre 93,3% en 2016<sup>305</sup>.

Le développement des énergies renouvelables, n'a pas empêché les prospections pour la découverte des gisements gaziers dans le pays et qui ont abouti à la découverte de ce dernier à l'est du pays.

Avant de présenter le secteur électrique et gazier marocain, il est important de souligner d'abord la particularité des contrats de délégation des services publics marocains. Il est à noter que :

- la rémunération dans le contrat de délégation est perçue sur « les usagers et/ou de réaliser des bénéfices et il n'est pas nécessaire qu'elle soit substantielle pour la qualification du contrat comme concernant une délégation de services publics ou un marché de service public »<sup>306</sup>.
- en ce qui concerne l'appel à la concurrence le législateur a fait une exception de ne pas recourir à cette méthode et de la remplacer dans les cas urgents, ou en relation avec la défense nationale ou de sécurité publique, et de procéder par la négociation directe ;
- la concrétisation de la procédure d'arbitrage dans la loi a prévu la méthode de réconciliation avant de recourir à l'arbitre ou à la jurisprudence. (BENABDALLAH Mohammed Amine, 2010, PP.1-4)

- **Le secteur de l'Électricité**

Le Maroc comme tous les pays en développement, doit faire des efforts en matière d'innovation et d'introduction de nouveaux systèmes afin de promouvoir le secteur de l'énergie et plus spécialement celui de l'électricité.

Une entité a été installée afin de veiller sur le bon fonctionnement de ce secteur et surtout répondre au besoin du pays en énergie électrique.

---

<sup>304</sup> Le Maroc ne produit pas de ressources énergétiques et la quasi-totalité de son approvisionnement dépend de l'extérieur. GUELIL Mohammed Seghir, Op.cit., 2016, P.65.

<sup>305</sup> Ibid.

<sup>306</sup> BENABDALLAH Mohammed Amine, « La gestion déléguée du service public au Maroc », REMAL, n°9, 2010, P.3.

Aussi le Maroc doit trouver des modes d'organisations mieux adaptés aux contextes socio-économiques de son pays, afin de s'aligner aux mutations constatées mondialement dans le domaine énergétique.

« Le secteur électrique marocain révèle une structuration verticalement intégrée, non régulée mais sans monopole »<sup>307</sup>. Nous allons présenter le secteur électronique marocain comme suit :

- *Aperçu historique sur l'évolution du secteur électrique au Maroc :*

n peut résumer l'historique de cette évolution autour de trois périodes importantes :

- ✓ Avant l'indépendance : à cette période la production, le transport et la distribution de l'électricité, étaient organisés dans le cadre d'une structure monopolistique et confiée en 1924 à Énergie Électrique du Maroc<sup>308</sup>, pour 75 ans. La distribution de l'électricité dans la zone urbaine et rurale été assurer par des sociétés privées.
- ✓ Après l'indépendance : le Maroc a mis fin à la concession de (EEM) en 1963 et à la gérance de la Société Chérifienne d'Énergie<sup>309</sup> et les confier à l'Office Nationale de l'Électricité<sup>310</sup>le monopole de la production, le transport et la distribution de l'électricité dans les zones rurales et urbaines.
- ✓ Entre 1961 et 1971 : cette période se caractérise par la fin de la gérance municipale de par la Société Marocaine de Distribution<sup>311</sup>et confié aux communes sous forme de régies autonomes.

- *L'organisation du secteur électrique*<sup>312</sup> :

Le secteur électrique Marocain se compose de trois activités à savoir : la production, le transport et la distribution.

Trois opérateurs clés organisent le secteur électrique au Maroc :

---

<sup>307</sup>BENALOUACHE Nadia, « L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : Transition énergétique et jeux d'échelles », Thèse de doctorat en géographie, Université d'Aix Marseille et université de Sfax, 30 Juin 2017, P.318.

<sup>308</sup>EEM : est une société anonyme Française.

<sup>309</sup>SCE : elle assurait la gérance des petites municipalités.

<sup>310</sup>ONE : a été créée en Janvier 1963 sous la tutelle du ministère de l'Énergie et des mines.

<sup>311</sup>SMD : assurait la gérance des grandes villes du royaume.

<sup>312</sup>Après la dernière période évoquée dans le point précédent.



- ✓ L'office National de l'Électricité : c'est un : « établissement public à caractère industriel et commercial chargé depuis sa création jusqu'en 1994 de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Il avait l'exclusivité de l'aménagement des moyens de production de l'énergie électrique une puissance supérieure à 300 kilowatts »<sup>313</sup>. Après l'apparition du décret de 1994 relatifs à l'ouverture de la production à la concession « les puissances supérieures à 10 Mégawatts »<sup>314</sup>, sont restées sous le monopole de l'ONE ;

L'ONEE n'a pas de monopole sur les activités de production, de distribution et de vente. Étant intégré verticalement, « l'ONEE n'exerce pas de monopole qui impliquerait qu'il n'y ait qu'une entité physique ou légale qui soit autorisée à exercer une activité »<sup>315</sup>.

- ✓ La Régie Municipale et Intercommunale : les 12 régies assuraient la distribution dans les grandes villes Marocaines, ensuite quatre d'entre elles ont été privatisées, grâce à l'octroi de concessions à des partenaires privés.<sup>316</sup>
- ✓ Les producteurs indépendants : ces producteurs se chargent de la production de l'électricité pour leurs propres besoins<sup>317</sup>, mais qui sont connectés aux réseaux de l'ONE, afin de pouvoir l'alimenter au cas d'excédent de production.

L'organisation du secteur tourne autour de trois pôles :

- ✓ La production : l'Électricité au Maroc est produite à partir des centrales hydrauliques, des centrales thermiques, des centrales Diesel et des turbines à Gaz. « Ces moyens ont permis à l'ONE de produire 82.7% en l'an 2000 (97% en 1997) de l'énergie appelée nette ; le reste étant satisfait par l'apport des tiers nationaux (0.3%) et l'étranger (17%) »<sup>318</sup>.

<sup>313</sup> BOUAYAD Brahim, « Privatisation du secteur de l'Électricité au Maroc : Évaluation à l'aide de l'approche du vote majoritaire », Document présenté au colloque International du Réseau Monder sur la Mondialisation, Énergie, Environnement », Paris, Juin 2001, P.5.

<sup>314</sup> Ibid.

<sup>315</sup> BENALOUACHE Nadia, « L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : Transition énergétique et jeux d'échelles », Thèse de doctorat en géographie, Université d'Aix Marseille et université de Sfax, 30 Juin 2017, P.316.

<sup>316</sup> Suez pour la ville de Casablanca et Viola Environnement pour les villes de Rabat, Tanger et Tétouane.

<sup>317</sup> Pour les exploitations minières par exemple.

<sup>318</sup> Ibid.

L'ONE passe des contrats à long terme avec des personnes morales de droit privé, pour la production de l'énergie électrique<sup>319</sup>. Cette production est fournie d'une manière exclusive à l'ONE (acheteur unique). L'ONE détient aussi, l'exclusivité d'achat de l'énergie électrique importée. Les contrats concluent avec l'ONE dans ce sens, sont sous forme de contrat de concession<sup>320</sup>.

- ✓ Le transport : le réseau de transport électrique<sup>321</sup> relève des fonctions de l'ONE. Ce réseau est maillé et interconnecté<sup>322</sup> au réseau Algérien et espagnole afin d'assurer un échange entre ces pays.
- ✓ La distribution : en plus de l'ONE (pour les zones rurales et plusieurs zones urbaines) qui gère la distribution de l'électricité par un mode de gestion directe, des régies ont été mises en place par le ministère de l'intérieur et des gestions déléguées au profit des opérateurs privés ont été aussi mise en place afin d'assurer cette gestion pour les grandes villes du royaume<sup>323</sup>.

La contribution du privé dans la production électrique a atteint 45% et 70% dans sa distribution<sup>324</sup>.

Les activités des réseaux de distribution consistent à effectuer des travaux d'extension et de renforcement de ces derniers, en plus de l'électrification rurale.

Il faut signaler que l'activité de distribution n'est plus sous monopole depuis 1997 date à laquelle l'ONE a délégué une partie des distributions (délégataires privés)<sup>325</sup>, la deuxième

---

<sup>319</sup>Pour une puissance supérieure à 10 MW. BENALOUACHE Nadia, Op.cit.,30 Juin 2017, P.316..

<sup>320</sup>Le plus important d'entre eux est celui de Jorf Lasfar Energy Company (1997) qui est une centrale thermique qui utilise le charbon et qui représente presque la moitié de la production du Maroc en énergie électrique avec une puissance de 9772 GWh. Ibid. P.317.

<sup>321</sup>Ligne Très haute tension (THT : 400KV, 225 KV, 150 KV), la haute tension (HT : 60 KV) et les lignes moyenne tension (MT : 55 KV, 30 KV, 22 KV et 20 KV).

<sup>322</sup>Les interconnexions permettent « une réaction de façon solidaire des systèmes électriques interconnectés face aux événements imprévisibles ainsi qu'une amélioration de la qualité de service des clients (stabilité de la fréquence, continuité de service par l'appui mutuel des réseaux interconnecté ». EL HAFIDI Abderrahim, « Le nouveau modèle énergétique Marocain : des opportunités réelles d'investissement, Ministère de l'Énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement, Lisbonne, 20 Avril 2015, P.6.

<sup>323</sup>Casablanca et Rabat par Redal et Lydec.

<sup>324</sup>BENALOUACHE Nadia, Op.cit., 2017, P.316.

<sup>325</sup>Pour les villes de Casablanca, Rabat, Tanger et Tetwan.

partie est gérée sous forme de régies locales<sup>326</sup> et la dernière est distribuée directement par l'ONE<sup>327</sup>.

- *Les limites du secteur électrique au Maroc :*

Le secteur électrique à partir des années 80, a fait face à de multiples problèmes ralentissant son développement à savoir :

- ✓ la sécheresse persistante qui a été la cause de réduction de la production électrique provenant des centrales hydroélectriques ;
- ✓ la demande croissante en matière d'énergie électrique ;
- ✓ le retard d'achèvement des projets relatifs à la production a cause de problèmes de financement des investissements ;
- ✓ faible taux de couverture du pays en électricité ;
- ✓ déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité ;
- ✓ dysfonctionnements constatés dans les textes réglementaires organisationnels et institutionnels.

Ce dernier point a été ressenti dans la lenteur de l'exécution des réglementations, surtout celles relatives à la gestion monopolistique de la distribution de l'électricité. À cet effet, le ministère de l'intérieur a encouragé les collectivités à confier cette gestion aux opérateurs privés sous forme d'une gestion déléguée. Tel était le cas pour les grandes villes (Casablanca et Rabat).

La gestion déléguée de la distribution a impliqué « l'abandon d'un prix national de l'électricité car les prix sont à la base négociable<sup>328</sup> et la discrimination entre les usagers »<sup>329</sup> est présente, car les prix du service ne sont pas les mêmes dans chaque zone.

Par ailleurs, et en ce qui concerne la régulation de ce secteur, cette mission « est assuré par le ministère chargé de l'énergie, et la dynamique de réforme est en mouvement, catalysée par

---

<sup>326</sup> Pour les villes d'Agadir, Fès, Oujda, Marrakech, Beni Mellal, Meknès, El Jadida, Kenitra, Larach, Nador, Safi, Soualem, Saldel, Sidi Rahal, Chatii et Droua.

<sup>327</sup> Zones urbaines non desservies par les opérateurs privés.

<sup>328</sup> Entre la communauté urbaine et le délégataire.

<sup>329</sup> BOUAYAD Brahim, op.cit., 2001 , P26.

le développement des interconnexions, des échanges transfrontaliers avec l'Europe et par le développement rapide des énergies renouvelables »<sup>330</sup>.

- **Le secteur du Gaz**

Un des objectifs du Maroc est de diversifier les combustibles, en augmentant la part du gaz naturel dans le mix énergétique<sup>331</sup>.

En ce qui concerne l'approvisionnement en gaz naturel, le Maroc bénéficie d'une redevance de transit du gazoduc Maghreb-Europe, qui atteint les 600 millions de m<sup>3</sup>/an<sup>332</sup>. Ce contrat prend fin en 2021.

En plus de la production électrique, le gaz naturel au Maroc est utilisé dans les activités suivantes : « la cogénération (production d'électricité et de vapeur) ; la production combinée d'électricité et de dessalement de mer dans les provinces du sud ; le raffinage du pétrole, la valorisation des phosphates ; l'industrie du froid, de la climatisation et du chauffage ; le résidentiel et le tertiaire »<sup>333</sup>.

Pour ce qui du gaz Butane, la libéralisation de l'amont de la filière gaz butane et de son importation, s'est concrétisée à travers un arrêté ministériel n°1242-16 du 25 Avril 2016, relatif à la fixation des nouveaux prix de reprise et de vente du gaz butane (Rapport d'activité du ministère délégué auprès du chef du gouvernement chargé des affaires générales et de la gouvernance du royaume du Maroc, Octobre 2016).

- *Organisation du secteur aval du gaz naturel :*

Les activités d'approvisionnement, du transport, de distribution et de stockage du gaz naturel, relèvent du secteur public.

L'importation du gaz naturel auprès des producteurs nationaux, se fait exclusivement par les distributeurs et l'ONEE.

Quant au transport, c'est la Société de Transport du Gaz Naturel (STGN) qui l'assure.

---

<sup>330</sup>Word Banque Groupe, « une vision stratégique pour le secteur tunisien de l'énergie : Réflexion des thèmes prioritaires », MENA *energy series*, Report n°88 965-TN, 2014, P.81.

<sup>331</sup>Projet de loi n°94-17 relative au secteur aval du gaz naturel, Note de représentation du 08/12/2017, Ministère de l'énergie, des mines et du développement durable, Rabat, P.1

<sup>332</sup>Ibid.

<sup>333</sup>Ministère des finances et de la privatisation : direction des études et des prévisions financières du royaume du Maroc, « Perspectives de l'utilisation du gaz naturel au Maroc », Décembre 2004, P.10.

L'État confie la gestion du transport par le biais d'un contrat de concession à la STGN afin de développer, financer, construire, exploiter et maintenir les ouvrages y afférents, dans le territoire Marocain. La STGN détient le monopole de cette activité.

La distribution du gaz naturel est assurée par des distributeurs (personnes morales de droit privé) concessionnaires.

Le distributeur a pour mission : de concevoir, réaliser, exploiter et maintenir le réseau ; d'importer et d'acheter le gaz ; et de vendre le gaz aux consommateurs qui font partie de sa zone. En plus de cela, le distributeur peut aussi fournir le gaz naturel à l'ONEE.

L'exploitation des ouvrages gaziers, doit se faire à travers un contrat de concession dont la durée est fixée à 25 ans, avec la possibilité de le renouveler une seule fois.

L'autorité de régulation du secteur aval du gaz naturel est la même autorité qui régule l'électricité. Elle a été créée par la loi n°48-15.

Le projet de loi n°94-17 du 08/12/2017 est le résultat du plan "*Gas to power*" lancé en 2014. Le plan consiste à promouvoir le mix énergétique, pour augmenter d'un côté, la part du gaz naturel et réduire celle du charbon, et de diminuer d'un côté la dépendance du Maroc du gaz Algérien. Ce dernier sert à alimenter les centrales électriques de Tahaddart et Ain Beni Mathar.

Le projet "*Gas to power*" sera concrétisé à travers la construction et la mise en service d'un terminal situé à Jorf Lasfar. Ce grand complexe assurera : l'importation, la regazéification, le stockage, la liquéfaction, le transport et la commercialisation du gaz, etc. Le terminal gazier a pour objectif « d'atteindre une quantité globale de 7,2 milliards Nm<sup>3</sup> à partir de 2018, et destinée à la fois à l'activité de raffinage du pétrole pour 2 milliards Nm<sup>3</sup> et aux besoins des futures centrales thermiques à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel »<sup>334</sup>.

#### 4.2. La Tunisie

Le contexte énergétique tunisien a observé une dégradation à partir de 2001, caractérisé par une balance énergétique déficitaire. L'État tunisien s'est trouvé obligé à faire face à une multitude de problèmes liés à la croissance de la demande interne en énergie primaire. La part

<sup>334</sup> Document de la banque mondiale, département du développement durable (MNSSD) : Région Moyen Orient et Afrique du Nord, « Royaume du Maroc : analyse d'impacts socio-économiques de la politique de croissance verte au Maroc-volet énergie : une évaluation en équilibre général », Décembre 2013, P.16.

des dépenses énergétiques dans le PIB tunisien est passée de 5,8% au début des années 2000 à près de 14% en 2010 »<sup>335</sup>.

Le secteur de l'énergie en Tunisie comme au Maroc, s'organise autour de trois pôles : production, transports et distribution.

Ces derniers sont assurés par les opérateurs suivants :

- la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz<sup>336</sup> ;
- les producteurs d'électricité indépendants<sup>337</sup> ;
- la société publique qui assure le transport gazier de l'Algérie vers la Tunisie et le gazoduc transportant le gaz de l'Algérie vers l'Italie via la Tunisie ;
- des co-entreprises en partenariat avec des entreprises étrangères<sup>338</sup>;
- des autos-producteurs<sup>339</sup> .

Ce secteur est chapeauté par le Ministère de l'Industrie et de l'Énergie, qui a la tutelle de la direction générale de l'énergie<sup>340</sup>.

Il est à noter que le secteur de l'énergie tunisien, ne prévoit pas un organe de régulation, et c'est à la STEG avec l'aval du Ministère de l'Industrie et de l'Énergie, de décréter les révisions des prix des énergies.

La STEG couvre les activités suivantes « la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz »<sup>341</sup>.

Le secteur énergétique tunisien se caractérise par : « un accroissement continu de la demande d'énergie ; des ressources énergétiques limitées ; une politique de maîtrise de

<sup>335</sup> BENALOUACHE Nadia, Op.cit., 2013, P. a.121.

<sup>336</sup> STEG : est une entreprise publique qui se charge de la production (sources thermiques, hydraulique, éolienne, etc.), le transport (gestion des postes de hautes tensions) et la distribution de l'électricité (gestion des postes de moyennes tensions et de basse tension) et du gaz (gestion des infrastructures gazières).

<sup>337</sup> IPP : *independent power production* c'est des centrales de production d'électricité à cycle combiné, et la totalité de sa production est vendue à la STEG par le biais d'un contrat d'achat d'énergie à long terme. La première IPP était créée à Rades près de Tunis

<sup>338</sup> S'occupant de l'exploration et de production du gaz.

<sup>339</sup> Qui vendent le surplus de la production de l'électricité à la STEG et cadré par un contrat de concession.

<sup>340</sup> DGE : elle est responsable de quatre directions : une se charge de l'électricité, du gaz et de l'efficacité de l'énergie, deux chargées des hydrocarbures (exploration et production, transport, raffinage, distribution), et un Observatoire National de l'Énergie (ONE) qui s'occupe du maintien d'une base de données statistiques et des stratégies du secteur.

<sup>341</sup> [www.steg.com.tn](http://www.steg.com.tn) , Consulté le 04/11/2019.

l'énergie depuis les années 50 ; une volonté politique de promouvoir le secteur de la maîtrise de l'énergie et l'intérêt croissant pour la protection de l'environnement »<sup>342</sup>.

- **Secteur de l'Électricité**

- *Aperçu historique sur l'évolution du secteur électrique en Tunisie :*

On peut distinguer les périodes suivantes :

- ✓ période des années 60 : avant l'indépendance du pays, le secteur électrique était géré par des concessionnaires<sup>343</sup>. Ces concessions ont été nationalisées tout de suite après l'indépendance et regroupées au sein de la société Tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG), sous forme de monopole étatique décrété par la loi n°62-8 du 03 avril 1962.

La société devait faire face à la demande croissante de l'énergie électrique avec des ressources très limitées, en relevant un lourd défi qui est d'électrifier le pays et interconnecter son réseau.

- ✓ période des années 70 : à cette période, il a été constaté l'introduction et le développement d'un nouveau moyen de production, à partir de turbines à combustion. Une nette amélioration a été constatée en matière de satisfaction de la forte demande et surtout pendant les heures de pointe<sup>344</sup>.

Après le choc pétrolier<sup>345</sup> des années 70, la hausse des prix du pétrole, a poussé l'État à réfléchir à l'économie d'énergie et à des moyens de production plus performant. Par ailleurs, et afin de développer ses compétences, la STEG a opté pour des actions afin de former son personnel.

- ✓ période des années 80 : cette période a été marquée par l'introduction d'un moyen de production moins polluant, qui est la centrale à vapeur. Cette technologie a permis non seulement d'augmenter la production électrique, mais aussi, d'économiser l'énergie. Elle a permis aussi la réalisation de deux interconnexions de son réseau de transport.

<sup>342</sup> TRUDI Valeria, « la maîtrise de l'énergie en Tunisie : une situation et perspectives », agence nationale des énergies renouvelables, conférence MEDNET, Athènes, 2004, P.3, In GUELIL Mohammed Seghir, Op.cit., 2016, P.68.

<sup>343</sup> Sept concessions privées.

<sup>344</sup> De 17h00 à 23h00.

<sup>345</sup> Les pays pétroliers sont en position de force dans cette situation.

- ✓ période des années 90 : la stratégie énergétique de la STEG a favorisé le développement de la qualité de service<sup>346</sup>, ainsi que le renforcement du parc des énergies renouvelables.

L'apparition de la loi n°96-27 du 1er Avril 1996 et la loi n°96-1125 du 20 juin 1996, ont permis plus d'ouverture du secteur électrique. Cette réforme institutionnelle a facilité la procédure de suppression du monopole de la STEG (surtout en matière de production) et sa transformation en concessions privées.

- ✓ la période des années 2000 : durant les années 2000, une nouvelle dynamique a été instaurée dans le secteur de l'électricité, impliquant ainsi une ouverture du marché de production et la transformation de deux IPP en opérateurs importants dans le pays.

En 2015, la STEG a introduit la technologie de conduite de réseau par la télécommunication en fibre optique, et a lancé le projet de renouvellement de son dispatching ; pour une meilleure conduite du réseau.

- ✓ de 2010 jusqu'à aujourd'hui : l'ouverture du marché électrique et le développement des activités techniques, ont nécessité une réorganisation et une restructuration de la STEG. Des efforts ont été constatés dans le domaine des énergies renouvelables (solaires et éoliennes) et ont permis par la suite, l'augmentation de la production d'une énergie propre, avec la jonction d'une réglementation mieux adaptée.

Le secteur électrique tunisien se caractérise par : l'ouverture de l'activité de production à la concurrence avec l'arrivée du privé ; un monopole du réseau de transport et de la distribution (par STEG), l'existence de prix administrés ainsi qu'un nombre important de subventions, l'inexistence d'un marché électrique concurrentiel ; une régulation peu active ou parfois même inexistante ; le réseau interconnecté hors frontières faiblement développé<sup>347</sup>. (Word Banque Groupe, 2014, PP.75-76)

- *Les réformes du secteur de l'électricité :*

L'évolution du secteur électrique, est marquée par des séries de réformes introduites progressivement dans ce dernier.

<sup>346</sup> Introduction des normes ISO 9000.

<sup>347</sup> Notamment en matière de secours mutuel.



Ces réformes ont permis d'ouvrir le secteur au privé, et de garantir davantage un climat approprié pour l'investissement privé sûr en ce qui concerne les IPP.

Après l'abrogation du monopole de la STEG dans la production de l'électricité, la participation des privées a touché seulement les IPP. « L'IPP, qui représente environ 15% de la puissance de production totale, a démarré sa production en mai 2012. Une évaluation indépendante de cette transaction, a conclu que les conditions commerciales du contrat qui ont été obtenues après un appel d'offre international très concurrentiel sont positives »<sup>348</sup>.

Il a été constaté aussi, que ces dernières années, et à cause de la faible situation financière de la STEG l'État Tunisien a eu du mal à conquérir de nouveaux investisseurs privés.

Nous retenons de cette expérience (comme celle des pays émergents), que le financement privé des investisseurs (étrangers ou nationaux), se réalise que dans un système de régulation solide et transparent.

Dans le cas tunisien, la réforme du secteur de l'électricité qui favorise une régulation transparente et solide, permettra une certaine stabilité du prix de cette énergie, ainsi qu'une généralisation d'accès aux financements des investissements, par les capitaux des privés.

- **Le secteur du Gaz**

Vu la rareté de la ressource gazière en Tunisie, le pays devait mettre en place un cadre constitutionnel adéquat, afin de combler ce déficit, en diversifiant le bouquet énergétique notamment le développement des énergies renouvelables.

Le cadre institutionnel tunisien doit agir sur trois volets, à savoir : « le cadre réglementaire relatif au développement du gaz naturel et des énergies renouvelables, le système des prix et des subventions et la régulation indépendante »<sup>349</sup>.

La Tunisie cherche à s'orienter vers le développement du gaz naturel plutôt que le pétrole. Ceci passe par la révision du code des hydrocarbures et par la mise en place d'un ensemble de

---

<sup>348</sup> Étude du ministère Tunisien du développement et de la coopération internationale sur la participation du privée dans les infrastructures en Tunisie, Juin 2004, P.45.

<sup>349</sup> Word Banque Groupe, « une vision stratégique pour le secteur tunisien de l'énergie : Réflexion des thèmes prioritaires », MENA *energy series, Report* n°88 965-TN, 2014, P.70.

mesures d'incitation pour le développement du gaz naturel et plus précisément de l'exploration de cette ressource<sup>350</sup>.

Presque la moitié du besoin du pays en gaz naturel est assumée par la production nationale<sup>351</sup> (2188 Ktep en 2016 soit 42%)<sup>352</sup>, et acheter par la STEG en exclusivité. Le reste provient de l'Algérie<sup>353</sup> (3019 Ktep soit 58%)<sup>354</sup> avec un prix de cession à la STEG « depuis le début des années 2000, très inférieur à son coût »<sup>355</sup>.

En plus de cette subvention indirecte, d'autres subventions existent, et tirent le prix de vente encore plus bas que son coût de revient. Ce qui traîne la Tunisie vers des difficultés financière très conséquente.

Le système des subventions a longuement été réfléchi pour une éventuelle suppression progressive, avec l'élaboration d'une feuille de route, sans que cela ne touche la couche sociale la plus défavorable, et sans que cela n'engendre des désagréments financiers. Ce périlleux exercice nécessite l'élaboration d'un plan de politique économique et sociale de l'État.

Il existe en Tunisie une structure de régulation indépendante pour le secteur électrique et gazier.

### **4.3. Comparaison des situations de l'Algérie-Le Maroc et de la Tunisie relatives au processus de réforme du secteur électrique**

Selon le rapport définitif de l'union européenne (LE TEXIER.Y et GLIZ.A, 2009) dans le cadre du programme MEDA, l'Algérie a fait des efforts en matière de libéralisation du secteur électrique au niveau institutionnel surtout en ce qui concerne la séparation des activités. La production de l'électricité hors l'opérateur historique n'est pas encore développée.

---

<sup>350</sup>Deux zones potentielles de réserve de gaz non conventionnel : le bassin de Ghardamès et la région de Kairouan.

<sup>351</sup>Miskar, Hasdurbal, Gaz du sud et Chergui.

<sup>352</sup>Rapport d'activité de la STEG, Direction de la production et du transport gaz, 2016, P.3.

<sup>353</sup> « L'approvisionnement extérieur est constitué de gaz naturel acheminé d'Algérie par gazoduc, importé ou prélevé au titre de redevance sur le gaz destiné à l'Italie ». BRAHIM Meriem, OUERFELLI Nidhal et ROBIN Kelly, « La Tunisie face à ses défis énergétiques », L'Économiste Maghrébin, du 12 au 26 juillet 2017, P.40.

<sup>354</sup>Ibid.

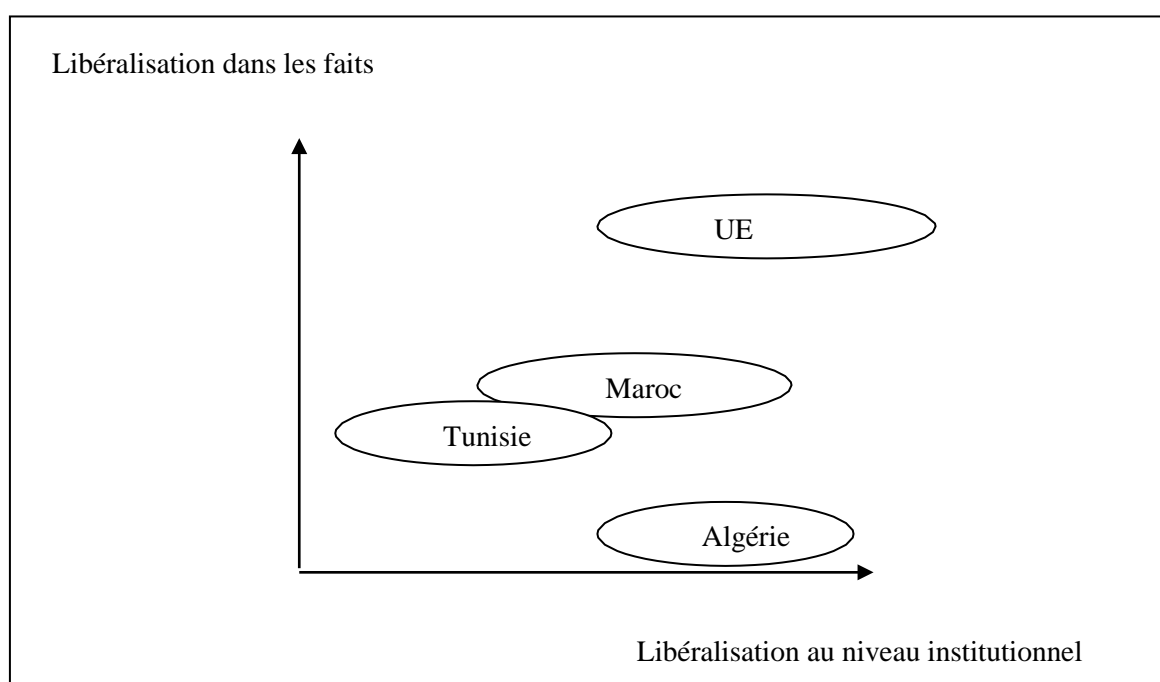
<sup>355</sup>Word Banque Groupe, Ibid., P.81.

## CHAPITRE II : LA RÉGULATION DES INDUSTRIES DE RÉSEAUX : LE CAS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ.

Au Maroc<sup>356</sup>, 53% de la production de l'électricité de l'année 2008 se fait par le privé, et 45% de l'électricité consommée par le pays est gérée par le régime de concession ou en régie communale. Et c'est pour cette raison que le Maroc a une longueur d'avance par rapport à l'Algérie et à la Tunisie dans la libéralisation dans les faits<sup>357</sup> (LE TEXIER.Y et GLIZ.A, 2009).

En Tunisie<sup>358</sup>, et dans le même rapport, la production de l'électricité est assurée par des producteurs privés. Par contre la distribution et le transport relèvent toujours de la gestion de l'opérateur historique.

**Figure n° 09** : comparaison entre l'Algérie, le Maroc, la Tunisie et l'UE en matière de libéralisation du secteur de l'énergie.



Sources : LE TEXIER Yves et GLIZ Abdelkader, 26 octobre 2009, P.79.

Un échange d'expériences entre ces trois pays, peut faire avancer le processus de libéralisation du secteur de l'électricité. Le tableau ci-dessous présente les sens et les domaines de ces échanges :

<sup>356</sup> L'opérateur historique est l'Office National d'Électricité (ONE).

<sup>357</sup> LE TEXIER.Y, GLIZ.A, « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché de l'électricité de l'Union Européenne », Action 05 des plans opérationnels annuels 2008 et 2009 : Harmonisation des méthodologies de tarification, Rapport définitif sur le programme MEDA de l'Union Européenne, 26 Octobre 2009, P.79

<sup>358</sup> L'opérateur historique est la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG).

**Tableau n°08** : les opportunités d'échanges entre l'Algérie, le Maroc et la Tunisie dans le secteur de l'électricité.

Domaine	sens de l'échange d'expériences
Réformes institutionnelles	Algérie → Maroc et Tunisie
Concession de la distribution	Maroc → Algérie et Tunisie
Promotion de la production de l'électricité par le secteur privé	Maroc et Tunisie → Algérie
Opération de la bourse de l'électricité	Maroc → Algérie et Tunisie

Source : LE TEXIER Yves et GLIZ Abdelkader, 26 octobre 2009, P.80.

\* \* \*

L'industrie de réseau d'une manière générale et de réseau électrique en particulier, se caractérise par l'importance des infrastructures, ce qui explique le montant des coûts fixes relativement supérieur aux coûts variables. On attribue souvent le caractère de mission de service public à ces industries de réseaux. Cette mission impose l'existence d'un régulateur qui veille au bon fonctionnement et le respect du cahier des charges à l'intention du concessionnaire.

Les expériences des pays développés et des pays en développement, ont démontré la nécessité d'un changement structurel et organisationnel régi par une réglementation équitable et transparente, pour faire face aux besoins de plus en plus croissants et de plus en plus exigeants des consommateurs de l'énergie.

## **Conclusion du chapitre**

Pour les économistes libéraux « la concurrence est la structure de marché la plus efficace. C'est elle qui permet la meilleure utilisation des ressources productives rare, [...] la meilleure détermination des prix résultant du jeu de la loi de l'offre et de la demande »<sup>359</sup>. Mais cela ne s'applique pas tout le temps et sur toutes les activités, car certaines sont considérées comme : « des défaillances du marché, car la structure concurrentielle n'est pas efficace et l'État doit intervenir »<sup>360</sup>. Tel est le cas des biens collectifs et du monopole naturel.

Les caractéristiques économiques des industries de réseaux, nous ont permis de comprendre et de mieux constater la complexité de ce secteur, ainsi que les motifs qui ont poussé et encouragé les autorités publiques à mieux cadrer ce secteur. Ce cadrage est effectué par la mise en place des réglementations, afin de s'adapter aux besoins du marché et à l'environnement en perpétuel changement et mutation (technologiques, économiques, etc.).

Dans ce cas une déréglementation peut s'imposer. Elle est nécessaire afin de permettre une meilleure concurrence, et de garantir dans les transactions :

- un accès transparent dans les réseaux de transport et de distribution ;
- un meilleur accès aux ressources énergétiques ;
- une flexibilité dans l'accès aux sources d'approvisionnement.

Pour mettre en place ces conditions, une réglementation est plus que nécessaire afin de mieux contrôler l'activité.

En s'inspirant des expériences d'autres pays, on a pu comprendre que l'évolution du secteur électrique, a connu et connaîtra toujours des mutations et des mesures pour s'adapter aux nouvelles données. L'Algérie n'en fait pas exception pour faire face à ces changements.

---

<sup>359</sup> ANGELIER Jean-Pierre, Op.cit., 2005, P.7.

<sup>360</sup> Ibid.

**CHAPITRE III : LA  
DISTRIBUTION DE  
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN  
ALGÉRIE : ENTRE MONOPOLE  
ET CONCURRENCE**

---

## Chapitre III : la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie : entre monopole et concurrence.

### Introduction du chapitre

Selon le rapport de l'OCDE (2003), « l'année 2001 a été marquée par une volonté réelle d'ouverture vers le secteur privé, avec l'adoption des textes fondamentaux sur la réforme des lois relatives à l'investissement, aux télécommunications, à l'électricité<sup>361</sup> et aux mines »<sup>362</sup>.

Les secteurs économiques tels que la banque, l'agriculture, le tourisme, la télécommunication et l'industrie, ont connu une ouverture (par l'État) à la privatisation. « Le dernier bastion qui semble résister encore est le secteur de l'énergie (Hydrocarbures, électricité) »<sup>363</sup>.

En Algérie, quoiqu'il y ait eu une ouverture du marché à la concurrence, le secteur électrique et gazier demeure toujours sous le monopole d'un seul acteur, c'est ce qu'on appelle un monopole de "fait"<sup>364</sup>. (BENALOUACHE Nadia, 2017, P.318)

L'ouverture du marché à la concurrence a imposé une séparation juridique des différentes activités pour mettre fin au régime du monopole, suite à la promulgation de la loi n°01-02 du 05 février 2002. « Cette loi de libéralisation des marchés de l'électricité mais également du gaz, est aussi avancée que certaines lois européennes en la matière. La législation permet effectivement une ouverture du marché à 30% »<sup>365</sup>.

Une restructuration puis un dégroupement de la Sonelgaz était plus que nécessaire, afin de soulager sa dette, puisqu'elle n'était pas en mesure de répondre aux besoins croissants en électricité et en gaz naturel. La loi est venue pour intervenir sur ce point en autorisant les acheteurs indépendants (IPP) à produire l'énergie électrique. Ceci dit que « le producteur indépendant est plus productif car sa principale finalité est le rendement »<sup>366</sup>.

---

<sup>361</sup>En 1997, la somme de 187 milliards de dinars (6,8 pour cent du PIB) a été consacrée à l'assainissement du bilan des offices d'importation des produits alimentaires, de la société nationale des transports ferroviaires (SNTF) et à la société nationale de l'électricité et du gaz (SONELGAZ). Rapport de l'OCDE, « Perspective économique en Afrique », 2003, P.84.

<sup>362</sup>Ibid., P.85.

<sup>363</sup>BENALOUACHE Nadia, Op.cit., 30 Juin 2017, P.317.

<sup>364</sup>De Facto.

<sup>365</sup>Ibid., P.318.

<sup>366</sup>Ibid., P.317.



La Sonelgaz, d'après les déclarations de son président-directeur général (PDG), un important programme décennal qui s'étale sur la période de 2017 à 2027, prévoit « la réalisation de plus de 34 000 km de réseau électrique, 300 postes d'électricité ainsi que plus de 3000 km de réseau de transport de gaz [...], deux centrales d'ici 2027. Elles permettront la production de 8000 mégas watts additionnels »<sup>367</sup>.

---

<sup>367</sup> [www.huffpostmaghreb.com](http://www.huffpostmaghreb.com), « Sonelgaz 34 000 km de réseau électrique et 3000 km de réseau gaz d'ici 2027 », prévision Sonelgaz Algérie, 23 février 2018.

## Section I : présentation du secteur électrique et gazier Algérien.

La politique nationale Algérienne opte pour le développement des infrastructures de l'électricité et du gaz, afin de généraliser l'alimentation des ménages en énergie électrique et gazière sur le territoire national.

La demande en matière d'énergie est de plus en plus importante, conséquence des aléas climatiques (par exemple les pics de chaleurs), changement du comportement des consommateurs et la croissance économique.

L'objectif de ce secteur est la couverture à long terme des besoins des consommateurs en gaz et en électricité en diversifiant ses sources d'énergie et en développant les infrastructures<sup>368</sup>.

La croissance de la consommation de l'énergie électrique et gazière engendre des besoins d'augmentation de puissance et de débit, ce qui implique des investissements importants et coûteux<sup>369</sup>. Cela permettra une sécurité d'approvisionnement.

En Algérie, « la Sonelgaz » est l'opérateur historique dans la distribution et la fourniture de l'électricité et du gaz. Avec « un taux de pénétration d'électricité de plus de 99 %, un taux de pénétration de gaz de plus de 60 %, taux les plus élevés au monde »<sup>370</sup>. Ces résultats ont été obtenus grâce aux différents programmes de distribution publique (DP) du gaz et d'électrification rurale (ER) soutenu financièrement par l'État.

La Sonelgaz demeure le principal propriétaire de ses sociétés mixtes de production (91% du capital) et garde le contrôle d'une manière indirecte sur la production indépendante tandis que la SPE (filiale de la Sonelgaz) possède 80% du marché<sup>371</sup>. En ce qui concerne la distribution « aucun consommateur éligible potentiel n'a choisi un autre fournisseur »<sup>372</sup>.

---

<sup>368</sup>De production, de transport et de distribution.

<sup>369</sup> À cet effet, l'État a prévue pour la période de 2015 à 2018, une capacité de production électrique de 14 049 MW, la réalisation d'un réseau de transport de 11 852 km et 301 postes et un réseau de distribution de 75 744 km accompagné de la réalisation de 36 462 postes. Le nombre d'ouvrages réalisés pour le développement du réseau gazier dans cette même période est de 757 et 682 DP gaz. Ministère de l'Énergie Algérien, « Électricité et gaz », <http://www.energy.gov.dz>, consulté le 05 Septembre 2018, P.15.

<sup>370</sup>[www.sonelgaz.dz](http://www.sonelgaz.dz), Consulté le 22/09/2019.

<sup>371</sup>BENALOUACHE Nadia, Op.cit., 2017, P.320.

<sup>372</sup>Ibid., P.317.

## 1. Évolution du secteur public en Algérie

Le secteur public en Algérie se caractérise par le fait qu'un nombre important d'entreprises soient toujours étatisées. Cela s'explique par le fait que la stratégie adoptée pour le développement, veille au bien-être social et répond aux besoins de plus en plus importants de la clientèle.

Ce secteur a considérablement évolué depuis l'indépendance et cette évolution s'est accentuée après les réformes des entreprises durant les années 80. Ces réformes visent principalement la restructuration des entreprises publiques.

On peut résumer l'évolution du secteur public algérien dans le tableau ci-dessous :

**Tableau n°09** : les faits marquants de l'évolution du secteur public Algérien.

Période	Faits marquants
1962-1971	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nationalisation des industries hors hydrocarbure ;</li> <li>- occupation des unités industrielles restées vacantes ;</li> <li>- politiques de consolidation du secteur de l'État<sup>373</sup>.</li> </ul>
1971-1979	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nationalisation des intérêts pétroliers étrangers ;</li> <li>- réalisation d'unités industrielles par les entreprises étrangères<sup>374</sup>.</li> </ul>
1979-1988	<ul style="list-style-type: none"> <li>- la restructuration organique ;</li> <li>- réhabilitation des critères de gestion financière des entreprises publiques économiques<sup>375</sup>.</li> </ul>
1988-1995	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ensemble de réformes<sup>376</sup>.</li> </ul>
1995-2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>- loi n°88-01 portant sur le nouveau statut des entreprises publiques économiques dans son article N°58 qui prévoit l'autonomie de ses dernières<sup>377</sup>.</li> </ul>
1995-2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>- les entreprises publiques sont régies par le code de commerce<sup>378</sup> (Possibilité de cession du capital et possibilité de faillite des entreprises publiques) ;</li> <li>- implication du système bancaire dans le dispositif de redressement des entreprises publiques (qui ont un réel potentiel) en concrétisant cette relation (banques-entreprises) par un contrat ;</li> <li>- apparition de l'Ordonnance n°95-22 du 26 août 1995 relative à la privatisation des entreprises publiques<sup>379</sup>, qui a pour objectif</li> </ul>

<sup>373</sup> À travers la création des sociétés nationales de production industrielles ou de monopole commercial.

<sup>374</sup> Pour favoriser le développement du service public.

<sup>375</sup> Autonomie financière et de gestion.

<sup>376</sup> Ces réformes prévoient que « l'entreprise publique ne se limite plus à de simples fonctions d'exécution mais qu'elle devienne dans les domaines pour lesquels elle est la structure la mieux outillée et la plus impliquée, un centre de décision autonome, un centre de choix pour définir les objectifs optima de son activité ainsi que les meilleures voies de leur réalisation ». Les cahiers de la réforme, 1989 *In*. ABID Nabila et BELAIDI Aziz, 2015, Op.cit. P.5.

<sup>377</sup> L'État ne gère plus ces EPE, il délègue son droit de propriété à des « fonds de participation ».

<sup>378</sup> Ce dispositif touche trois niveaux : stratégique, institutionnel et opérationnel.

	<p>d'améliorer les performances, assurer l'efficacité et la compétitivité de ces entreprises ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- une troisième restructuration du secteur public qui favorise la concentration des actifs et la centralisation décisionnelle par l'État.</li> </ul>
À partir de 2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>- apparition de l'ordonnance n° 01-04 du 20 août 2001 relative à l'organisation, la gestion et la privatisation des entreprises publiques économiques. Cette ordonnance annule et remplace tous les textes qui régissent le processus de privation et la gestion des capitaux marchands et implique la réorganisation des entreprises publiques économiques en sociétés par actions (SPA) ;</li> <li>- malgré les programmes de relance économique la chute du cours de pétrole en 2014 a eu un effet négatif sur l'économie Algérienne.</li> </ul>

Sources : construction personnelle à partir d'ABID Nabila et BELAIDI Aziz, 2015, P.2.

Il est à souligner que les réformes des années 80 et la politique de restructuration des entreprises publiques économiques, ont représenté des lacunes. L'absence ou à l'insuffisance d'outils de gestion pour faire face à ces derniers, ont favorisé l'utilisation de mécanismes politiques et administratifs que ceux relatifs à l'optimisation économique.

La faible performance des entreprises publiques est due aussi à l'insuffisance de la pression du marché, justifiée par une gestion purement administrée.

À cet effet, l'État a pris d'autres mesures qui permettent l'aboutissement de sa politique de restructuration des entreprises publiques économiques, à savoir : l'assainissement financier des entreprises publiques, l'élaboration des plans de redressement internes en plus des contrats de performance, la création des holdings, la filialisation, la dissolution et la fermeture des entreprises défailtantes et le rééchelonnement ces dettes.

Cette évolution nous confirme que, pour que les entreprises publiques économiques puissent mieux évoluer elles : « doivent passer d'une culture des moyens à une culture des résultats et de la performance, et ce pour pouvoir concilier les impératifs de leurs environnements et les exigences de la politique économique et sociale définie par les pouvoirs publics»<sup>380</sup>.

## **2. Les causes des mutations dans l'industrie électrique et gazière en Algérie**

Selon la CREG (numéro spécial de 2014), l'industrie électrique et gazière a connu des mutations conséquentes. Les principales causes de ces changements sont :

- le besoin d'attirer des investisseurs directs privés étrangers ou nationaux ;

---

<sup>379</sup> Le processus de privatisation concerne : les secteurs du bâtiment, de l'hôtellerie et tourisme, du commerce et des industries, des transports et des assurances, des petites et moyennes entreprises.

<sup>380</sup> ABID Nabila et BELAIDI Aziz, Op.cit., 2015, P.7.

- libéralisation du marché électrique et gazier avec une démonopolisation et un désengagement progressif de l'État pour l'instauration de la concurrence, afin d'assurer une meilleure efficacité de cette industrie ;
- l'abondance de l'intégration verticale en faveur d'une séparation des activités afin de mieux situer les coûts ;
- le développement du réseau interconnecté pour promouvoir le commerce international.

### **3. « La Sonelgaz » l'opérateur historique**

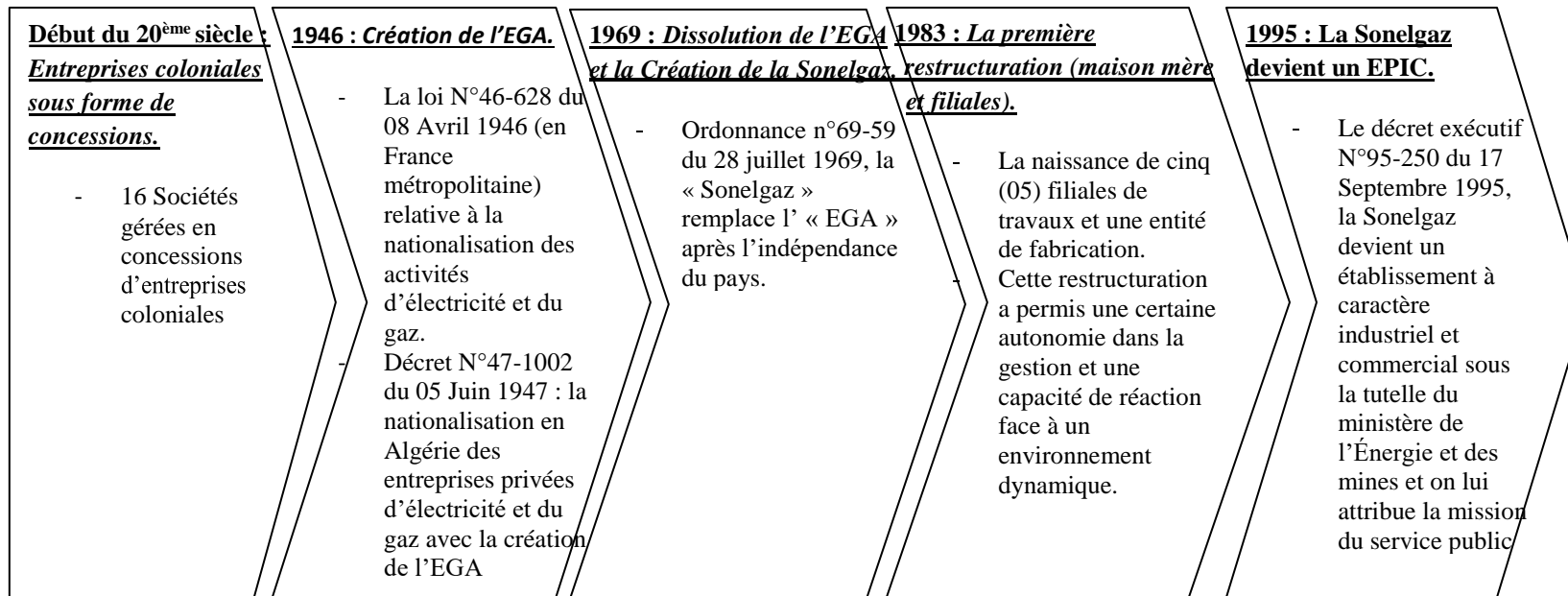
La Sonelgaz est l'opérateur historique, qui entreprend dans le domaine de la fourniture de l'énergie électrique et gazière en Algérie. Suite à la promulgation de la loi n°02-01, la Sonelgaz est passée d'une entreprise verticalement intégrée à une holding qui pilote un groupe industriel à plusieurs métiers et à plusieurs sociétés.

La Sonelgaz couvre 99,4% du territoire national en énergie électrique et enregistre un taux de pénétration en gaz naturel à hauteur de 62%. ([www.sonlegaz.dz](http://www.sonlegaz.dz) , consulté le 08/02/2020)

#### **3.1. Historique de « la Sonelgaz »**

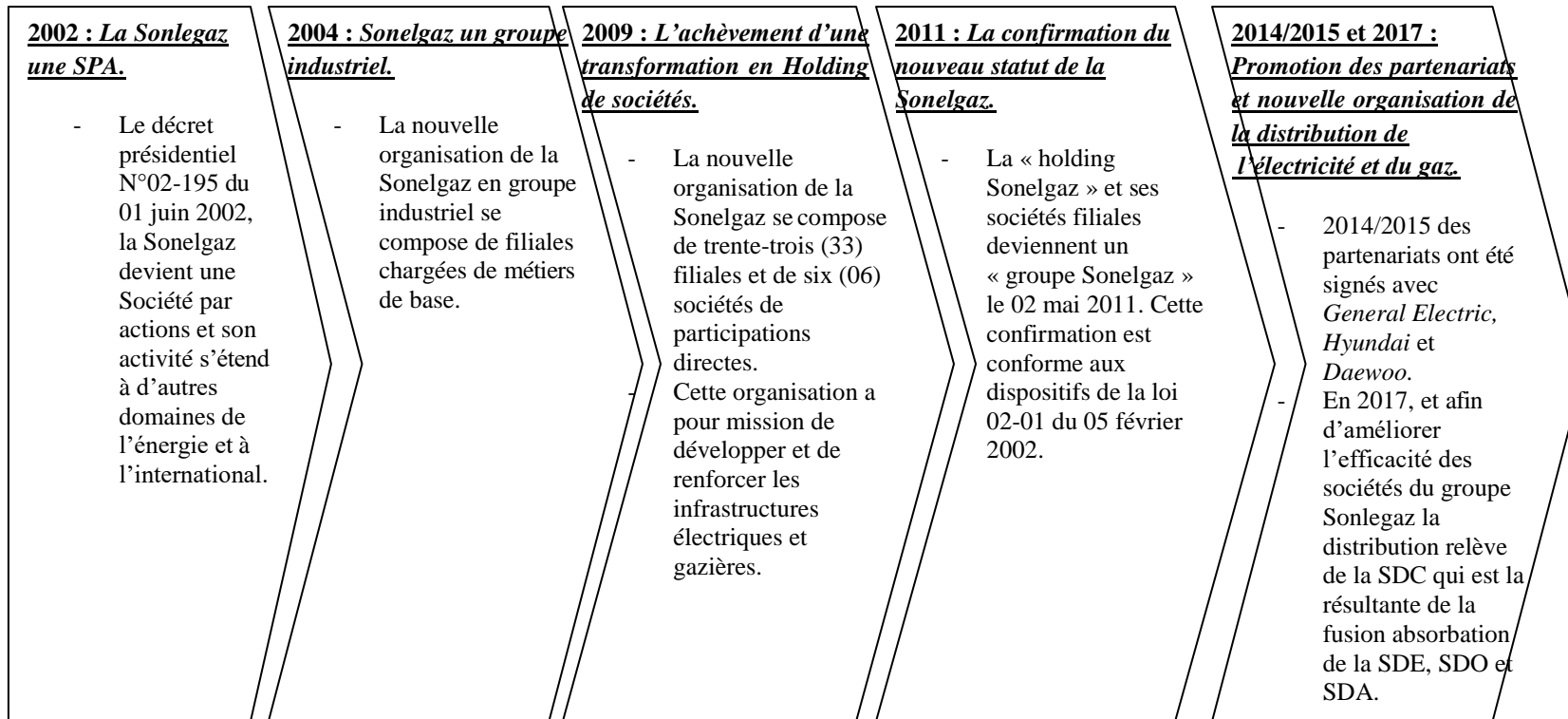
Les faits marquants du développement de la Sonelgaz sont illustrés dans la figure ci-dessous :

Figure n° 10 : les faits marquants de la Sonelgaz.



Source : construction personnelle à partir de [www.sonelgaz.dz](http://www.sonelgaz.dz), consulté le 22/09/2019.

Figure n° 11 : les faits marquants de la Sonelgaz (la suite).



Source : construction personnelle à partir de [www.sonelgaz.dz](http://www.sonelgaz.dz), consulté le 22/09/2019

Il est à noter que :

- on a confié à l'EGA le monopole de production de l'électricité, du transport (électricité et gaz), de la distribution de l'électricité, d'importation et d'exportation de l'électricité et de la distribution et la vente du gaz naturel ;
- les filiales travaux comprennent : KAHRIF pour l'électrification rurale, KAHRAKIB pour les infrastructures et installations électriques, KANAGHAZ pour la réalisation du réseau gazier, INERGA pour le génie civil et ETTERKIB pour le montage industriel.
- AMC est l'entité de fabrication des compteurs et appareils de mesure et de contrôle.
- les filiales du groupe industriel de la Sonelgaz sont : la SPE pour la production de l'électricité, la GRTE pour le transport de l'électricité, l'OS pour la conduite du système électrique, la GRTG pour le transport du gaz, la SDA pour la distribution de l'électricité et du gaz d'Alger, la SDC pour le centre, la SDE pour l'est et la SDO pour l'ouest.
- en 2007, il y a eu l'ouverture de l'institut de formation en électricité et gaz (IFEG) et la création des sociétés d'engineering, des systèmes d'informations et de gestion immobilière. (CEEG, ELIT et SOPIEG)

### **3.2. Les activités de la Sonelgaz**

Trois branches d'activité qui relèvent de la mission de service public de la Sonelgaz sont identifiées comme suit :

#### **3.2.1. La production de l'électricité**

Produire l'électricité consiste « à transformer l'énergie calorifique ou hydraulique en énergie mécanique puis électrique. Le parc de production dont les ouvrages sont conçus et dimensionnés pour répondre à un niveau maximum de la demande, et comprennent quatre filières »<sup>381</sup>, à savoir : la filière turbine à vapeur, la filière turbine à gaz, la filière hydraulique et la filière Diesel.

Préserver l'environnement demeure une priorité nationale et pour le respecter, l'électricité est produite à partir du gaz naturel<sup>382</sup>. Le développement des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne font aussi partie des sources énergétiques propres du pays.

En Algérie, entre les années 50 et 60 quatre points de production existaient : le Ravin blanc, Alger-port, le groupement de Darguinah et Annaba.

---

<sup>381</sup> Notice d'information de la Sonelgaz.SPA, « Emprunt obligataire », Mai 2006, P.18.

<sup>382</sup> Comme énergie primaire, car en plus de la disponibilité de cette ressource elle est moins polluante que les autres sources d'énergie fossiles.



Pour satisfaire la croissance de la demande en électricité (justifiée par la relance économique et le changement du comportement des consommateurs), un programme de dédoublement des capacités de production conventionnelle a été mis en place à l'horizon 2018<sup>383</sup>.

La mise en œuvre de ce programme se concrétise par le développement de l'industrie nationale, qui fournit des équipements de production de l'électricité. « Les programmes indicatifs décennaux des besoins en moyens de production de l'électricité sont élaborés par la CREG chaque deux ans et sont approuvés par monsieur le ministre de l'Énergie »<sup>384</sup>.

La puissance installée de production d'électricité<sup>385</sup> est passée de 7492 MW en 2005 à 17 238 MW en 2015 et l'énergie électrique produite au niveau national<sup>386</sup>, est passée de 33 525 MW en 2005 à 64 662 MW en 2015<sup>387</sup>.

La loi n°02-01 du 05 février 2002, est venue pour appliquer progressivement l'ouverture du marché électrique à la concurrence.

Cette réforme structurelle tourne autour d'objectifs stratégiques et des mécanismes pour atteindre ces objectifs<sup>388</sup>.

La fourniture de l'électricité sur le marché, doit être faite soit entre les producteurs et les agents commerciaux, soit par les offres d'achats.

À ce propos, il a été mis en place un système de bourse : « dans lequel les offres de vente et d'achats seraient organisées et gérées par un opérateur du marché chargé d'assurer l'équilibre des offres de vente (producteurs et agents commerciaux) et d'achat d'énergie électrique (distributeur et clients éligibles) »<sup>389</sup>.

---

<sup>383</sup> Ministère de l'Énergie Algérien, Op.cit., consulté le 05 Septembre 2018, P.1.

<sup>384</sup> Le dernier programme approuvé par le ministère de l'Énergie concerne la période 2014-2023, Ibid.

<sup>385</sup> Les centrales de productions nationales d'électricité sont : la Société Algérienne de production de l'Électricité (SPE), Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), Kahraba Arzew, Shariket Kahraba Skikda (SKS), Shariket Kahraba Berrouagia (SKB), Shariket Kahraba Hadjret Ennous, La centrale électrique hybride de Hassi R'mel (SPP1), Shariket Kahraba Terga (SKT) et Shariket Kahraba de Koudiet Edraouch.

<sup>386</sup> Les types de production sont : la thermique vapeur, la thermique gaz, le cycle combiné, l'hydraulique, le Diesel, l'hybride, l'éolien et le photovoltaïque.

<sup>387</sup> Ibid., P.2 et 3.

<sup>388</sup> Que nous allons développer un peu plus loin.

<sup>389</sup> La CREG, « Les transformations dans le secteur de l'électricité et de la distribution du gaz », Revue Équilibres, Numéro spécial, Janvier 2014, P.4.

### 3.2.2. L'interconnexion

Le réseau de transport électrique Algérien est interconnecté au réseau électrique marocain<sup>390</sup> et au réseau électrique tunisien<sup>391</sup>, via plusieurs lignes de très haute tension (THT)<sup>392</sup>. Cela rentre dans le cadre de la coopération dans le domaine énergétique entre les pays maghrébins, et permet la sécurité du système électrique de ces trois pays et de l'approvisionnement en énergie. Cette interconnexion permet de :

- ramener l'énergie électrique pour alimenter les grands centres ;
- assurer une connexion entre les grandes centrales électriques ;
- assurer des échanges commerciaux entre les pays ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement du pays.

### 3.2.3. Le transport

En Algérie, le transport de l'énergie du producteur au distributeur est assuré par le GRTE pour l'électricité et le GRTG pour le gaz.

- **Le transport de l'électricité**

Le transport de l'énergie électrique se fait à partir des lignes haute tension et très haute tension et assure son acheminement jusqu'aux consommateurs finaux (gros clients industriels et postes de distribution).

C'est un réseau maillé qui permet de basculer en cas de défaillance du système vers un autre poste sans l'interruption de l'alimentation.

Le développement du réseau de transport électrique et son interconnexion permettent d'accéder à des marchés régionaux et même internationaux.

La structure du réseau électrique national s'est rapidement développé et il se compose du Réseau Interconnecté du Nord (RIN), du Pole In Salah-Adrar-Timimoune (PIAT) et des Réseaux Isolés du Sud (RIS). Avec une longueur de réseau de transport de 27 284 km à fin

---

<sup>390</sup> Ghazaouet-Oujda (220 kv en 1988), Tlemcen-Oujda (220kv en 1992) et Hassi Ameur-Bourdim (400 kv en 2010).

<sup>391</sup> El Aouinet-Tadjerouine (90 kv en 1952), El Kala-Fernana (90 kv en 1954), El Aouinet-Tadjerouine (220kv en 1980), Djebel Onk-Metlaoui (150 kv en 1984) et Cheffia-Djendouba (400kv en 2014).

<sup>392</sup> 220 KV.

2015 (tout type de tension confondu de 60 à 400kv) ce réseau est confié au Gestionnaire du Réseau de l'Électricité (GRTE)<sup>393</sup>.

Selon la CREG dans son numéro spécial (2014), le réseau de transport étant l'intermédiaire entre les deux activités de production et de distribution permet aussi de :

- mutualiser la procédure de l'électricité ;
- localiser géographiquement la production de l'électricité dans des sites avec des conditions défavorables ;
- palier les insuffisances de stockage indirect ;
- diminuer les pertes de puissance et réduire les chutes de tension.

La concurrence ne peut pas se faire dans l'activité de transport électrique car elle est moins avantageuse et plus coûteuse, contrairement à l'activité de production et de commercialisation.

Le transport de l'électricité est une activité régulée et sa rémunération est en fonction des tarifs régulés.

La loi 02-01 du 05 février 2002, met l'accent sur la séparation des activités, mais aussi relève la nécessité d'un libre accès des tiers au réseau de transport, une centralisation fiable du réseau et une indépendance de l'opérateur système (OS) du gestionnaire du réseau de transport électrique (GRTE). (CREG, numéro spécial, 2014) La relation entre ces deux derniers est concrétisée par une convention soumise à la CREG<sup>394</sup>.

À ce propos, « le gestionnaire du réseau de transport est indépendant du producteur historique et joue son rôle d'assurer la capacité, la continuité et la qualité de transit à chacun en toute neutralité et équité »<sup>395</sup>.

Le gestionnaire du transport assure deux principales fonctions, à savoir : exploiter les infrastructures installées pour transporter l'électricité<sup>396</sup> et gérer le flux de l'énergie électrique en transition<sup>397</sup>.

---

<sup>393</sup> La CREG, Op.cit, Janvier 2014, P.5 et 6.

<sup>394</sup> Grid code est document qui organise l'activité de transport (planification, raccordement et conduite du réseau).

<sup>395</sup> Ibid. P.6.

<sup>396</sup> Par le raccordement, la maintenance et le développement du réseau de transport.

<sup>397</sup> Contrôler les flux, assurer la stabilité du système et coordonner avec les centrales.

Ces deux fonctions peuvent être assurées séparément par deux entités différentes (opérateur système et gestionnaire de réseau de transport) comme elle peut être assurée par une seule entité.

- **Le transport du Gaz :**

Le développement de l'industrie gazière en Algérie et la croissance de la demande en cette énergie nécessite le développement de son réseau de transport.

Le démarrage de ce développement, s'est concrétisé avec la découverte du gisement de gaz de Hassi R'mel (les années 60) et la construction du premier gazoduc de Sonatrach qui relie ce champ à l'unité de liquéfaction d'Arzew.

La Sonatrach depuis 1968, a développé son réseau de transport de gaz du sud vers le nord du pays<sup>398</sup> afin de réaliser son objectif d'exportation de satisfaction du marché national en gaz.

À cet effet, deux transporteurs existent désormais en Algérie :

- la Sonatrach (TRC) : qui achemine le gaz vers les points de livraisons et vers les unités de transformation ;
- la Sonelgaz (GRTG) : qui à partir du réseau de la Sonatrach assure l'acheminement du gaz vers les centrales électriques, les clients industriels et les distributeurs publics.

Le transport du gaz naturel se fait par le biais de canalisations de haute pression pour alimenter les abonnés industriels et domestiques.

Sonelgaz réalise au fil du temps d'importants travaux sur les réseaux, le développement et l'amélioration des installations internes et des appareils.

La Sonatrach alimente le marché national en Gaz naturel par des conduites de grandes capacités. C'est à partir de cette canalisation que la Sonelgaz assure le transport et la distribution de cette énergie. Le gaz naturel est utilisé pour alimenter les centrales électriques, les industries de haute pression (HP) et les distributions publiques de moyenne et basse pression (MP/BP). La longueur du réseau de transport gazier a atteint les 16 354 km de canalisation à la fin de 2014.

---

<sup>398</sup> Est, ouest et centre.

L'organisation de l'activité du transport du gaz était verticalement intégré jusqu'à l'apparition de la loi n°02-01 du 05 février 2002, sur l'électricité et le gaz par canalisation, pour la GRTG et la loi n°05-07 du 25 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

Cette activité est désormais régulée des autorités différentes la CREG pour la GRTG et l'ARH<sup>399</sup> pour la Sonatrach TRC.

La loi n°02-01 du 05 février 2002<sup>400</sup>, attribue au gestionnaire du réseau de transport gazier : la gestion des infrastructures (exploitation développement et maintenance) et la gestion du système (sécurité, efficacité et alimentation en énergie gazière).

L'accès au réseau de transport gaz par les tiers se fait moyennant un tarif « transparent, non discriminatoire et uniforme sur tout le territoire national »<sup>401</sup>.

La CREG détermine les modalités de rémunération des activités de transport du gaz<sup>402</sup>.

#### **3.2.4. La distribution**

L'activité de transport comprend deux sous-activités :

- l'activité de gestion du réseau de distribution (activité technique) qui assure la réalisation, l'exploitation, l'entretien, le développement et enfin l'alimentation en énergie électrique et gazière aux clients domestiques tertiaires et industriels ;
- l'activité de commercialisation qui assure « la relève, la facturation, l'encaissement, l'accueil, le conseil à la clientèle ainsi que le traitement des réclamations »<sup>403</sup>.

Les sociétés de distribution de la Sonelgaz représentent un élément stratégique du groupe.

Cette importance réside dans faite que ces sociétés réalisent le chiffre d'affaires le plus important et dans sa relation directe avec la clientèle.

Leurs principaux objectifs sont d'être rentables, réaliser un résultat et répondre aux exigences de plus en plus importantes des usagers de leurs services. Pour ce qui est de la tarification « les concessionnaires perçoivent en rémunération en contrepartie des fonctions de distribution et de commercialisation qu'ils assurent »<sup>404</sup>, en prenant en considération « les

---

<sup>399</sup> Agence de régulation des hydrocarbures.

<sup>400</sup> Concrétisée par les décrets exécutifs n°06-431 du 26 novembre 2006 ; le décret n°06-432 du 26 novembre 2006 et le décret n°07-293 du 26 septembre 2007.

<sup>401</sup> La CREG, Op.cit., Janvier 2014, P.9.

<sup>402</sup> Prévues dans le décret n°05-182 du 18 mai 2005.

<sup>403</sup> La CREG, Ibid., P.11.

<sup>404</sup> Ibid., P.13.

coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, les caractéristiques des zones desservies, ainsi que d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité »<sup>405</sup>.

En ce qui concerne, la rémunération de l'activité de commercialisation des deux énergies elle prévoit « les coûts de prestataires engagés, majorée par une marge de commercialisation »<sup>406</sup>.

- **La distribution de l'électricité**

Le réseau de distribution alimente les petits clients industriels et les abonnés domestiques.

Afin de garantir une bonne qualité de service aux clients, et assurer l'approvisionnement et la distribution de l'électricité, le réseau national de distribution a été renforcé en : lignes de basse tension (BT), de moyenne tension (MT) et de postes transformateurs.

La longueur du réseau électrique a atteint les 303 463 km en 2015 avec un nombre d'abonnés total de 7 102 466 et une consommation totale de 38 000 GWh<sup>407</sup>.

- **La distribution du gaz**

Le développement économique a multiplié l'utilisation du gaz naturel par les industries et les ménages (moyenne et basse pression). La disponibilité de cette ressource et la favorisation de son utilisation ont contribué sa promotion.

- **La distribution publique du gaz**

La croissance économique traduite par le développement des petites et moyennes entreprises, ainsi que des petites et moyennes industries, et l'ambition des différents programmes d'alimentation publique en gaz naturel, n'ont fait qu'augmenter le taux de raccordement en cette ressource. La longueur du réseau gazier a atteint les 74 712 km<sup>408</sup>.

Le nombre des clients de toutes pressions confondu à la fin de l'année 2014, a atteint les 4 242 857 avec une consommation totale de 11 901,6 MTh. L'ensemble du territoire national est raccordé en gaz naturel ou en gaz propane (soit 1557 localités dans cette même période)<sup>409</sup>.

---

<sup>405</sup> La CREG, Op.cit., Janvier 2014, P.13.

<sup>406</sup> Ibid.

<sup>407</sup> Ministère de l'Énergie Algérien, Op.cit. , consulté le 05 Septembre 2018, P.7 et 8.

<sup>408</sup> Ibid.

<sup>409</sup> Ibid.

### 3.3. Les énergies renouvelables en Algérie: au cœur des activités énergétique

L'Algérie comme un bon nombre d'autres pays s'est engagé dans le chemin de développement des énergies renouvelables afin de préserver des ressources d'origine fossile et protéger l'environnement. C'est dans cette optique que le gouvernement Algérien a lancé un programme en février 2011 pour la réalisation de 22000 MW et qui a été révisé en 2015.

#### 3.3.1. Potentiel et défis

La demande en ressources énergétiques est influencée par la croissance démographique d'une part et le développement socio-économique d'une autre part.

Face aux défis énergétiques, l'Algérie est contrainte à mettre à la disposition de ce développement son besoin de plus important en énergie électrique et gazière.

Par ailleurs, elle doit aussi développer sa politique énergétique, en virant vers un mix qui lui assure la protection de son environnement et la durabilité de ses ressources.

L'Algérie est un pays qui se caractérise par l'étendue de sa superficie, ce qui rend l'infrastructure de transport de l'énergie lourde d'un point de vue financier<sup>410</sup>.

L'option de l'énergie renouvelable est motivée, par le potentiel national en cette énergie et appuyée par la meilleure connaissance de ses filières.

Le photovoltaïque et l'éolienne sont considérés comme des technologies qui ont connu ces dernières années une baisse considérable des coûts grâce à leurs maturités.

En revanche, il existe des inconvénients liés au coût élevé de stockage de l'énergie (comme ceux du prix des batteries du photovoltaïque), de l'entretien des panneaux solaires et à la nécessité d'une production conventionnelle additionnelle.

La situation unique et exceptionnelle de l'Algérie géographiquement, lui procure un potentiel énergétique très favorable.

Le potentiel solaire et éolien de l'Algérien est remarquable et les figures ci-dessous les illustrent.

---

<sup>410</sup> CREG, « Les énergies renouvelables en Algérie », Ministère de l'énergie, Berlin, 16 février 2016, P.4.

Figure n° 12: carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011).

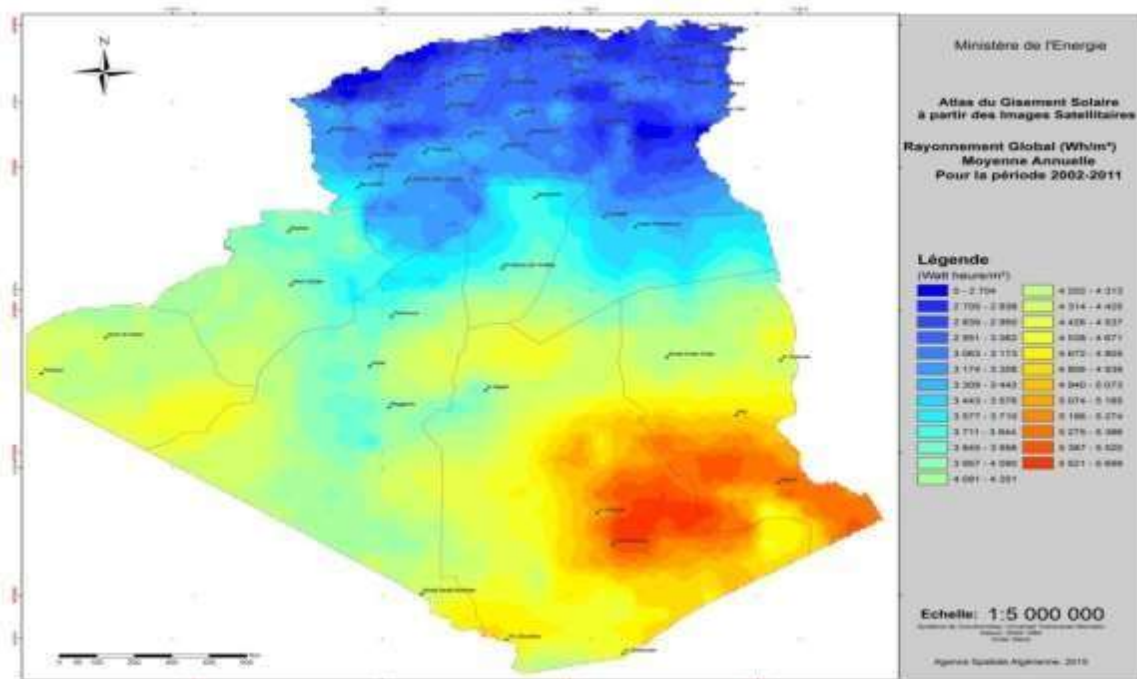
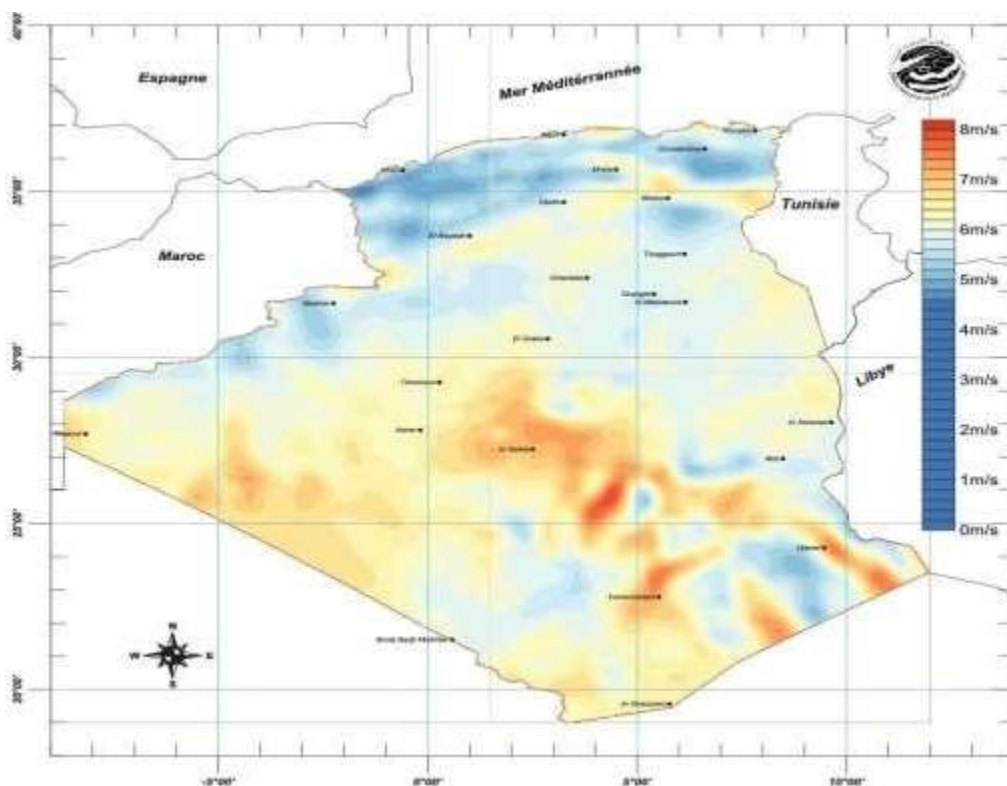




Figure n° 13: Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).



Source : [www.energy.gov.dz](http://www.energy.gov.dz) , consulté le 20/11/2020.

Le potentiel éolien est aussi fort présent en Algérie et dans presque toutes ses régions. On enregistre une vitesse moyenne du vent au nord du pays de 5 à 6 m/s, de 6 à 7 m/s en hauts plateaux et supérieure à 8 m/s au sud du pays<sup>412</sup>.

Dans l'optique de promouvoir l'énergie verte, l'Algérie a lancé un programme ambitieux de développement de l'énergie de source renouvelable et d'efficacité énergétique. Cette nouvelle ère caractérisée par une énergie durable s'est traduite par un programme d'installation de 22000 MW à l'horizon 2030 (Programme de 2011 révisé en 2015)<sup>413</sup>.

Ce programme prévoit aussi un plan d'efficacité énergétique, afin de réaliser une économie de l'énergie à hauteur de 63 millions de TEP, pour le secteur du bâtiment, de l'éclairage public, du transport et de l'industrie<sup>414</sup>.

<sup>412</sup> CREG, Op.cit., 16 février 2016, P.8,

<sup>413</sup> [www.energy.gov.dz](http://www.energy.gov.dz) , consulté le 25/11/2020.

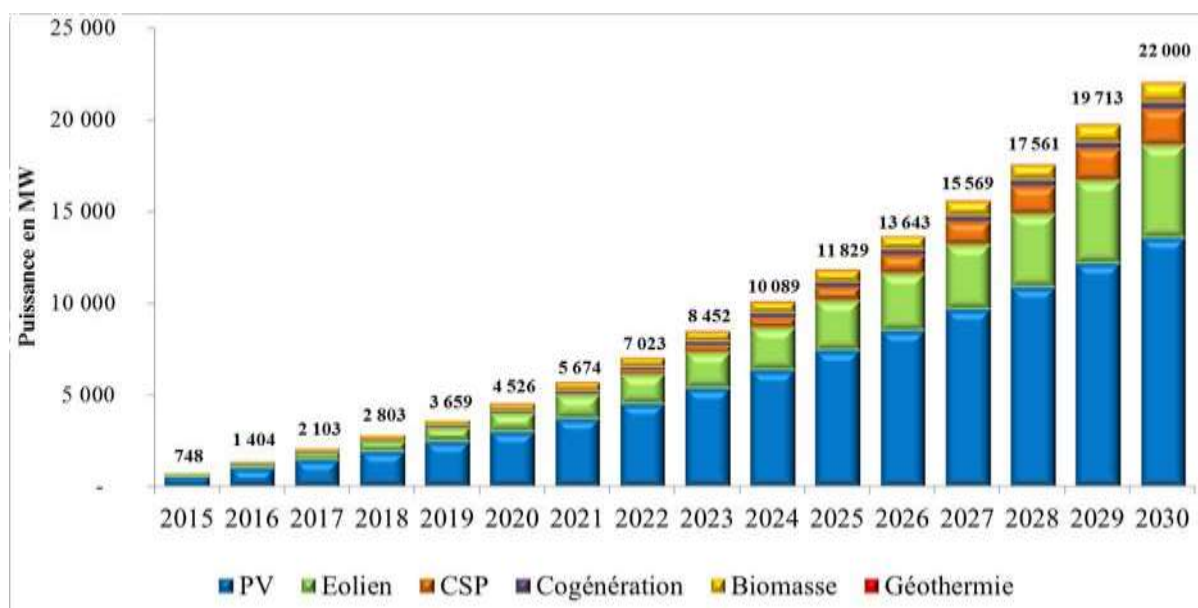
<sup>414</sup> Ibid. Avec l'adoption des mesures nécessaires à cela telle que : l'éclairage économique performant, l'isolation thermique et les chauffe eau solaire, les carburants propres (GPLc et GNC) et les équipements industriels performants.

Le défi de l'Algérie est d'atteindre une capacité d'installation de 37% et 27% de la production de l'électricité, destinée à la consommation nationale à partir du renouvelable d'ici 2030.

La répartition des capacités à installer (qui doit atteindre une capacité totale de 22 000 MW à l'horizon 2030) par filière, doit être faite comme suit :

- photovoltaïque 13 575 MW (62%) ;
- éolien 5 010 MW (23%) ;
- CSP 2 000 MW (9%) ;
- biomasse 1 000 MW ;
- cogénération 400 MW ;
- géothermie 15 MW<sup>415</sup>.

**Figure n°14** : la consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 Par filière.



Source : [www.energy.gov.dz](http://www.energy.gov.dz) , consulté le 20/11/2020.

<sup>415</sup> CREG, Op.cit., 16 février 2016, P.10.

L'application et la mise en place de ce programme et des mesures qui vont avec, nécessite un cadre réglementaire et législatif (Voir en annexe n°03 le tableau récapitulatif des textes législatifs qui régissent les énergies renouvelables en Algérie), pour cadrer l'activité commerciale (d'une manière particulière) de l'énergie électrique, à partir de sources renouvelables. Cela doit être fait d'une manière équitable et transparente entre les différents acteurs et intervenants (qu'ils soient publics ou privés).

Des mesures incitatives, ont été prévues sous forme de mécanismes fondés sur l'encouragement des tarifs d'achats garantis.

En plus de la tarification, le marché et d'autres mécanismes doivent être utilisés pour encourager et assurer le développement des énergies renouvelables de notre pays<sup>416</sup>.

Malgré l'encadrement mis en place pour ce nouveau créneau, l'Algérie doit faire face à plusieurs défis relatifs au développement des énergies renouvelables.

La CREG dans son rapport (2016)<sup>417</sup> évoque quatre (04) principaux défis « le développement d'une industrie photovoltaïque et éolienne, émergence d'un marché de sous-traitance intervenant dans le domaine des énergies renouvelables (bureaux d'études spécialisés, organismes de contrôles installateurs, etc.) ; acquisition d'un savoir-faire dans le domaine des énergies renouvelables et développement d'une expertise au niveau national ; création de l'emploi dans les différents secteurs intervenants directement ou indirectement dans les étapes de réalisation, la planification, l'engineering, montage, exploitation et maintenance »<sup>418</sup>.

---

<sup>416</sup> Il est à noter qu'un Fonds National pour la Maîtrise de l'Énergie, pour les Énergies Renouvelables et la Cogénération (FNMEERC) est alimenté annuellement de 1% de la redevance pétrolière et du produit de certaines taxes (telle que 55% de la taxe sur les activités de torchage).

<sup>417</sup> CREG, Op.cit, 16 février 2016, P.17,

<sup>418</sup> Ibid.

Figure n°15 : les résultats attendus du programme.



Source : construction personnelle à partir de : [www.energy.gov.dz](http://www.energy.gov.dz), consulté le 24/11/2020.

### 3.3.2. Énergies renouvelables et distribution de l'électricité en Algérie

Il a été prouvé qu' « un grand nombre de technologies d'énergies renouvelables ne sont pas rentables même si l'on évite des distorsions du marché conventionnel »<sup>419</sup>. Ceci dit, que le recours aux énergies renouvelables permet d'éviter les coûts externes<sup>420</sup>. Ce qui signifie qu' « elles doivent être subventionnées sous forme d'aides financières qui, d'une forme ou d'un autre, sont critiques pour la politique d'énergie renouvelable »<sup>421</sup>.

<sup>419</sup> Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE), "Appui technique/prestations de services pour l'évaluation de l'impact économique, technologique et environnemental de la réglementation nationale et des incitations relatives aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique », Étude documentaire-Algérie (Projet), Avril 2020, P.21.

<sup>420</sup> Tels que les coûts liés aux émissions du GES.

<sup>421</sup> Ibid.

D'autres défaillances existent, et concernent cette fois-ci d'une manière particulière le marché de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Cette énergie est injectée par la suite au réseau électrique national. Il résulte de cette opération les défaillances suivantes :

- «- les coûts excessifs et injustifiés du raccordement au réseau ;
- les difficultés de raccordement ;
- les conflits au niveau de responsabilités de paiement »<sup>422</sup>.

C'est pour ces raisons que l'État a mis en place des mesures politiques pour remédier aux distorsions de ce type de marché.

Dans le cas de la production d'une énergie renouvelable par les industries privées, l'État peut offrir deux types de subvention : « la première consiste à offrir des plus élevés que ceux disponibles sur le marché ; l'autre consiste à créer un deuxième objet de valeur qui correspond à la valeur de l'énergie produite à partir d'énergie renouvelable »<sup>423</sup>.

Il est à noter que l'offre de tarif (réalisé) est supérieure à celui qui est appliqué pour la vente de l'électricité. Aussi, « les programmes basés sur des certificats<sup>424</sup> définissent une quantité d'électricité renouvelable à produire, tandis que les forces du marché identifient un prix inconnu au départ ; les tarifs bonifiés fixent le prix à payer pour l'électricité renouvelable, alors que le volume à offrir n'est pas connu»<sup>425</sup>.

La loi n°02-01, sur son volet d'électricité, prévoit la vente du surplus d'électricité (d'une source renouvelable) produite par les producteurs indépendants, à la Sonelgaz (à un prix négocié au préalable). Cette méthode n'est pas avantageuse pour le vendeur du surplus, car l'acheteur qui est le détenteur du monopole est en position de force dans le cadre des négociations du prix.

La figure n°16 et la figure n°17, résument et illustrent ce qui a été évoqué à propos des changements apportés par la réforme dans l'organisation des activités de la Sonelgaz et dans le marché de l'électricité (marché pris comme exemple).

---

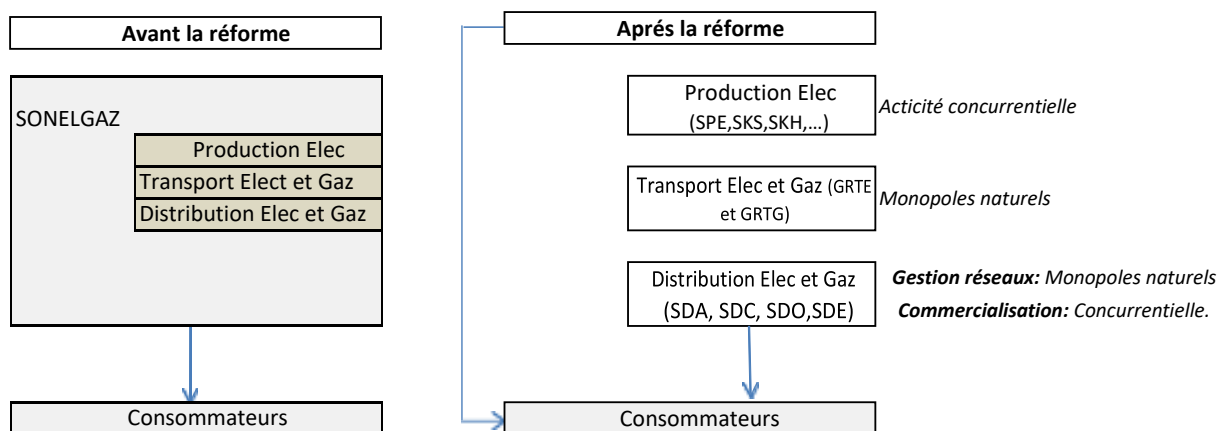
<sup>422</sup> *Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE)*, Op.cit., April 2020, P.21.

<sup>423</sup> Ibid., P.25. Par cette pratique l'État oblige un groupe de fournisseurs à acheter cette énergie.

<sup>424</sup> Concerne le deuxième type de subvention cité sur ce même point.

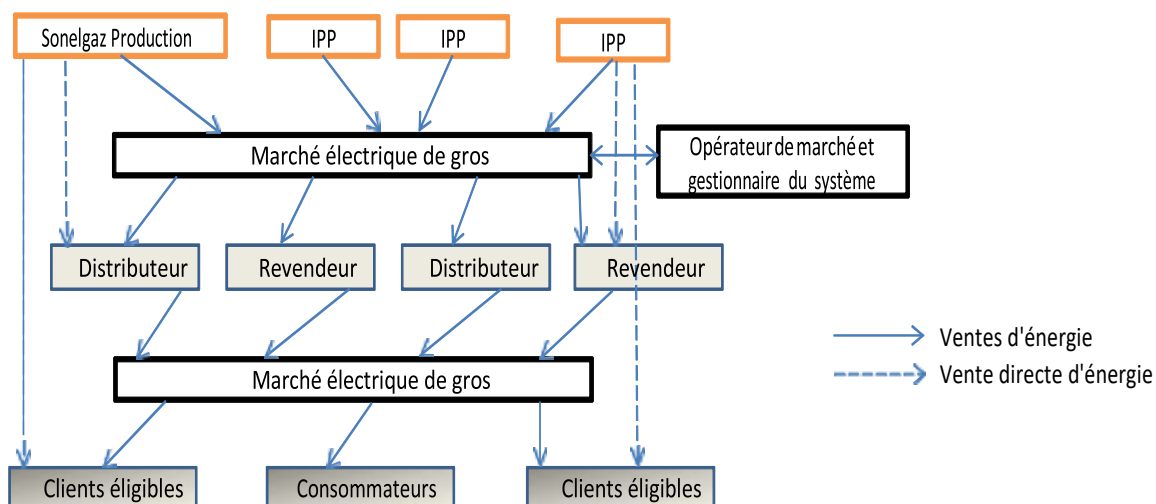
<sup>425</sup> Ibid., P.26.

Figure n°16 : Séparation des activités de la Sonelgaz.



Source : CREG, 2009.

Figure n°17 : Schéma cible de la réforme (exemple du marché électrique).



Source : CREG, 2009.

\* \* \*

La Sonelgaz est un groupe industriel qui a un poids important dans l'économie Algérienne, vu sa contribution dans le développement de cette dernière. C'est pour cette raison qu'elle doit s'aligner et s'adapter impérativement aux nouvelles exigences de l'économie de marché.

Étant une activité de service public, la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie est une activité pionnière, qui doit assurer l'approvisionnement en ces deux énergies, pour l'ensemble du territoire national. Cela, dans des conditions meilleures de sécurité, de qualité et de prix, en respectant les règles techniques et l'environnement. Pour veiller au respect de ce dernier, l'introduction et le développement des énergies renouvelables, est devenu plus que nécessaire. Cela n'arrange pas forcément l'État qui doit subventionner le prix de l'énergie (de source renouvelable) vendu au client final, pour qu'il soit abordable.



## Section II : la concession de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.

Le réseau de distribution électrique est dans une nouvelle dynamique qui nécessite:  
« d'adapter l'architecture et le pilotage de la distribution ; d'améliorer le comptage et de rajeunir les infrastructures »<sup>426</sup>. Un investissement lourd et important doit se faire. Cette nécessité est essentiellement dû à l'« introduction de la concurrence ; l'insertion de la production décentralisée d'électricité ; le vieillissement des infrastructures électriques ; les objectifs d'amélioration de la qualité d'alimentation et les évolutions technologiques »<sup>427</sup>.

Les distributeurs d'énergie sont face à de multitudes de nouveaux défis :

- un réseau de distribution organisé et exploité en structure arborescente et qui doit être réadapté afin de satisfaire les nouvelles exigences en matière de service rendu aux utilisateurs du réseau ;
- la nouvelle conjoncture institutionnelle, exige un système de comptage plus développé, et cela ne se fait qu'en introduisant les nouvelles technologies de l'information et de la communication ;
- rajeunir le patrimoine énergétique afin de relever les deux premiers défis.

À côté de cela, l'enjeu financier de la distribution de l'électricité et du gaz est complexe, car « gagner en efficacité sur la distribution n'est donc pas anodin pour le pouvoir d'achat des ménages et pour la compétitivité des petites entreprises »<sup>428</sup>.

Parler sur la concession, l'ouverture du marché et la loi.

---

<sup>426</sup> ANGELIER Jean Pierre, HADJ SAID Nourédine et SABONNADIÈRE Jean Claude, « La distribution de l'électricité face aux défis ouverts par la concurrence », Revue de l'énergie, vol 60, N°588, Décembre 2009, P.1.

<sup>427</sup> Ibid.

<sup>428</sup> Ibid., P.9.

## **1. L'activité de distribution de l'électricité et du gaz comme service public : missions et attributions**

L'activité de distribution étant un service public par excellence contient un ensemble de missions et d'attributions à accomplir :

- acheter l'énergie et la revendre aux clients ;
- contribuer à l'élaboration de la politique commerciale de l'entreprise, la mettre en œuvre et contrôler sa bonne application ;
- satisfaire les clients en matière de raccordement, de conseil et d'assistance, ainsi que de leur fournir une meilleure qualité de service et une continuité de prestation ;
- gérer et développer les réseaux et les installations ;
- homologuer et assurer l'existence des spécifications techniques des matériels utilisés dans les ouvrages et les installations et de s'en approvisionner au bon coût et dans les meilleurs délais ;
- établir les programmes d'investissement et les programmes de travaux ;
- maintenir le système de gestion de l'entreprise et étudier l'organisation efficace de la distribution ;
- fournir et développer les moyens humains et matériels nécessaires au bon fonctionnement de la distribution ;
- sécuriser les biens et les personnes qui font partie de l'activité de distribution ;
- bien respecter la distribution au niveau local et participer dans la conception des programmes (ER et DP par exemple) et mettre à la disposition pour la réalisation de ces programmes, la maîtrise d'œuvre nécessaire et l'énergie nécessaire.

## **2. L'organisation de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie**

La transition organisationnelle de l'indépendance à ce jour, est résumée dans le tableau ci-dessous afin de mieux constater la réorganisation de la structure de la Sonelgaz avant le régime de la concession et la transition vers ce dernier :

**Tableau n°10** : la transition organisationnelle de la Sonelgaz de l'indépendance à ce jour.

<b>Période</b>	<b>Organisation</b>
Indépendance	04 directions régionales.
1964	03 directions régionales.
1966	04 directions régionales.
1978-1986	09 zones de distributions (ZD) et chaque zone contient 15 subdivision (centre de distribution) dupliqué selon les découpages administratifs des wilayas
2004	Transformation de la Sonelgaz en une "Holding" de sociétés par action en 04 directions générales de distribution: DGD de l'EST (ZD de Annaba, ZD de Constantine et ZD de Setif), DGD du Centre (ZD de Blida et ZD de Ouargla), DGD de l'Ouest (ZD de Bechar, ZD de Chlef et ZD d'Oran) et la DGD d'Alger (ZD d'Alger).
2006	Création de 04 filiales de distribution :la Société de Distribution Est (SDE.Spa), la Société de Distribution Ouest (SDO.Spa),la Société de Distribution Centre (SDC.Spa) et la Société de distribution d'Alger (SDA.Spa).
<b><i>Phase de transition vers le régime de concession de distribution</i></b>	
2008	Le 13 juillet 2008 est la date de la mise en place effective du régime de concession où les 04 Direction de Distribution ont procédé à la déclaration des 58 concessions conformément au décret exécutif n°08-114.
2014	Le transfert des concessions de Tipaza et celle de Boumerdes de la SDA.Spa vers la SDC.Spa.
2015	Décision du ministre de l'énergie de changer les périmètres des concessions (selon le découpage administrative des wilayas)
2017	Création d'une "Holding" de distribution appelée "Société Algérienne de Distribution de l'Électricité et du Gaz" qui détient 47 concessions et une filiale appelée "Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz d'Alger"

Source : Construction personnelle d'après les données du bilan de la CREG sur l'activité de distribution de l'électricité et du gaz sur la période 1962-2010, 2010-2014, 2016-2020 et perspective 2018-2022, Février 2018.

Actuellement « le groupe Sonelgaz se compose de 16 sociétés dirigées par la holding de 18 sociétés en participation avec des entités du groupe et de 10 sociétés en participation avec des tiers »<sup>429</sup>.

Elle se compose de deux types de filiales :

- des filiales métiers : qui assurent les activités de productions, de transport et de distribution de l'électricité et le transport et la distribution du gaz par canalisation ;
- des filiales travaux : qui s'occupent de la réalisation des infrastructures<sup>430</sup> et des ouvrages électriques et gaziers.

Les activités opérationnelles s'effectuent aux niveaux pré-cités et le pilotage du groupe, la mise en œuvre de la stratégie du développement du groupe, la politique financière et les ressources humaines, se font au niveau de la *holding* .

À la fin du mois de décembre 2018, le groupe a employé 91 218 agents, dont 65 749 d'agents permanents et le reste temporaires.

### 3. Présentation de la SADEG

La Société Algérienne de distribution de l'électricité et du gaz (SADEG. Spa.), est le fruit d'une fusion absorption de la SDC, SDE, SDO et SDA. Elle détient un capital social de 64 milliards de dinars.

Créée le 22 mai 2017, cette société comprend 53 directions de distributions, 48 concessions d'Électricité et de gaz, 187 districts pour l'électricité, 186 districts pour le gaz et 378 agences commerciales<sup>431</sup>.

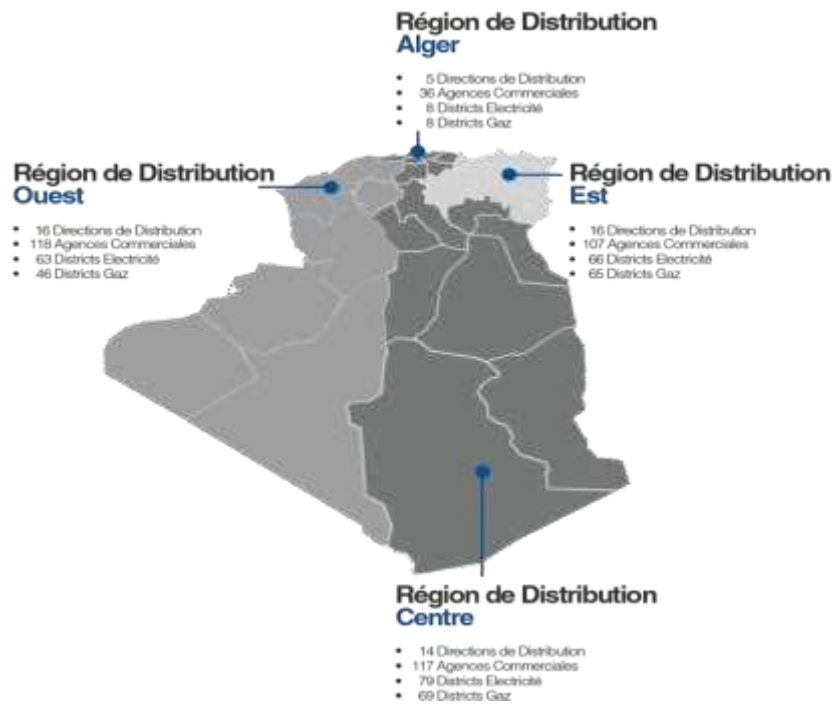
---

<sup>429</sup> [www.sonelgaz.dz](http://www.sonelgaz.dz) , consulté le 08/02/2020.

<sup>430</sup> Elles opèrent dans les domaines : de fabrication, de la maintenance d'équipement énergétique, la distribution du matériel électrique et gazier, le transport et la manutention exceptionnelle. Ibid.

<sup>431</sup> [www.sadeg.dz](http://www.sadeg.dz) , consulté le 05/07/2020.

**Figure n°18** : la carte géographique des régions de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.



Source : [www.sadeg.dz](http://www.sadeg.dz) , consulté le 05/07/2020.

#### 4. Les attentes des parties prenantes des sociétés de distribution de la Sonelgaz

En plus de sa clientèle, d'autres parties prenantes ont des attentes vis-à-vis des sociétés de distribution qui se résument dans le tableau ci-dessous :

**Tableau n°11** : attentes des parties prenantes des sociétés de distribution de l'électricité et du gaz.

<b>Parties prenantes</b>	<b>Poids relatifs</b>	<b>Enjeux</b>
Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG)	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fiabiliser les indicateurs de performance ;</li> <li>- refondre l'organisation avec la séparation progressive des activités techniques et commerciales.</li> </ul>
Actionnaires	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>- adapter l'organisation à un contexte de séparation progressive des fonctions techniques et commerciales ;</li> <li>- développer des concessions et améliorer les performances.</li> </ul>
Managers holding	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>- s'intégrer dans les axes stratégiques de la maison mère ;</li> <li>- développement des systèmes d'information ;</li> <li>- mettre en place une organisation adaptée aux nouveaux défis ;</li> <li>- améliorer la relation client ;</li> <li>- développer les synergies entre les sociétés de distribution ;</li> <li>- développer des compétences classiques et nouvelles et le top management ;</li> <li>- développer une culture de la valeur.</li> </ul>
PDG/Société	5	<ul style="list-style-type: none"> <li>- satisfaire le client dans le respect de l'environnement et à moindre coût ;</li> <li>- garder les concessions actuelles et développer le segment des services énergétiques ;</li> <li>- améliorer la gestion en cherchant une plus grande synergie et une maîtrise des coûts.</li> </ul>
Personnel	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- améliorer la politique de déroulement de carrière et les conditions d'accès aux postes clés ;</li> <li>- améliorer le processus de communication interne.</li> </ul>
Clients	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>- améliorer la qualité de service (réduire les chutes de tension, etc.) ;</li> <li>- réduire les délais de raccordement/d'intervention ;</li> <li>- développer la communication orientée client ;</li> <li>- développer des services (maintenance, diagnostic, conseil, etc.).</li> </ul>

Source : document internes de la Sonelgaz In ABID Nabila et BELAIDI Aziz, Op.cit., 2015, P.8.

## **5. Les orientations stratégiques des sociétés de distribution de la Sonlegaz**

Afin de mieux répondre aux attentes des parties prenantes sus-citées, les sociétés de distribution ont formulé des orientations stratégiques par fonction. Ces orientations sont résumées dans le tableau suivant :

**Tableau n°12** : les orientations stratégiques des sociétés de distribution de l'électricité et du gaz.

Fonction	Actions	Objectifs
Stratégie	<p>Mettre en place la fonction stratégie au niveau des sociétés :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- définir les missions de la fonction stratégie ;</li> <li>- recruter et former la RH dédiée aux concepts et outils de la stratégie ;</li> <li>- former les managers sur la maîtrise de l'outil du plan stratégique ;</li> <li>- piloter le déploiement du plan stratégique et l'évaluation périodique et continue.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- lancer la fonction stratégie ;</li> <li>- s'approprier l'outil d'élaboration du plan stratégique ;</li> <li>- assurer la maîtrise de la fonction stratégie.</li> </ul>
Système d'information	<ul style="list-style-type: none"> <li>- accélérer la mise en œuvre d'un <i>reporting</i> décisionnel pour tous les niveaux de gestion (agences commerciales<sup>432</sup>, direction de distribution, siège de la société, groupe) ;</li> <li>- maintenir et améliorer les applications existantes ;</li> <li>- mettre à jour des procédures de gestion en cohérence avec la nouvelle organisation ;</li> <li>- accompagner le déploiement des nouvelles applications et veiller à leur bonne utilisation.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- disposer d'un outil d'aide à la décision ;</li> <li>- adapter les applications ;</li> <li>- disposer d'un système d'information cohérent avec l'organisation ;</li> <li>- conduite de changement et respect des règles en vigueur.</li> </ul>
Finance	<ul style="list-style-type: none"> <li>- développer la fonction inspection et contrôle de gestion, et redéfinir ses missions pour assister les gestionnaires ;</li> <li>- développer la comptabilité analytique et procéder à son rapprochement avec la comptabilité générale<sup>433</sup>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- améliorer le système de gestion ;</li> <li>- déterminer les coûts de revient par énergie ;</li> <li>- contrôle des dépenses.</li> </ul>
Commerciale	<p>Agir, avec le soutien de la maison mère et le ministère de l'Énergie, pour la mise en application de la réglementation en vigueur relative à l'agression des ouvrages, au vol de l'énergie et le recouvrement des créances.</p> <p><b>Relève :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- améliorer la relève et la prise en charge rapide des signalés ;</li> <li>- achever le remplacement des compteurs électromécaniques (BT) par des compteurs électroniques.</li> </ul> <p><b>Facturation :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- améliorer la gestion du processus de facturation ;</li> <li>- gérer et prendre en charge les réclamations des clients par la conception et le déploiement d'un système de suivi des réclamations.</li> </ul> <p><b>Recouvrement :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- améliorer la gestion du processus de recouvrement ;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- réduire les pertes d'énergie ;</li> <li>- améliorer le résultat ;</li> <li>- satisfaction de la clientèle.</li> </ul>

<sup>432</sup> Actuellement on les appelle « les directions commerciales ».

<sup>433</sup> Autrement appelée « la comptabilité financière ».

*CHAPITRE III : LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE : ENTRE  
MONOPOLE ET CONCURRENCE.*

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- renforcer les agences commerciales par le recrutement et la formation de juristes pour le recouvrement des créances et la lutte anti-fraude.</li> </ul>	
Marketing	<ul style="list-style-type: none"> <li>- développer des actions marketing : offre efficacité énergétique, packages technico-commerciaux, conseil, assistance, etc. ;</li> <li>- développer la communication au client sur les aspects de sécurité et maîtrise d'énergie ;</li> <li>- former les agents à l'orientation client ;</li> <li>- respecter les délais d'intervention (raccordement, dépannage, etc.).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- passer d'une culture d'<b>usager</b> à une culture <b>client</b> pour capter le maximum de valeur ;</li> <li>- satisfaire et fidéliser les clients.</li> </ul>
Ressources humaines	<p><b>Recrutement :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- développer l'acte de recrutement ;</li> <li>- réaliser les besoins exprimés en recrutement.</li> </ul> <p><b>Formation :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- intégrer les nouvelles recrues à travers la formation en milieu professionnel, en encourageant le parrainage en vue d'une meilleure immersion dans le milieu de travail ;</li> <li>- élaborer un plan de formation adapté aux besoins des activités de la société et en adéquation avec les évolutions techniques et technologiques ;</li> <li>- former le <i>middle</i> management aux techniques managériales et à la gestion des risques ;</li> <li>- développer l'expertise et le professionnalisme.</li> </ul> <p><b>Gestion de la relève :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- mettre en place un plan de préparation et gérer la relève pour les différentes activités et pour tous les postes générateurs de valeur ajoutée (du chef d'équipe au top manager).</li> </ul> <p><b>Développement :</b></p> <p>motiver continuellement la ressource humaine par la mise en place d'un système de rétribution par les résultats.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- montée en puissance des compétences ;</li> <li>- détection des talents et préparation des cadres à haut potentiel.</li> </ul>

Source : document internes de la Sonelgaz In ABID Nabila et BELAIDI Aziz, Op.cit., 2015, P9.

## 6. L'enjeu financier du concessionnaire

La distribution de l'électricité et du gaz est organisée en monopole, et c'est au régulateur de fixer les tarifs d'accès au réseau de distribution. Ce tarif ne permet pas au distributeur de couvrir les charges d'investissements que compte engager ce dernier.

Le risque de sous investissement est dû « à la partition des responsabilités, à la non-convergence des objectifs»<sup>434</sup>.

<sup>434</sup> ANGELIER Jean Pierre, HADJ SAID Nourédine et SABONNADIÈRE Jean Claude, Op.cit., Décembre 2009, P.9.

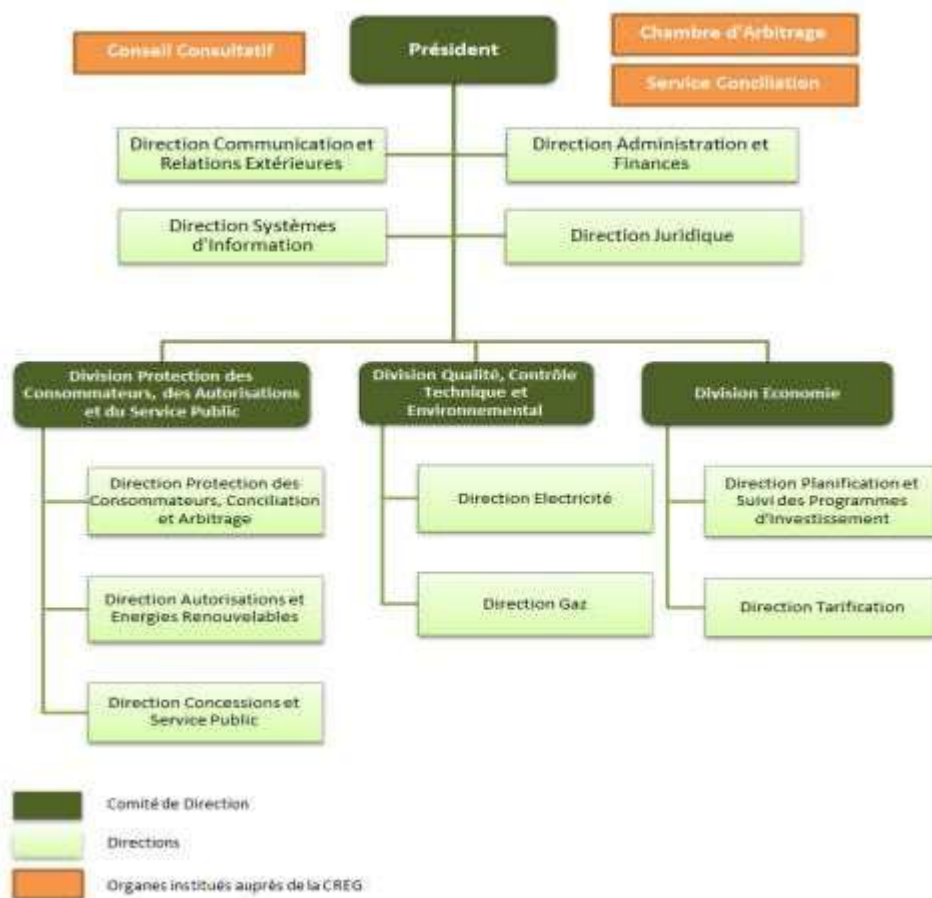


## 7. L'organisme de régulation

La Commission de régulation, de l'électricité et du gaz (CREG) a été créée le 05 février 2005 par la loi n° 02-01, et installée par le chef du gouvernement le 24 janvier 2005. La commission est un organisme indépendant, financé par les contributions qui proviennent des tarifs. C'est un organisme doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Son siège est situé à Alger<sup>435</sup>.

La CREG est organisée comme suit :

Figure n°19 : organisation de la CREG.



Source : [www.creg.dz](http://www.creg.dz) , consulté le 02/10/2019.

Les missions et les attributions de la CREG sont:

<sup>435</sup> CREG, Immeuble du Ministère de l'Énergie, Tour B, Val d'Hydra. Alger. Algérie.

*CHAPITRE III : LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE : ENTRE  
MONOPOLE ET CONCURRENCE.*

- le contrôle du fonctionnement du service public et du respect des lois et des réglementations;
- assister les pouvoirs publics dans les prises de décisions relatives au marché de l'électricité et du gaz ;
- prévoir la demande en énergie et les moyens de production pour satisfaire cette demande (les investissements nécessaires) : par le biais du programme indicatif des besoins de production de l'électricité, le programme indicatif d'approvisionnement du marché gazier national pour la distribution du gaz, les plans de développement des réseaux de transport électriques et gaziers ;
- assurer le contrôle de la qualité de service rendu aux usagers du service public (par la proposition de standards généraux), ainsi que le contrôle technique, environnemental, d'hygiène et de sécurité;
- mise en œuvre et suivi des concessions des distributions de la Sonelgaz;
- délivrer les autorisations pour les installations relatives à la production de l'électricité : en instruisant les demandes d'installation nouvelles, par le lancement d'appels d'offres relatifs à la concurrence de nouveaux producteurs au cas d'insuffisance du nombre de ces derniers, assurer l'introduction des énergies renouvelables et la cogénération prévue dans la politique énergétique du pays ;
- veiller à la non discrimination à l'accès aux réseaux par les consommateurs (ATR) et aux marchés<sup>436</sup>, par les opérateurs et les investisseurs : la CREG approuve les règles et les procédures de fonctionnement<sup>437</sup> ;
- arbitrage entre les différents opérateurs : l'organisation de la CREG contient deux unités, la première est la chambre d'arbitrage et la deuxième est un service de conciliation;
- fixer les tarifs (d'utilisation des réseaux et des clients non éligibles), assurer la péréquation des tarifs, définir la méthode de rémunération des opérateurs et contrôler la comptabilité des opérateurs;
- protéger les consommateurs, organiser des audiences publiques, etc. ;
- présenter au ministère de l'Énergie les rapports annuels.

---

<sup>436</sup> Par la surveillance et l'organisation du marché.

<sup>437</sup> De l'opérateur du système, de l'opérateur du marché et du gestionnaire du transport d'électricité et du gaz.

### **7.1. Les missions d'audit organisées par la CREG**

La CREG (2015), effectue des missions d'audit au niveau des directions de distribution de la Sonelgaz ainsi qu'au niveau de ses agences commerciales.

Cette mission consiste à contrôler et à vérifier la bonne application et la mise en œuvre des procédures, relatives aux raccordements du réseau, au traitement des réclamations des abonnés, et à la fiabilité des données sur l'atteinte des objectifs (des indicateurs de performance).

La mission d'audit aide à améliorer certaines pratiques notamment celles qui sont en relation avec la qualité de service rendu aux clients.

### **7.2. Le pouvoir de sanction de la CREG**

La loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation dans son article 115, au point n°21, stipule que : la CREG « détermine les sanctions administratives pour le non-respect des règles ou des standards, ainsi que les indemnités payables aux consommateurs ». Ces sanctions concernent l'ensemble des professionnels du secteur de l'énergie. Les infractions sont listées dans l'article 141 de cette même loi.

Les litiges entre les différents acteurs sont réglés par une chambre d'arbitrage. La CREG ne peut intervenir, que dans les conflits relatifs à l'accès des tiers au réseau de transport et de distribution.

### **7.3. Jumelage de la CREG avec des régulateurs internationaux**

Dans le cadre du programme d'appui à la mise en œuvre de l'accord d'association (P3A) entre l'Algérie et l'UE, il a été mis en œuvre le jumelage de la CREG avec E-Control (en tant que régulateur Autrichien) et CNMC (en tant que régulateur espagnol), sous la gestion du ministère du commerce et avec le financement de l'Union Européenne<sup>438</sup>.

Les composantes du projet sont résumées ci-après :

- protection du consommateur et qualité de service ;
- surveillance des concessionnaires et politiques de prix ;

---

<sup>438</sup>CREG, « 1,2 millions d'euro pour le financement du jumelage pour la période d'août 2015-Août 2017 », Numéro spécial, Août 2018, P.3.

- Énergie renouvelable et cogénération ;
- gestion des données ;
- tarifs transfrontaliers et compensations ;
- organisation hautement performante.

## **8. Les grandes lignes de la loi n° 02-01 du 05 février 2001 sur la distribution**

### **8.1. Les objectifs de la loi**

La loi n° 02-01 est venue apporter une certaine libéralisation aux activités électriques et gazières en Algérie, et cela pour :

- la mise en place d'une réglementation claire, transparente et qui favorise l'attractivité des opérateurs ;
- l'amélioration de la qualité de service relatif à la distribution par l'instauration de la concurrence entre les distributeurs ;
- encourager l'investissement privé dans la production avec l'ouverture du marché de l'électricité et du gaz à la concurrence ;
- protéger l'intérêt public de tout manquement ou abus ;
- une tarification uniforme destinée à la clientèle captive. (CREG, numéro spécial 2014)

### **8.2. Les mécanismes de la mise en œuvre de la loi**

Pour atteindre les objectifs de la concurrence prévue dans la loi 02-01, des mécanismes ont été fixés pour leur concrétisation, à savoir : « l'accès des tiers aux réseaux et le libre choix par les clients éligibles de leurs fournisseurs ; la concession comme mode de gestion du service public de distribution de l'électricité et du gaz ; la transformation de la Sonelgaz en une *holding* de sociétés par actions qui exerce, par le biais des filiales autonomes »<sup>439</sup>; ainsi que la création de la CREG.

---

<sup>439</sup> La CREG, « Les transformations dans le secteur de l'électricité et de la distribution du gaz », Op.cit., Janvier 2014, S.P.

## **9. La mise en place du processus de concession dans la gestion du réseau de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie**

Les démarches politiques pour l'ouverture du secteur de l'électricité et du gaz et pour une économie de marché en Algérie, se sont concrétisées par l'application du programme gouvernemental qui favorise le désengagement de l'État et la suppression du monopole dans la gestion des entreprises relevant des entreprises publiques. Cela permet de promouvoir les investissements et veiller au respect de l'intérêt public.

L'État Algérien par la promulgation de la loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation, a instauré un cadre réglementaire qui incite à favoriser les investissements privés.

La loi prévoit une liberté d'installer les équipements de production, autorise les opérations d'exportation par l'organisme de régulation ; l'accès des tiers aux réseaux (ATR)<sup>440</sup> et garantis une liberté dans les opérations de transaction entre les producteurs et les clients éligibles.

L'application de ce cadre juridique, implique la réorganisation de la Sonelgaz (*unbundling*) et la création de la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG).

### **9.1. La transition vers le régime de concession de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie**

La mise en œuvre de la réglementation et l'achèvement du processus de concession prévu dans cette dernière, doivent avoir un impact sur la qualité de la performance afin d'atteindre les objectifs de l'activité de distribution de l'électricité et du gaz.

#### **9.1.1. Les dispositions législatives et réglementaires**

La loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations à prévoir la réorganisation des activités de la Sonelgaz ainsi que la procédure de mise en place des concessions.

La loi stipule que les sociétés de distribution de la Sonelgaz seront titulaires des concessions des réseaux qu'elles exploitent, et doivent procéder à leur déclaration auprès de la commission de la régulation de l'électricité et du Gaz (CREG). Les nouvelles

---

<sup>440</sup> Concerne les fournisseurs et les clients.

*CHAPITRE III : LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE : ENTRE  
MONOPOLE ET CONCURRENCE.*

entreprises<sup>441</sup>, peuvent obtenir des concessions de distribution pour une zone exclusive et assurer ainsi, la fourniture de l'électricité et/ou du gaz aux clients non éligibles.

Un avis d'appel d'offre doit être lancé et traité par la CREG pour le choix des concessions. Cette dernière, se charge de préparer le dossier nécessaire à la mise en concurrence. La concession est attribuée dans un décret exécutif où sont précisés le périmètre et la durée des concessions.

Suite à cette procédure, les nouvelles concessions de distribution peuvent fournir les clients éligibles en énergie et par le biais d'un contrat bilatéral entre les clients et les distributeurs.

La concession qui est un mode de gestion déléguée du service public assure une mission d'intérêt général. Ce mode de gestion contraint les sociétés de distribution à respecter leurs obligations, d'ordre juridiques, organisationnels et administratifs.

La loi n°02-01 du 05 février 2002 définit la concession comme étant un : « droit accordé par l'État à un opérateur pour exploiter et développer un réseau d'un territoire délimité et pour une durée déterminée en vue de la vente de l'électricité ou du gaz distribué par canalisation ». (JORA, 2002)

Cette loi a été suivie par un décret exécutif n° 08-114 du 09 avril 2008 fixant les modalités d'attribution et de retrait des concessions de distribution de l'électricité et du gaz et le cahier des charges relatives aux droits et obligations du concessionnaire.

Ce décret vient définir les droits et les obligations du concessionnaire, conformément aux articles 73,77 et 78 de la loi n° 02-01 du 05 février 2002.

D'autres décrets exécutifs, arrêtés ministériels et décisions, régissant l'activité de distribution sont illustrés dans l'annexe n°04.

---

<sup>441</sup> Autrement dits celles qui n'ont pas été concerné par la restructuration de la Sonelgaz.

### **9.1.2. Transition opérationnelle**

La transition effective vers le système de la gestion déléguée, est passé par plusieurs étapes (en parallèle ou en simultané), en mettant en exécution essentiellement le décret le décret n°08-114 du 09 avril 2008.

Les sociétés de distribution ont bénéficié d'une période d'adaptation de cinq ans, leur permettant de se mettre en conformité avec les dispositions du décret exécutif sus-cité. Dans ce cadre, les concessions doivent rendre compte par le biais d'un planning de conformité progressive (sur un échancier de cinq ans) des conditions d'exercice de leurs activités de distribution de l'énergie, qui doit être approuvé par le ministère qui se charge de l'énergie.

L'application et la mise en œuvre de ce même décret, nécessite le contrôle de la concession et la vérification de l'application des clauses de son cahier des charges.

L'objectif principal de la mise en œuvre des dispositions du décret est d'améliorer la qualité de service rendu au client, à savoir : la qualité de la fourniture en énergie électrique et gazière et la satisfaction de la clientèle.

Selon le bilan de la CREG sur la distribution, la mise en place du processus de la concession selon les échéances fixées par le cahier des charges était longue et difficile à cause de: « la résistance naturelle au changement (situation du monopole); les changements organisationnels en profondeur qu'avait connus la distribution et n'était pas encore achevée; la nécessité d'une période d'adaptation aux changements, etc. » (CREG, 2018).

La CREG a reçu les premières déclarations de concession des unités de distribution (en application du décret n° 08-114), en 2008. De nouvelles déclarations l'ont succédé, comme illustré dans le tableau n°13 :

**Tableau n°13 : l'évolution des concessions de la Sonelgaz par société de distribution.**

Année de déclaration	Nombre de concessions par la société de distribution				Remarques
	SDA. Spa	SDC. Spa	SDE. Spa	SDO. Spa	
2008	6	13	19	20	/
2014	4	15	19	20	Transfert des concessions de Tipaza et de Boumerdes de la SDA vers la SDC.
2015	1	14	16	17	Changement du périmètre de la concession érigé en wilaya
2017	1	47	/		Création d'une holding de distribution détenant 47 concessions et une filiale de la société de distribué qui est la concession d'Alger.

Source :Construction personnelle à partir des données du bilan de la CREG sur l'activité de distribution de l'électricité et du gaz sur la période 1962-2010, 2010-2014, 2016-2020 et perspective 2018-2022, Février 2018.

Après avoir procédé aux déclarations des concessions, les distributeurs devaient élaborer un plan d'engagement d'une période de cinq ans, et les signer par les deux parties : le président directeur général de chaque société de distribution et le représentant de l'État qui est le ministre de l'Énergie.

Le plan d'engagement contient des indicateurs de performances choisies et définies par les deux parties.

Ces indicateurs sont regroupés en quatre volets :

- la commercialisation de l'électricité et du gaz;
- l'exploitation des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz;
- la gestion économique et financière des réseaux;
- la sécurité des personnels.



### CHAPITRE III : LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE : ENTRE MONOPOLE ET CONCURRENCE.

L'évaluation et le suivi des réalisations des plans d'engagements, sont élaboré après leur transmission au ministère de l'Énergie et la CREG, par l'élaboration d'un canevas trimestriel et un autre annuel<sup>442</sup>.

Ensuite, un rapport annuel est élaboré chaque année par la CREG, pour chaque société de distribution. Ces rapports comprennent : les objectifs assignés au préalable dans le plan d'engagement, les réalisations des paramètres de performance, les écarts entre les objectifs et les réalisations ainsi que leur évolution par rapport à l'année précédente, les justifications des écarts négatifs (non-atteinte des objectifs), les propositions des mesures correctives et enfin les recommandations de la CREG pour une amélioration de la qualité du service concédé.

La CREG assure l'uniformité des paramètres et des indicateurs, et réduit au fur et mesure le nombre d'indicateurs de performance à chaque quinquennat. Cela permet aux distributeurs « de concentrer leurs efforts et d'aboutir à une amélioration concrète et perceptible de la qualité de service rendu aux consommateurs ». (CREG, 2018)

Le décret exécutif n° 08-114 dans son article n°17 prévoit aussi, l'élaboration d'une revue triennale de la réalisation du service concédé, après les trois premières années de concession. La revue relève les résultats de réalisation des engagements, afin d'améliorer la performance des concessions, ainsi que les actions à accomplir.

Toujours dans le principe de préserver l'intérêt d'une part des consommateurs et d'autre part des distributeurs, le ministère de l'énergie a élaboré un barème fixant les prix des prestations hors la fourniture de l'Énergie en juin 2015, et cela en application du décret exécutif n° 08-114.

Par ailleurs, un inventaire annuel du patrimoine concédé (les éléments en relation avec le réseau, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles) doit se faire en établissant le fichier des immobilisations.

Aussi figure dans le cahier des charges portant droits et obligations du concessionnaire, l'obligation de transmettre et de présenter systématiquement des documents de *reporting*.

---

<sup>442</sup> Sur une plateforme numérique conçue par la CREG.

## **9.2. Les plans d'engagements (voir annexe 5, 6 et 7)**

Les plans d'engagements sont signés entre le PDG de la Sonelgaz et le ministre de l'Énergie.

Les plans quinquennaux d'engagement sont inspirés des plans triennaux des distributions.

Les indicateurs de performance sont regroupés par des volets :

- commercialisation de l'électricité et du gaz;
- exploitation des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz ;
- gestion économique et financière du réseau de distribution;
- sécurité du personnel.

Les directions de distribution sont tenues de transmettre à la CREG et au Ministère de l'Énergie des rapports annuels et trimestriels. Une plate-forme a été consacrée pour ça. Elle constitue une base de données pour un suivi rigoureux des paramètres de performance.

Les distributeurs doivent d'abord renseigner la plateforme, à partir de leurs plans d'engagement. À partir de cela, « cette plateforme, moyennant les restrictions d'accès aux différents intervenants, reste un outil indispensable pour les distributeurs dans leur gestion du service concédé, pour la CREG et l'autorité concédante dans le processus de suivi de l'évolution des 48 concessions d'électricité et du gaz en temps réel »<sup>443</sup>.

Une refonte des plans d'engagement d'améliorations de la performance des distributions est prévue à chaque fois que c'est nécessaire, afin de remédier à certaines insuffisances dans l'élaboration et le suivi de ces plans.

La refonte a pour but d'uniformiser les paramètres suivis par la CREG et ceux déjà utilisés dans les documents de gestion des distributeurs. Elle aussi comme objectif de réduire le nombre d'indicateurs de performances suivies et l'allègement de son processus. Cette dernière opération nécessite un système d'informations fiables et efficaces.

---

<sup>443</sup> Bilan de la CREG sur l'activité de distribution de l'électricité et du gaz sur la période 1962-2010, 2010-2014, 2016-2020 et perspective 2018-2022, Février 2018.

*CHAPITRE III : LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE : ENTRE  
MONOPOLE ET CONCURRENCE.*

Par ailleurs, un fichier des immobilisations doit être établi après inventaire, afin de permettre l'affectation des biens aux concessionnaires<sup>444</sup>. Cette opération est toujours en cours d'élaboration.

Le cahier des charges des concessions prévoit l'obligation d'un *reporting* systématique, qui doit être honoré.

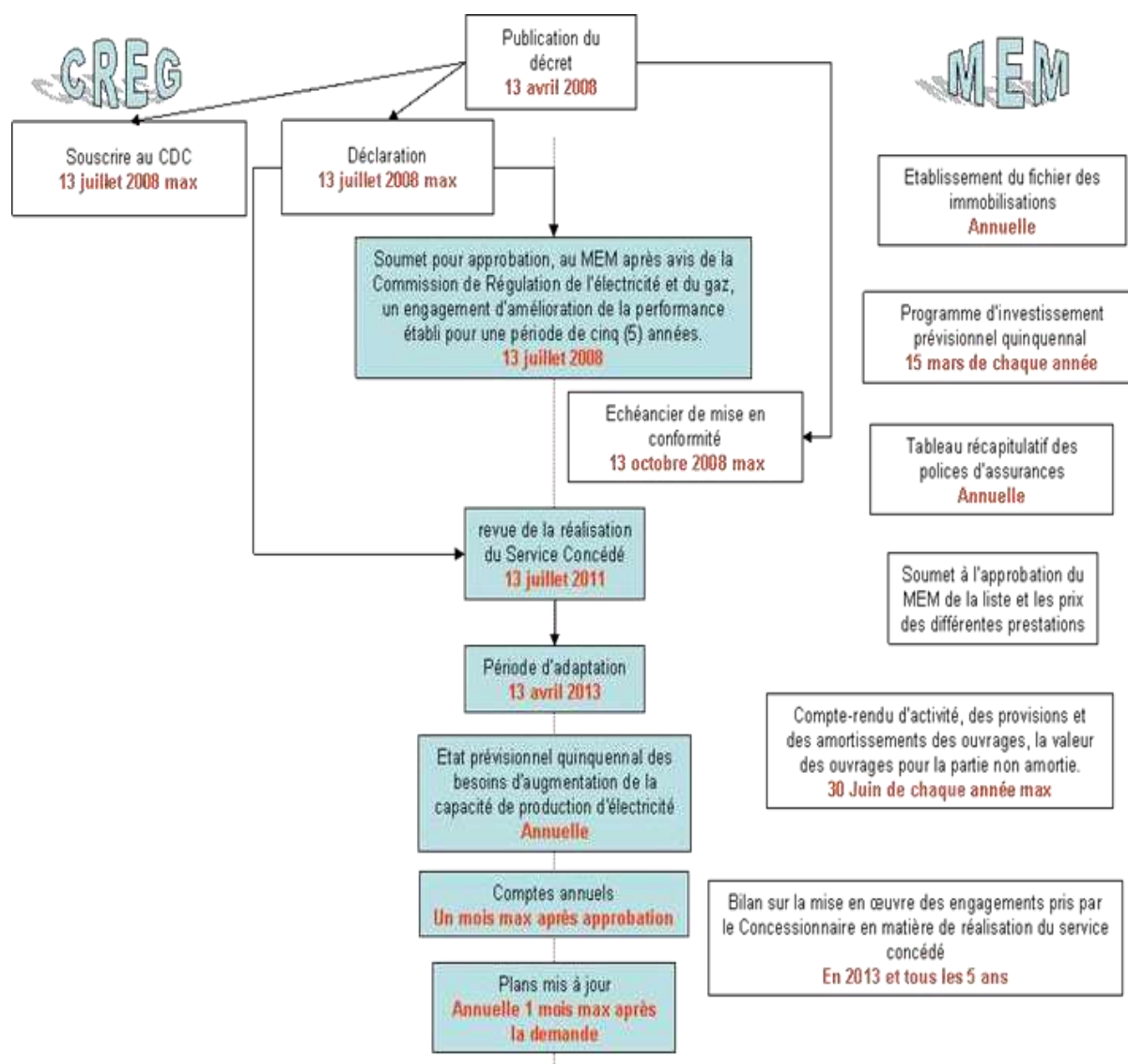
La CREG avec la direction des distributeurs a élaboré deux guides méthodologiques, qui contiennent les lignes directrices pour l'élaboration des procédures relatives aux raccordements, les extensions, traitement des réclamations, etc. Les procédures ont été approuvées en 2013 par la CREG.

La figure n°20 synthétise les différentes étapes de la mise en œuvre des dispositions du décret 08-114 et leur échéancier.

---

<sup>444</sup> Immobilisation corporel et incorporel.

Figure n°20 : échéancier réglementaire de mise en œuvre des dispositions du décret 08-114.



Source : bilan de la CREG sur l'activité de distribution de l'électricité et du gaz sur la période 1962-2010, 2010-2014, 2016-2020 et perspective 2018-2022, Février 2018.

*CHAPITRE III : LA DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE : ENTRE  
MONOPOLE ET CONCURRENCE.*

\* \* \*

Les réformes du secteur de l'électricité et du gaz ont vu le jour après la promulgation de la loi n°02-01 du 05 février 2002.

Ces réformes ont permis la suppression du monopole de ce secteur avec une ouverture du marché de l'électricité et du gaz à la concurrence.

Les activités de l'électricité et du gaz ont connu un changement structurel et organisationnel.

Dans l'activité de production de l'électricité, il a été prévu une liberté d'installation des ouvrages par le biais d'une autorisation de l'État. Les activités de transport et de distribution se caractérisent par un monopole naturel régulé, et par la possibilité aux tiers d'accéder au réseau de transport (ATR) qui est toujours sous monopole naturel. Désormais les producteurs peuvent effectuer des transactions directement avec les consommateurs autrement appelés les clients éligibles. Pour ce qui de la distribution de l'électricité et du gaz, les réformes ont introduit les dispositifs tels que : l'organisation de la distribution sous le régime de concessions ; la transformation structurelle de la Sonelgaz et la création d'un organe de régulation qui est la CREG.

## Conclusion du chapitre

Les activités de la Sonelgaz sont gérées sous monopole (de fait), malgré la mise en place d'un cadre réglementaire qui prévoit des réformes. L'Algérie a enregistré une avancée remarquable en matière de réglementation pour la mise en place du processus d'ouverture du marché de l'électricité et du gaz à la concurrence. Mais en pratique la concrétisation d'un marché concurrentiel n'est pas encore aboutie.

La législation algérienne en la matière, n'a eu que très peu d'impact, sur le fonctionnement du secteur et peu d'investisseurs privés sont actifs sur ce marché. Il faut dire aussi, que « la corruption et la mauvaise gestion qui rongent l'appareil d'État Algérien, sont de sérieux obstacles à la mise en œuvre de réformes. Seule la restructuration de la Sonelgaz semble constituer de sérieux obstacles à la mise en œuvre des réformes »<sup>445</sup>. Les seuls changements constatés sont ceux relatifs à la restructuration et aux réglementations, en relation avec les énergies renouvelables. (AOUDIA Aould, 2006, *In* BENALOUACHE Nadia, 2017, P.320)

Afin d'améliorer sa performance et moderniser sa gestion, la Sonelgaz veille à satisfaire l'ensemble des parties prenantes qui opèrent et qui collaborent avec elle. C'est ce qui a poussé les sociétés de distributions à passer : « d'une culture d'usager à une culture de client, et d'une culture d'employé et agents à une culture de capital humain ainsi que l'utilisation des systèmes d'informations pour accroître la qualité de service »<sup>446</sup>.

---

<sup>445</sup>AOUDIA Aould, 2006 *In* BENALOUACHE Nadia, «L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : Transition énergétique et jeux d'échelles », Thèse de doctorat en géographie, Université d'Aix Marseille et université de Sfax, 30 Juin 2017, P.320.

<sup>446</sup>ABID Nabila et BELAIDI Aziz, Op.cit., 2015, P.9.

**CHAPITRE IV : ETDUDE ET  
ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES  
INDICATEURS DE  
PERFORMANCE DES  
CONCESSIONS DE  
DISTRIBUTION DE  
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN  
ALGÉRIE**

---

## **Chapitre IV : étude et analyse de l'évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.**

### **Introduction du chapitre**

L'Algérie à l'instar des pays en développement doit s'aligner aux normes et aux références internationales en matière de performance des entreprises publiques, notamment celles qui relèvent du service public.

L'État algérien par la promulgation de la loi n°02-01 et les décrets exécutifs qui l'ont suivi, a pu cadrer le régime de concession dans son ensemble. L'application de la réglementation s'est traduite par la mise en place de plans d'engagements quinquennaux dans lesquels, des objectifs sont fixés.

L'atteinte de ces objectifs ne peut pas aboutir sans que les moyens, les techniques et les technologies ne soient assurés.

Pour s'assurer de ce qui vient d'être cité, nous allons d'abord présenter et essayer de comprendre les indicateurs de performance suivie par les trois parties prenantes (l'autorité concédante, le concessionnaire et la CREG) et donner quelques exemples des mesures mises en place par EDF pour l'amélioration de ce type d'indicateurs.

Ensuite, nous illustrons la tendance évolutive de ces indicateurs pour les quatre filiales de distribution.

Pour mieux comprendre les difficultés auxquelles ces concessions font face et les mesures apportées par ces derniers nous allons faire appel à la technique de l'enquête par questionnaires, destinées aux concessions de la distribution de la région ouest (étude de cas).



## Section I : présentation et compréhension des indicateurs de performance suivie par la CREG

Selon la définition du *Council of European Energy International*(CEER) et celle de la Commission Électronique Internationale (CEI) (In. BERTHET L. et al, 2006, P.1), la qualité de l'énergie électrique regroupe :

- *la qualité commerciale* : qui consiste à mesurer la prestation du service fourni par l'opérateur de réseau et par le fournisseur, tel que le temps de réponse aux questions des clients, la rapidité d'intervention en cas de panne, le temps de résolution des plaintes, la rapidité de connexion aux réseaux, etc. ;
- *la qualité de l'électricité*: qui englobe :
  - la continuité de l'alimentation sans que cela ne soit interrompue (coupures longues ou brèves) ;
  - la qualité de la tension qui regroupe toutes les perturbations de l'onde électrique, telles que les creux de tension<sup>447</sup>, la fréquence<sup>448</sup>, la variation lente de tension, les harmoniques<sup>449</sup>, le déséquilibre ou le *Fliker*<sup>450</sup>, selon la norme EN50160.

Pour ce qui est de l'énergie gazière, la qualité du service rendu aux usagers doit être améliorée en permanence, d'où la nécessité de suivre les indicateurs commerciaux et d'assurer la qualité et la maîtrise du débit.

Le régulateur algérien du marché électrique et gazier suit un éventail de paramètre (technique, commercial et financier) qui un ensemble d'indicateurs de performance. Ces derniers sont appelés à être adapté et réadapté (lorsque c'est nécessaire), aux besoins informationnels du concessionnaire et de l'autorité concédante.

---

<sup>447</sup> « Un creux de tension est défini comme une baisse soudaine de 10 % ou plus de la tension nominale, touchant une ou plusieurs phases, d'une durée comprise entre huit millisecondes (un demi-cycle) et une minute ». Hydro Québec, « les creux de tension », Bulletin sur la qualité de l'électricité, 2014, P.1.

<sup>448</sup> « La fréquence électrique correspond au nombre de fois où le courant alternatif change de sens en une seconde. Pour le système électrique européen, c'est un indicateur essentiel de pilotage ». [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com), consulté le 06/01/2021.

<sup>449</sup> « Les courants harmoniques sont dus à la présence d'une charge électrique non linéaire dans un réseau électrique ». [www.techno-science.net](http://www.techno-science.net), consulté le 06/01/2021.

<sup>450</sup> Scintillement ou papillotement lumineux.

## **1. Les ajustements apportés aux indicateurs de performance et au processus de leur suivi**

Selon l'article de la CREG sur la qualité de service dans la distribution de l'électricité et du gaz (2012) des ajustements ont été apportés (chaque fois que c'est nécessaire) sur les indicateurs de performance des concessions ainsi que sur le processus de leur suivi. Cela :

- afin de voir s'il est nécessaire ou pas de garder ou de réduire le nombre d'indicateurs ou même d'en proposer d'autres ;
- en proposant de nouveau seuil pour les indicateurs de performance dans le cas de la sur-estimation ou de sous-estimation des objectifs assignés ;
- avec la mise en place d'un système qui assure la fiabilité des données (qui fait partie du processus du monitoring).

## **2. Évolution des indicateurs de performance**

À ce jour<sup>451</sup>, trois plans d'engagements de performance ont été élaborés, à savoir :

- *les engagements d'amélioration de la performance pour la période 2010-2014* : comprenant 46 indicateurs de performance;
- *les engagements d'amélioration de la performance pour la période 2016-2020* : comprenant 26 indicateurs de performance;
- *les engagements d'amélioration de la performance pour la période 2018-2022* : comprenant 14 indicateurs de performance.

Le plan d'engagement de la période 2010-2014 prévoyait 46 indicateurs de performance. Afin de pouvoir suivre les réalisations des paramètres de performance du deuxième quinquennat (2016-2020), l'autorité concédante et la CREG se sont mis d'accord pour suivre que 17 indicateurs qui ont été jugé pertinent et efficace pour mesurer la qualité du service rendu aux abonnés de la Sonlegaz et de mieux constater son amélioration. Ce plan d'engagement était prévu initialement pour une période qui s'étale de 2015 à 2020, après avoir connu un glissement d'une année, en conséquence du changement du périmètre des concessions suite à la décision ministériel N°525 du 19 octobre 2015.

---

<sup>451</sup> Juin 2019.

*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZEN ALGÉRIE.*

En mai 2017, une refonte des plans d'engagement a été signée par les deux parties, pour une période qui s'étale entre 2018 et 2022, afin de diminuer le nombre d'indicateurs et d'alléger le processus de leur suivi.

Les indicateurs suivis ainsi que leur évolution sont synthétisés dans les quatre tableaux suivants :

**Tableau n° 14** : évolution des indicateurs de performance du volet commercial par plan d'engagements.

Énergie	Indicateur	Période des plans d'engagements		
		2010-2014	2016-2020	2018-2022
Elec.	Délai de satisfaction des demandes de raccordement pour les branchements simples	X	X	
	Délai de satisfaction des demandes de raccordement pour les extensions de réseau	X	X	
	Délai de réponse aux réclamations / Délai de traitement des réclamations	X	X	
	Taux de réalisation des demandes dans les délais Branchements simples	X		
	Taux de réalisation des demandes dans les délais extension des réseaux	X		
	Taux de traitement des réclamations	X		
	Qualité de la facturation BT	X		
	Qualité de la facturation HTA	X		
	Le coût du Kwh		X	
Gaz	Délai de satisfaction des demandes de raccordement pour les branchements simples	X	X	
	Délai de satisfaction des demandes de raccordement pour les extensions de réseau	X	X	
	Délai de réponse aux réclamations / Délai de traitement des réclamations	X	X	
	Taux de réalisation des demandes dans les délais Branchements simples	X		
	Taux de réalisation des demandes dans les délais extension des réseaux	X		
	Taux de traitement des réclamations	X		
	Qualité de la facturation BP	X		
	Qualité de la facturation MP	X		
	Le coût de la thermie		X	

Source : construction personnelle à partir des données de la CREG, 2018.

*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZEN ALGÉRIE.*

**Tableau n°15 :** évolution des indicateurs de performance du volet financier par plan d'engagements.

Énergie	Indicateur	Période des plans d'engagement		
		2010-2014	2016-2020	2018-2022
Elec.	Taux de Pertes sur les réseaux HTA et BT	X	X	X
	Délai crédit client BT AO	X	X	x (privé)
	Délai crédit client BT FSM	X	X	x (privé)
	Délai crédit client HTA	X	X	x (privé)
Gaz	Taux de pertes gaz sur les réseaux MP/BP	X	X	X
	Délai crédit client BP AO	X	X	x (privé)
	Délai crédit client BP FSM	X	X	x (privé)
	Délai crédit client MP	X	X	x (privé)

Source : construction personnelle à partir des données de la CREG, 2018.

**Tableau n° 16 :** évolution des indicateurs de performance du volet technique par plans d'engagements.

Énergie	Indicateur	Période des plans d'engagement		
		2010-2014	2016-2020	2018-2022
Elec.	Temps de coupure lié aux incidents des réseaux de distribution (SAIDI BT incidents)	X	x	X
	Temps de coupure lié aux incidents des réseaux de distribution (SAIDI HTA incidents)	X	x	X
	Temps de coupure lié aux travaux d'entretien programmés (SAIDI BT travaux entretien)	X		
	Temps de coupure lié aux travaux d'entretien programmés (SAIDI HTA travaux entretien)	X		
	Temps de coupure lié aux travaux (SAIDI BT travaux)	X		
	Temps de coupure lié aux travaux (SAIDI HTA travaux)	X		
	Fréquence de coupure liée aux incidents des réseaux de distribution (SAIFI BT incident)	X	x	X
	Fréquence de coupure liée aux incidents des réseaux de distribution (SAIFI HTA incident)	X	x	X
	Fréquence de coupure liée aux travaux d'entretien (SAIFI BT travaux d'entretien)	X		
	Fréquence de coupure liée aux travaux d'entretien (SAIFI HTA travaux d'entretien)	X		
	Fréquence de coupure liée aux travaux (SAIFI BT Travaux)	X		
	Fréquence de coupure liée aux travaux (SAIFI HTA Travaux)	X		
	Temps Équivalent de Coupure (TEC)	X		
	Qualité de la tension BT	X		
	Gaz	Le temps moyen de coupure lié aux incidents de distribution Gaz	X	x
La fréquence moyenne de coupure par client pour le Gaz		X	x	X
Le rapport du taux d'évolution annuel des clients Elec par rapport aux clients Gaz			x	
Qualité de pression BP		X		

Source : construction personnelle à partir des données de la CREG, 2018.

**Tableau n°17** : évolution des indicateurs de performance du volet sécurité par plans d'engagements.

Énergie	Indicateur	Période des plans d'engagement		
		2010-2014	2016-2020	2018-2022
Elec.	Taux de fréquence des accidents de travail	X		
	Taux de gravité des accidents de travail	X		
Gaz	Taux de fréquence des accidents de travail	X		
	Taux de gravité des accidents de travail	X		

Source : construction personnelle à partir des données de la CREG, 2018.

### 3. Comprendre les indicateurs de performance étudiés

Les indicateurs retenus sont relatifs à la période étudiée (2010-2017). Pour nous permettre de constater la continuité de l'évolution des paramètres de performance des concessions de distribution, nous avons choisi les indicateurs maintenus dans les deux premiers plans d'engagements (les indicateurs communs aux huit années étudiées), dans les trois volets, à savoir :

- technique (électricité et gaz);
- commerciale (électricité et gaz) ;
- financier (électricité et Gaz)

Pour cela, et à travers nos lectures, il convient d'abord de donner une définition des indicateurs retenue ainsi que les solutions et les engagements à faire pour pouvoir les améliorer<sup>452</sup>.

#### 3.1. Volet technique

Les règles de conception et d'exploitation des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz ont été évoqué dans le JORA n°03 du 19 mai 2019 par son décret exécutif n°10-138 du 13 mai 2010<sup>453</sup>, qui stipule que : « les ouvrages doivent comporter [...], des systèmes de comptage, de protection, de télé-information et éventuellement de contrôle de commande »<sup>454</sup>.

<sup>452</sup> Quelques solutions proposées sont inspirées des expériences et des technologies des pays européens.

<sup>453</sup> Fixant les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz.

<sup>454</sup>JORA n°03 du 19 mai 2010, Décret exécutif n°10-138 du 13 mai 2010 « fixant les règles techniques de conception d'exploitation et d'entretien des réseau de distribution de l'électricité et du gaz », P.8.

Pour mieux assurer la mission du service public, un plan de développement des réseaux du distributeur doit prévoir la capacité afin de satisfaire la demande en énergie électrique et gazière dans les conditions de qualité et de continuité de services requis.

Il est à noter, que l'exploitation des réseaux de distribution doit répondre aux exigences citées dans ce même décret, comme suit :

- le contrôle du taux d'odorisation du gaz [...] ;
- la coordination avec les gestionnaires des réseaux et les autres utilisateurs pour une meilleure fiabilité et efficacité des réseaux ;
- le respect des procédures de consignation d'ouvrages [...], par le personnel du distributeur ;
- l'exploitation des ouvrages doit se faire, par un personnel qualifié et habilité sur site ou à distance, à l'aide de dispositifs de télécommande.

Par ailleurs, et dans le cadre de la gestion technique des réseaux, le distributeur (selon le décret exécutif n° 10-138), doit : établir et maintenir à jour les plans des réseaux après chaque mise en service d'un nouvel ouvrage ; établir les schémas de réseaux distribution avant le 31 mars pour les données relatives à l'année précédente ; échanger avec les gestionnaires des réseaux de transport des deux énergies, ainsi qu'avec les utilisateurs concernés les informations liées aux réseaux ; informer et former les agents de la distribution sur les différents professionnels susceptibles de parvenir lors de l'exercice de leur fonction ; s'assurer que les travaux à effectuer sur les réseaux ou à leur alentour sont assurés par un personnel qualifié et habilité ; remettre les plans des réseaux de distribution annuellement et d'une manière systématique, ou bien suite à la demande des autorités locales et territoriales après chaque nouveau projet ou modification importante.

L'application ou non de ces dispositifs se ressent à travers les indicateurs de performance technique pour chaque énergie.

- **Pour l'électricité**

Plusieurs facteurs peuvent intervenir dans la constitution de la qualité du réseau de distribution électrique. La Fédération Nationale des collectivités concédantes et régies de France (FNCCR) a cité un nombre<sup>455</sup>, à savoir :

- l'âge du réseau;
- l'architecture du réseau ;
- les règles techniques ;
- les matériaux utilisés ;
- les conditions de protection et de mise à la terre ;
- le degré d'automatisation ;
- l'adaptation aux conditions climatiques locales ;
- les modalités d'exploitation et les conditions d'intervention en cas d'incident ;
- la maintenance ;
- le taux d'enfouissement<sup>456</sup>.

La consommation électrique devient de plus importante, et pour assurer la continuité de sa fourniture il est important pour les gestionnaires de ces réseaux de prouver cette fiabilité.

À cet effet, deux normes internationales ont été créées par l'institut des ingénieurs Électricité Électronique (IEEE) : SAIDI, SAIFI et la relation entre les deux est la résultante du critère CAIDI. Ces deux critères ou indicateurs ou même appelés « indexes », permettent aux gestionnaires et/ou aux utilités des réseaux (*network utilities*) à mesurer et à comparer leur fiabilité dans la performance.

Un système de remboursement en cas d'une longue interruption peut s'imposer vis-à-vis du client (tel est le cas en Finlande).<sup>457</sup>

Les critères SAIDI et SAIFI sont calculés à partir de la base de données du réseau. Ils permettent de constater les défaillances pour pouvoir améliorer les infrastructures.

---

<sup>455</sup> Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies FNCCR, « Étude technique sur la fragilité du réseau public de distribution d'électricité face aux événements climatiques majeurs », KB intelligence, 10 septembre 2009, P.12.

<sup>456</sup> Enterrement du réseau dans les tranchées souterraines.

<sup>457</sup> [www.ensto.com](http://www.ensto.com), consulté le : 14/12/2019.

Les critères SAIDI et SAIFI sont définis comme suit :

- SAIDI (*System Average Interruption Frequency Index*): est un indicateur « d'indisponibilité de fourniture annuelle, qui renseigne sur le nombre moyen de minutes sans alimentation »<sup>458</sup>, autrement dit cet indicateur « évalue la durée cumulée moyenne d'interruptions ressenties par un client sur une période d'une année »<sup>459</sup>, sa formule est comme suit :

***SAIDI = Somme totale des durées d'interruption ressenties par les clients/ le nombre total des clients.***

- SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) : ce critère « porte sur la fréquence des pannes »<sup>460</sup>, autrement dit « il désigne le nombre moyen d'interruptions ressentis par un client sur période donnée »<sup>461</sup>. Et se calcul par la formule suivante :

***SAIFI = Somme totale des clients ayant ressenti des interruptions de service/le nombre total des clients.***

- l'indicateur CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*) consiste à comptabiliser la durée moyenne des interruptions par clients<sup>462</sup>. Il se calcul comme suit :

***CAIDI= SAIDI/ SAIFI.***

<sup>458</sup> BALZANO Vincenzo, « Défaut encadré : une gestion fine et sélective des défauts diminue les pannes », ABB review, Avril 2014, Dalmine (Italie), P.19.

<sup>459</sup> [www.senelec.sn](http://www.senelec.sn), consulté le 14/12/2019.

<sup>460</sup> BALZANO Vincenzo, Ibid.

<sup>461</sup> [www.senelec.sn](http://www.senelec.sn), Ibid.

<sup>462</sup> BALZANO Vincenzo, Ibid.



- Exemple d'EDF pour une meilleure performance technique : des engagements sont à proposer :

Pour une meilleure performance technique, EDF a établi une liste d'engagements (cités dans le tableau n°18 ci-dessous), pour améliorer la qualité de tension et pour assurer la continuité de l'alimentation.

**Tableau n° 18 :** les engagements d'EDF pour améliorer la qualité de tension et pour assurer la continuité de l'alimentation.

Les composantes de la qualité technique	Les engagements	
La continuité de l'alimentation	<u>Coupures planifiées liées aux travaux</u>	<u>Coupures liées aux incidents</u>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Mettre en place des consultations préliminaires ;</li> <li>-Informers les clients de manière individuelle ou collective et ne pas dépasser le seuil de deux (02) coupures par an chacune d'une durée maximum de 4 heures.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Une compensation pour toute coupure supérieure à six (06) heures valorisées à 2% de l'abonnement annuel ;</li> <li>-Définir le nombre maximum d'incidents en fonction du type de défaut (coupure brève ou longue) et la zone géographique du site en excluant les catastrophes naturelles ou sabotages ;</li> <li>-Donner accès à tous les clients à un centre d'appels ouvert 24H/24 ;</li> <li>-Envoyer un rapport d'incident à chacun d'eux (clients) au plus tard deux (02) Jours après l'incident.</li> <li>Pour les clients de puissance supérieure à 02 MW, ils sont prévenus au téléphone au début et à la fin de la coupure et une analyse détaillée est envoyée au plus tard un mois après l'incident.</li> </ul>
La qualité de tension	Amélioration : des variations de tension, des fluctuations rapides de la tension, du déséquilibre, de la fréquence, des creux de tension et des harmoniques.	

Source : BERTHET L. et al (EDF R&D), 2006, PP.2-3.

Aussi, et afin d'assurer au mieux la qualité et la continuité de l'alimentation en énergie électrique, il faut doter le réseau de distribution, de technologies intelligentes, et suivre sa

progression. Les équipements de surveillance du réseau électriques doivent être intelligents et réactifs. Selon BALZANO V. (2014, P.17), Cela permet :

- d'identifier, de localiser et d'isoler un défaut le plus vite possible ;
- réduire au minimum le nombre de dispositifs hors-service pour alimenter au mieux le client ;
- améliorer le rendement tout en minimisant les pertes.

L'amélioration de la qualité et de la continuité de l'alimentation en énergie électrique à travers l'amélioration des indicateurs SAIDI et SAIFI se fait aussi par « l'analyse de l'emplacement optimal des disjoncteurs ré-enclencheurs »<sup>463</sup>, qui offre à son tour « une optimisation par objectif pondéré »<sup>464</sup>.

Pour améliorer la qualité technique de l'électricité, des technologies sont utilisées. Selon l'ENSTO (2019), les solutions pour améliorer les indicateurs SAIFI et SADI sont :

- le courant continu basse tension améliore la fiabilité de la distribution et augmente sa capacité (exemple : la technologie LVDC *Micro grid*<sup>465</sup>) ;
- une solution adaptée aux zones faiblement peuplées, pour un réseau de distribution vieillissant (exemple : la technologie LVAC *power quality*<sup>466</sup>) ;
- une solution pour la correction rapide des défauts et pour une amélioration de la reconfiguration du réseau (exemple : *Network automation*<sup>467</sup>)

- **Pour le gaz**

Les incidents relatifs aux réseaux de distribution du gaz peuvent être les conséquences de plusieurs causes, dont on peut citer les plus fréquentes, à savoir : des agressions d'ouvrages

<sup>463</sup> *Powering Business World wide* (EATON), « Améliorez la fiabilité du réseau en plaçant les disjoncteurs, réenclencheurs aux emplacements optimaux », États Unis, Novembre 2014, P.2.

<sup>464</sup> Ibid.

<sup>465</sup> « Ensto LVDC (courant continu basse tension) permet par exemple une branche de réseau électrique indépendante avec fonctionnalité microgrid, interconnectivité avec les énergies renouvelables et stockage d'énergie ». [www.ensto.com](http://www.ensto.com), consulté le 07/01/2021.

<sup>466</sup> Les solutions de qualité d'énergie à courant alternatif basse tension (LVAC) améliorent la qualité de l'électricité et la rendent plus sûre pour les utilisateurs finaux. Ibid.

<sup>467</sup> « Rend le réseau de distribution électrique plus fiable et plus sûr en raccourcissant considérablement la durée des coupures de courant. Les solutions réduisent les frais d'entretien des lignes aériennes et les coûts d'interruption de la transmission ». Ibid.

suite à des travaux effectués à proximité des réseaux<sup>468</sup> ; la fonte d'une canalisation en polyéthylène<sup>469</sup> ; endommagement d'une canalisation suite à un court-circuit électrique ; ou suite à des fuites survenues au niveau des vannes de barrage, de robinet, ou de joint isolant<sup>470</sup>.

Ces incidents peuvent être aussi à l'origine d'autres facteurs, tels que : « le manque de fiabilité des renseignements communiqués ; l'absence ou l'insuffisance de contrôles sur le terrain par les opérateurs du réseau de distribution ; imprécision voir l'inexactitude des plans de réseau qui doivent être signalés en permanence ; le risque de corrosion pour les tubes en acier ou aux matériaux intrinsèques à la tuyauterie et formation insuffisante du personnel »<sup>471</sup>.

### **3.2. Volet commercial**

Pour comprendre les indicateurs de ce volet, il est important de connaître d'abord les différentes phases de traitement de la demande de prestation de service d'un client. La durée varie d'une phase à une autre, mais le souci du concessionnaire est une la réduction de cette durée dans les différentes phases.

Les phases de traitement de la demande du client sont résumées comme suit :

---

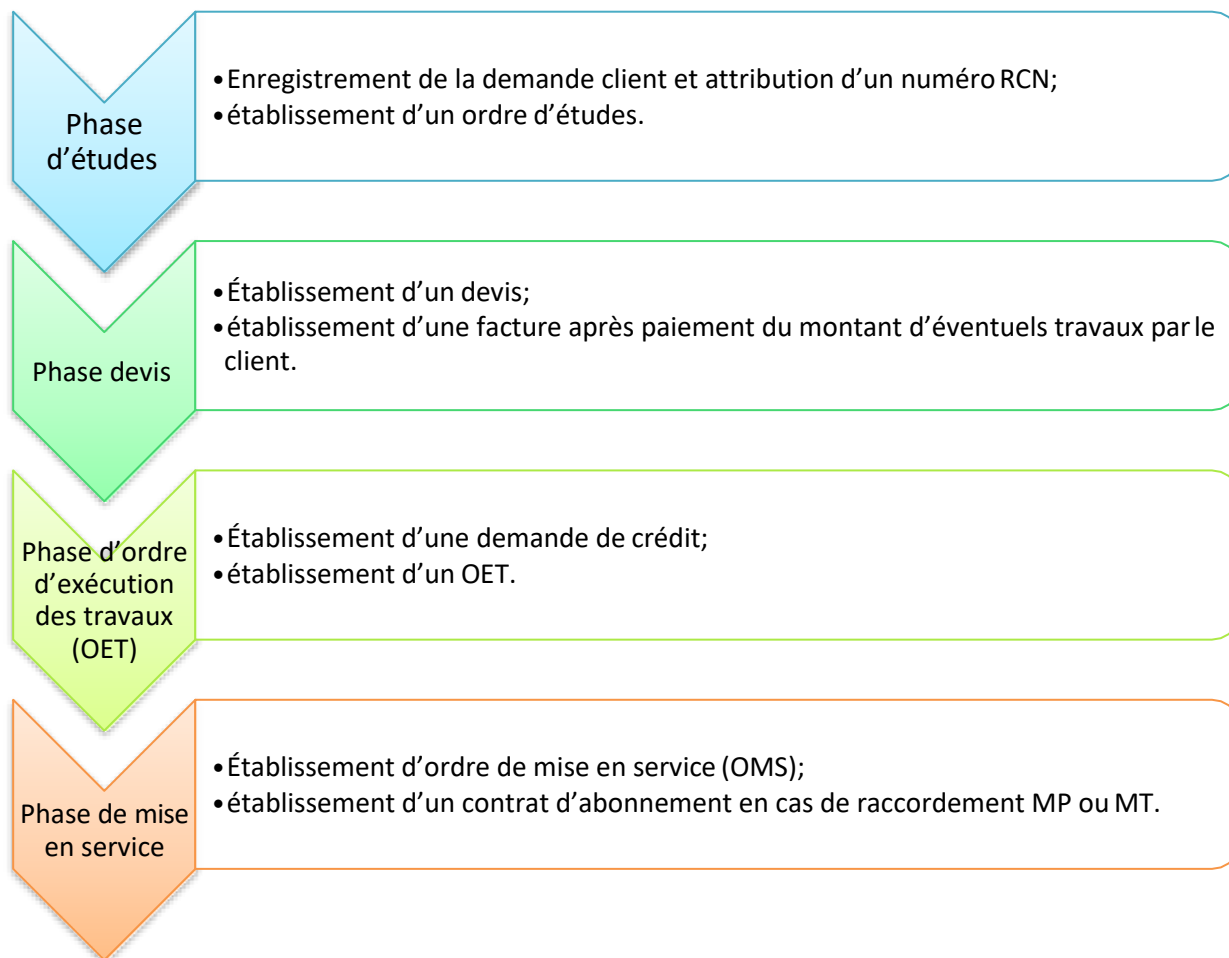
<sup>468</sup> Travaux de voiries par exemple effectués par des engins de travaux.

<sup>469</sup> Suite à un incendie par exemple.

<sup>470</sup> Ministère du développement durable-DGPR/BARPI, « Canalisation de distribution de gaz », ARIA, 2017, P.26.

<sup>471</sup> Ibid.

Figure n° 21: les quatre phases de traitement de la demande du client.



Source : construction personnelle, 2020.

Nous pouvons aussi détailler davantage ces phases en les classant par étapes (six étapes), qui constituent dans l'ensemble les procédures de raccordement<sup>472</sup> d'un réseau<sup>473</sup> (électrique ou gazier) soit pour un branchement simple, soit pour une extension de réseau.

- *Étape 1* : accueil et qualification de la demande de raccordement (pour un branchement<sup>474</sup> ou pour une extension de réseau<sup>475</sup>);

<sup>472</sup> Pour plus de détails sur les règles économiques pour les droits de raccordement au réseau et autres actions nécessaires pour la satisfaction de la demande d'alimentation des clients en électricité et gaz, se référer au JORA n°19 du 21 mars 2010 dans son décret exécutif n°10-95 du 17 mars 2010.

<sup>473</sup> SDA/Direction commerciale et marketing, « Procédure de traitement des demandes de la clientèle relative au raccordement en énergie électrique, de puissance inférieure ou égale à 15000 kw, au réseau de distribution de l'électricité haute tension classe « A » et basse tension (HTA/BT), décision D/06-13/cd, 26 septembre 2013, PP.3-11.

<sup>474</sup> Ce cas relève de l'agence commerciale.

<sup>475</sup> Ce cas relève de la division des relations commerciales au niveau de la direction de distribution.

- *Étape 2* : étude et élaboration du devis de raccordement. Le délai maximum d'envoi de ce dernier est d'une (01) semaine pour le branchement et d'un mois pour les extensions concernant les installations individuelles ensemble collectif, à compter de la date de réception de la demande. Le dépassement de ces délais, peut faire objet d'une réclamation de la part du client ;
- *Étape 3* : élaboration du contrat de fourniture et convention de supervision, signés conjointement entre le client et le distributeur ;
- *Étape 4* : conditions préalables à la réalisation des travaux de raccordement (devis signé, contrat de raccordement et de fourniture ou convention de supervision signé, règlement total ou d'une avance du montant du devis, les autorisations obtenues par le distributeur de type administratif, de voirie, etc. et les aménagements nécessaires pour le passage des ouvrages) ;
- *Étape 5* : réalisation des travaux de raccordement (conditionné par l'obtention des différentes autorisations sus-citées et le règlement du devis par le client). Le délai de réalisation d'un branchement simple est de dix (10) jours maximum (y compris la pose des compteurs et la mise en service de l'ouvrage). Pour les extensions de réseau ce délai varie selon plusieurs paramètres. Ce délai est compté à partir de la date du règlement du devis et de l'obtention des autorisations<sup>476</sup> ;
- *Étape 6* : la mise en service de l'ouvrage, qui nécessite à son tour : la remise d'un dossier technique conforme et des pièces justificatives, au cas où le demandeur exécute lui-même la réalisation des travaux ; le paiement par le client des différents frais et facture des travaux ; la levée des réserves liées aux travaux et le rassemblement des conditions de sécurité nécessaires pour l'ouvrage. Cette étape arrive juste après la réception de l'ouvrage par le distributeur dans la limite des travaux fixés.

➤ *Exemple d'EDF pour la satisfaction de la clientèle pour l'énergie électrique :*

L'ouverture du marché de l'électricité nécessite de fournir, en plus de l'énergie électrique, une ou plusieurs gammes de services et de conseils.

---

<sup>476</sup> Sauf dans le cas où des événements imprévisibles et indépendants de la volonté du distributeur surviennent.

EDF, par exemple présente trois gammes d'offres de services et de conseils (Tableau n°19), qui contribuent d'une manière importante dans l'amélioration de la qualité de commercialisation et à la satisfaction de la clientèle (BERTHET L. et al. (EDF R&D), 2006, P.5), à savoir :

- la gamme « OPTIMIA » : orientée vers l'efficacité énergétique ;
- la gamme « équilibre » : orientée vers des conseils en relation avec l'environnement ;
- la gamme « Excelis » : orientée vers la qualité et la fiabilité de la qualité de l'alimentation.

Les offres de cette dernière<sup>477</sup> sont réunies dans le tableau ci-dessous :

**Tableau n° 19:** les offres d'EDF pour l'amélioration de la qualité et la fiabilité de la qualité de l'alimentation.

Offres	Définition	Services
Diagnostic Excelis	Étude de l'alimentation du client et de son processus	Identification des origines des perturbations (phénomènes atmosphériques, moteurs, convertisseurs électroniques, etc.)
		Estimation des coûts de non-qualité (pertes de production, données informatiques, casse, etc.)
		Présentation des solutions possibles.
		Recommandations techniques des solutions de désensibilisation.
Performance Excelis	Étude de la performance des équipements	Mise en place des équipements de désensibilisation pour fiabiliser les équipements sensibles à la non-qualité électrique.
Puissance Excelis	Amélioration de puissance	Remplacer ou modifier le poste d'alimentation du client

Source : BERTHET L. et al. (EDF R&D), 2006, P.5.

La prise en charge et le traitement des réclamations font partie des indicateurs de performance les plus importants, car ils mesurent la qualité de service.

Pour ce qui est des réclamations des clients l'opérateur doit répondre d'une manière rapide et efficace à celles-ci. C'est pour cette raison que la Sonlegaz prend en charge le traitement de trois types de réclamations :

- *orale* : lorsque le client se présente au niveau de l'unité de rattachement au niveau de l'agent d'accueil ;

<sup>477</sup> Qui peuvent nous inspirer dans les propositions des solutions pour l'amélioration des indicateurs étudiés.

- écrite : par le biais d'une lettre déposée avec un accusé de réception ;
- par téléphone : au service TIA ou au 3303<sup>478</sup>.

Après la réclamation, le distributeur est tenu de transmettre un accusé de réception, ainsi qu'une explication générale de la procédure de traitement de sa réclamation, dans les trois (03) jours à compter de la date de réception de sa requête écrite<sup>479</sup>. « Le délai imparti à toute réponse définitive dépend de la réclamation et de sa complexité et ne pourra dépasser un (01) mois »<sup>480</sup>.

Il existe quatre (04) niveaux de réclamation. Le passage d'un niveau inférieur à un niveau supérieur dépend de la capacité de résolution et de réponse à la réclamation des requérants, ou non, par l'un de ces niveaux. On trouve en premier lieu l'agence commerciale, puis la direction de la distribution (DDx), la région de distribution (RDx) et enfin la CREG.

La Sonelgaz classe les réclamations en deux catégories (pour les deux types d'énergie) : des réclamations urgentes et des réclamations ordinaires. La figure suivante organise et présente ces types de réclamation.

---

<sup>478</sup> En appelant ce numéro des télé-conseillers répondent, par un centre de contact opérationnel 7j/7 et 24h/24 aux prix d'une communication locale, le type de réclamations reçu sont d'ordre, commerciales, dépannage électricité, dépannage gaz et assistance. Le client doit communiquer au télé-conseiller : nom, prénom, n° de téléphone et référence client. [www.sadeg.com](http://www.sadeg.com), consulté le 31/08/2020.

<sup>479</sup> CREG, « Procédure de réclamation auprès du distributeur de l'électricité et du gaz », 26 septembre 2013, P.1.

<sup>480</sup> CREG, Op.cit., 2013, P.1.

**Figure n°22** : classification des réclamations des clients de la DD par nature et par énergie.

Réclamation concernant l'énergie électrique	
Réclamations urgentes	Réclamations ordinaires
<p>Atteinte aux ouvrages; incidents sur réseau HTA affectant plusieurs localités ou clients industriels; incendie sur colonne montante; explosion et/ou inondation d'ouvrage électrique; électrocution; conducteur à terre; coupure de courant; panne de courant; panne collective ou panne individuelle.</p>	<p>Retard dans le raccordement en énergie électrique; facture BT AO contestée; facture BT AO non présentée; indexe non relevé ou compteur défectueux; coupures fréquentes; chutes de tensions; demande de changement de tarif, puissance; demande de modification de nom, adresse, exonération TVA, taxe d'habitation; Demande de rétablissement suite à une coupure pour impayées; indemnisation pour équipement endommagés; retard dans la réalisation d'une extension ou d'un déplacement de réseau BT/HTA; retard dans la mise service des clients HTA; retard dans la résiliation/mutation HTA ou FSM/FRM; retard dans la révision; de la puissance mise à disposition (PMD); droits de suite; facture HTA ou mémoire FSM/FRM contestés; indemnisation pour: passage de réseau ou implantation d'ouvrage sur une propriété privée, ou une culture endommagée.</p>
Réclamation concernant l'énergie gazière	
Réclamations urgentes	Réclamations ordinaires
<p>Fuite de gaz sur installation intérieure, sur réseau, colonne montante ou détendeur; atteintes aux ouvrages gaz; incendie; explosion causant des dégâts matériels; rupture d'alimentation sur poste de livraison gaz ou canalisation; panne collective (colonne montante par exemple) ou panne individuelle.</p>	<p>Retard dans le raccordement en énergie gazière; facture BP AO contestée; facture BP AO non présentée; Indexe non relevé ou compteur défectueux; coupures courantes, chutes de pressions; demande de changement de tarif, débit; demande de modification de nom, adresse, exonération TVA, taxe d'habitation; demande de rétablissement suite coupure coupure pour impayé; retard dans la réalisation d'une extension ou d'un déplacement de réseau BP/MP; retard dans la mise en service MP; retard dans la résiliation/mutation MP ou FSM/FRM; retard dans la révision du débit mis à disposition (DMD); droits de suite; facture MP ou mémoire FSM/FRM contestés; indemnisation pour: le passage de réseau sur une propriété privée ou une culture endommagée.</p>

Source : construction personnelle à partir de : CREG, « Procédure de réclamation auprès du distributeur de l'électricité et du gaz », 26 septembre 2013, PP.2-10.



### 3.3. Volet financier

Il est important d'améliorer la performance énergétique des réseaux de distribution et cela non seulement, pour réduire l'empreinte carbone de son entreprise, mais aussi pour réduire ses coûts de rachat d'énergie affecté pour la couverture des pertes (Mathias Laffont, 2009, P.1).

Les pertes d'énergie sont influencées par la longueur des lignes et les conditions climatiques, et leur résistance dépend de la conception et de l'installation du réseau (structure du réseau).

Les pertes d'énergie électrique dans un réseau de distribution peuvent être d'origine technique ou non-technique.

Les premières peuvent survenir sur les lignes électriques ou dans les transformateurs HT/BT.

Les deuxièmes consistent en une consommation non-enregistrée, dû au vol de cette énergie ou aux erreurs de comptage et/ou de profilage.

Pour réduire les pertes sur les réseaux de distribution, il existe des moyens techniques et des moyens économiques.

Les moyens techniques cités dans l'article de LAFFONT Mathias (2009, P.6), sont énumérés comme suit :

- agir sur la résistance au mètre (nature de l'alliage du câble, le diamètre ou la section du câble, etc.), cette solution est coûteuse pour les opérations de renouvellement, mais s'avère un bon investissement pour les nouvelles installations ;
- pour les ouvrages déjà existants, il est nécessaire d'optimiser le réseau tout en assurant sa sécurité ;
- investir dans le volet recherche et développement d'une manière générale et dans les compteurs intelligents<sup>481</sup> d'une manière particulière, car ces derniers permettent une meilleure anticipation et gestion de la consommation électrique sur tous les niveaux (consommateur ou exploitant) ;

---

<sup>481</sup> Comme ceux proposés en Californie par PG&E à San Francisco et par *South California Edison* à Los Angeles, *In. Les Echos*, « États Unis : un réseau électrique sobre et intelligent », 27/04/2009, P.12.

- diminution des pertes de fer des transformateurs, grâce à la modification de leurs paliers ;
- une autre solution s'offre mais plus radicale, qui est la production décentralisée<sup>482</sup>, et « qui consiste à produire l'électricité dans le lieu de consommation réduisant à zéro la longueur des lignes d'acheminement et donc les pertes créées par celle-ci »<sup>483</sup>.

Les pertes techniques sont tolérables et ne peuvent pas être évitées. Un seuil de tolérance a été fixé par la Sonelgaz et ne doit pas dépasser le seuil de 7%.

Quant aux pertes non-techniques (de gestion), dépendent de la gestion du réseau de distribution de la clientèle en relation avec la relève, la facturation, le traitement des signalés<sup>484</sup>, etc.

Par ailleurs, et en ce qui concerne l'énergie gazière, on parle de perte de charge lorsque la pression du gaz en sortie est inférieure à la pression du gaz en entrée. « Cette perte dépend du débit, du type de gaz et des caractéristiques de la canalisation (diamètre, longueur, rugosité, etc. »<sup>485</sup>.

Lorsqu'il s'agit des pertes de l'énergie gazière dans le réseau, on parle alors ici du rendement.

Les créances ainsi que la durée de leur recouvrement (délai crédit client), sont considérés comme des indicateurs de performance par excellence et sont calculés d'une manière systématique. Les créances des clients représentent des fonds appartenant à la Sonelgaz mais qui ne sont pas en sa possession. Les besoins de trésorerie lui imposent de recouvrer ses créances en intégralité et dans une durée réduite (recouvrer les créances à terme).

Le délai de crédit client est un indicateur financier exprimé en nombre de jours. C'est la durée moyenne pour le paiement des factures par les clients de la Sonelgaz.

Les définitions et les formules des indicateurs étudiés sont présentés dans l'annexe n°08.

<sup>482</sup> Par l'éolienne, le photovoltaïque ou les petites hydrauliques, la pile à combustibles et l'énergie verte.

<sup>483</sup> LAFFONT Mathias, « Pertes d'énergie dans les réseaux de distribution d'électricité », Juin 2009, P.6.

<sup>484</sup> Traitement des anomalies signalés au niveau des compteurs.

<sup>485</sup> DERHY Nicolas, et *al.* « Problème combinatoire sur le réseau de transport de gaz », ARTELY/CRIGEN, ENGIE/Direction recherche et technologie, P.5.

*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.*

\*

\*

\*

Dans le cadre de l'application du décret exécutif n°08-114, des indicateurs pertinents ont été retenus par les distributeurs et la CREG<sup>486</sup>. Ils ont pris un nombre de plus en plus réduit au fil du temps, dans les plans d'engagements quinquennaux, selon les besoins en information, sur la performance d'un point de vue technique, commercial et financier.

Les plans quinquennaux essaient de répondre à chaque fois, aux enjeux d'amélioration effective de la qualité du service rendu au client. C'est aussi un défi qui se concrétise par la mise en accord des réglementations, pour atteindre un niveau de performance élevé et reconnu à l'échelle internationale.

À cet effet, les concessions de distribution essaient de fournir des efforts en matière d'atteinte d'objectifs avec les moyens alloués pour cette mission.

---

<sup>486</sup> CREG, « La commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) publie son rapport d'activité 2008 », Direction de la communication, Fiche Médias/2009001, Alger, 31 mai 2009, P.7.

## **Section II : analyse de l'évolution de la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz.**

Comme nous l'avons précédemment évoqué, les concessions s'engagent (dans les plans d'engagement quinquennaux) à améliorer les critères de performance, notamment ceux qui concernent les trois volets : technique, commercial et financier, pour les deux énergies.

Dans chaque plan d'engagement, les autorités concédantes, les concessionnaires et le régulateur (CREG), ciblent les points à améliorer avec la conjugaison des efforts des trois parties, pour poursuivre ce qu'a été entrepris auparavant.

Dans cette section, et dans le but de constater l'amélioration (ou non) des indicateurs de performance des trois volets cités plus haut, nous allons présenter et analyser leur évolution à travers le temps (2010-2017)<sup>487</sup>. Cette évolution concernera les quatre (04) filiales de distribution (RDO, RDE, SDA, RDC).

---

<sup>487</sup> 2010 est la date de la mise en œuvre du régime de concession. La limitation de cette période à 2017 est expliqué par le fait que notre stage au niveau de la CREG s'est déroulé entre 2018 et 2019 et que les données d'une année N est toujours arrêté au mois de juin de l'année N+1.

## **1. Présentation de la démarche**

À partir de la restitution des données sur la plateforme de la CREG de l'ensemble des indicateurs de performance, de la période 2010-2017 (2010 année du début du régime de concession et 2017 comme année de fin de cette période, justifié par l'achèvement de notre contrat de stage en 2018 sachant que les états des restitutions ne sont arrêtés qu'en fin juin de chaque année), de toutes les concessions de distribution <sup>488</sup>(à l'état brut), nous avons essayé d'analyser l'évolution de la performance des filiales de distribution par région (SDA, RDE, RDO, RDC). Pour aboutir à cela nous avons passé par les étapes suivantes :

- *étape n°1* : le tri des indicateurs de performance par concession de distribution ;
- *étape n°2* : la prise en compte des indicateurs communs entre les années de la période étudiée, afin de mieux constater les indicateurs clés maintenus, du début de cette période jusqu'à son achèvement, et leur évolution ;
- *étape n°3* : élaboration du tableau de l'évolution des indicateurs de performance (20 indicateurs) classée par volets<sup>489</sup>, de l'ordre de trois : technique (électricité/gaz), commercial (électricité/gaz), financier (électricité/gaz) ;
- *étape n°4* : calcul des écarts à partir de la différence entre les réalisations et les objectifs de chaque indicateur, durant la période considérée par concession de distribution ;
- *étape n°5* : calcul du taux de réalisation (réalisation/objectif \*100), par indicateur, durant la période considérée par concession de distribution ;
- *étape n°6* : élaboration du tableau de l'évolution des taux de réalisation des indicateurs de performance des filiales de distribution (moyenne des taux de réalisation des indicateurs de performance des concessions de distribution (classé par SDA/RDx<sup>490</sup>)) ;
- *étape n°7* : le marquage des bonnes performances (celles qui ont un taux de réalisation  $\leq 100$  autrement exprimé des réalisations  $\leq$  aux objectifs) et des mauvaises performances (celles qui ont un taux de réalisation  $> 100$ , autrement dit, des réalisations  $>$

---

<sup>488</sup> Classées par la suite selon la dernière détermination des périmètres des concessions, selon la décomposition administrative en 48 wilayas. Nous aurons donc à étudier 48 concessions de distribution (une par wilaya).

<sup>489</sup> Ou autrement appelé : des paramètres.

<sup>490</sup> Voir l'annexe n°9.

aux objectifs), vu que le but de ces concessions est de minimiser les réalisations qui représentent dans l'ensemble : des durées, des délais, des nombres ou des taux à réduire ;

- *étape n°8* : représentation graphique des tableaux (de l'étape 6), afin de mieux constater et de mieux illustrer l'évolution durant la période de concession étudiée ;
- *étape n°9* : analyse de l'évolution des indicateurs de performance par filiales de distribution ;
- *étape n°10* : élaboration d'un tableau qui fait ressortir les taux d'atteinte des objectifs (Nombre de taux de réalisation < 100 par indicateur /Le nombre d'années qui est de huit (08)) ;
- *étape n°11* : analyse du tableau de l'étape 10 ;
- *étape n°12* : élaboration de taux d'atteinte d'objectif par SDA/RDx (nombre de taux de réalisation < 100/nombre d'indicateurs étudiés par année, qui est de vingt (20)) ;
- *étape n°13* : représentation graphique du tableau de l'étape 12 pour mieux observer les performances des directions de distributions et les années à laquelle elles ont enregistré leurs bonnes et leurs mauvaises performances.

Les dix (10) premières étapes vont être présentées dans le titre 2 ci-dessous et les étapes restantes dans le titre qui le suit.

## **2. Évolution des indicateurs de performance par filiale de distribution**

Nous allons dans ce point apprécier l'évolution des performances des régions de distribution de la Sonelgaz au niveau national, pour la période de 2010 à 2017. Cette appréciation concerne les indicateurs des trois volets : technique, commercial et financier, relatifs à la distribution de l'énergie électrique et gazière.

### **2.1. Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution du centre (RDC)<sup>491</sup>**

- *Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique/électricité :*

L'indicateur SAIDI BT suite incident enregistre une augmentation du taux de réalisation de 2010 à 2014, ce qui traduit un dépassement dans les réalisations par rapport aux objectifs

---

<sup>491</sup> Voir l'annexe n°10.

assignés. Ce dépassement veut dire que le temps moyen de coupure (en heure décimale) est de plus en plus supérieur par rapport aux objectifs des années de 2010 à 2014. Le pic de cette tendance a été constaté en 2013 avec un taux de réalisation de 213,73%, pour connaître par la suite une baisse conséquente qui va jusqu'à 70,73% en 2016.

La même tendance, est constatée pour l'indicateur SAIDI HTA suite incident, avec une certaine maîtrise durant l'année 2016 avec un taux de réalisation de 67,28%. Durant les trois dernières années étudiées (2015-2016 et 2017), une nette maîtrise des deux premiers indicateurs est constatée.

En ce qui concerne la fréquence moyenne de coupure (en nombre d'interruptions) suite incident, traduite par l'indicateur SAIFI pour les deux types de tensions (HTA et BT), la courbe reste quasi-identique. Elle illustre le taux le plus élevé en 2013 (217,03% pour la BT et 224,14% pour la HTA), et une meilleure performance en 2016 (87,34% pour la BT et 83,43% pour la HTA).

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique/gaz :*

Nous observons une fluctuation de la tendance des deux indicateurs, qui font partie de ce paramètre.

Les deux meilleures performances, du TMC suite incident dans les réseaux de distribution gaz, ont été observées en 2010 et en 2011 avec un taux avoisinant les 65%. Le taux de réalisation du TMC le plus élevé a été atteint en 2016 (plus de 2 fois et demie l'objectif fixé) avec un taux de 255,05%, pour ensuite redescendre jusqu'à un taux de 79,88% en 2017.

Quant à la FMC, la fluctuation est presque similaire à celle du TMC, mais avec des réalisations supérieures aux objectifs, autrement dit des FMC supérieures à la norme. Ce qui doit poser un problème jusqu'en 2016, où elle enregistre 81,82% de taux de réalisation pour passé ensuite à sa meilleure performance, à savoir un de 48,38% en 2017.

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre commercial/électricité :*

Le DSDR des branchements simples représente un taux de réalisation, plus au moins maîtrisé, avec un plafond qui ne dépasse pas les 15% des objectifs en 2013. Nous observons

aussi une nette amélioration de cet indicateur lors des deux dernières années avec des taux respectifs de 87,23% en 2016 et 95,34% en 2017.

Pour ce qui est du DSDR pour les extensions de réseaux, la durée moyenne (en jour) des réalisations ont toujours été supérieures aux objectifs, ce qui est traduit par des taux de réalisation qui dépassent les 100% mais pas au-delà de 200%. Ceci jusqu'en 2015 où la plus mauvaise performance a été observée, et qui présente ainsi une réalisation de plus de 6 fois l'objectif.

Le délai de réponse aux réclamations (la moyenne en jours), a eu une tendance progressive jusqu'en 2014 (137,95%). Ce délai a été réduit les deux années qui suivent (2015 et 2016) avec des taux respectifs de 97,61% et 99%.

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre Commercial/ gaz :*

Le taux de réalisation de la DSDR des branchements simples, tourne autour de 100% avec un dépassement d'un peu plus de 20% durant l'année 2013, 2014 et 2017.

En ce qui concerne la moyenne en jour pour la satisfaction de la demande de raccordement pour l'extension de réseaux, nous avons observé une certaine maîtrise dans le taux de réalisation qui tournait autour de 100%, de 2010 jusqu'en 2014. À partir de cette dernière année, ce délai dépassait plus de 5 fois les objectifs, chose qui est inquiétante, d'un point de vue statistique. Les deux dernières années étudiées ont enregistré une baisse considérable mais insuffisante (252,54% en 2016 et 281,89% en 2017).

La tendance de la DRR pour l'énergie gazière suit la même progression que celle observée pour l'énergie électrique dans cette même rubrique. Cette similitude, peut être expliquée par le fait que la réclamation est prise en charge par la même structure. La meilleure performance a été enregistrée en 2010 avec un taux de 67,20% et la mauvaise en 2017 avec un taux de 133,39%.



*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/électricité*

:

Le TP pour les deux types de tensions (HTA et BT), a connu une augmentation, jusqu'en 2015, où elle a atteint un taux de réalisation de 195,82%. Les deux dernières années étudiées ont montré que ce taux a été ramené à la baisse pour atteindre 91,90% en 2016 puis 87,95% en 2017.

Avant de présenter la progression du taux de réalisation des différents délais de crédit client, nous avons constaté que l'année 2015 a connu des taux catastrophiques. Les autres années ne représentaient pas un grand succès puisque les taux ont souvent été supérieurs ou avoisinants les 200%.

Les meilleures performances pour : le DCC BT AO est celle de 2010 (142,01%), suivis de celle de 2017 (148,33%) ; pour ce qui est du DCC BT FSM nous notons celle de 2010 (144,74%) ; et celle de 2010 (120,97%) pour le DCC HTA.

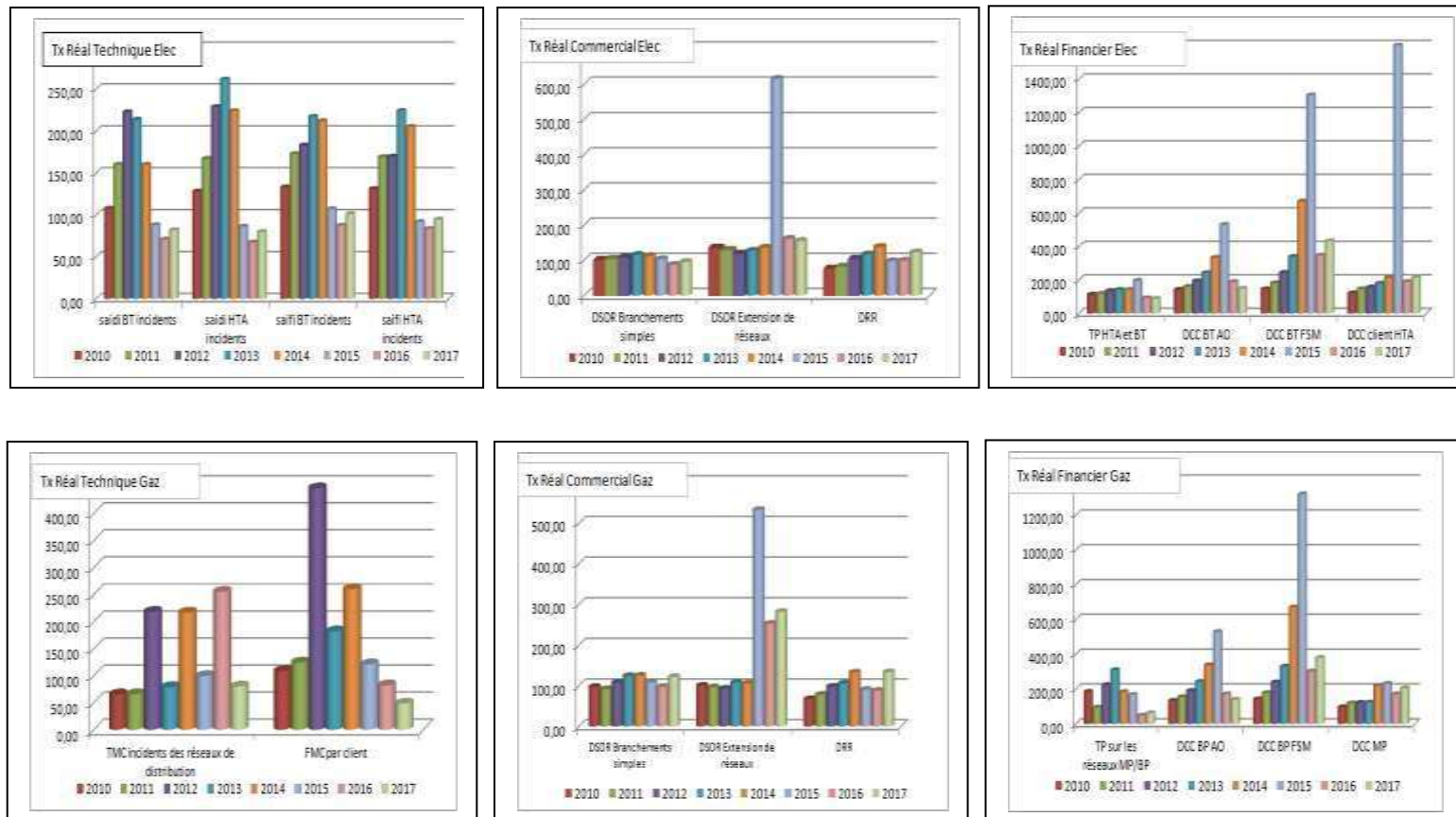
*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/gaz :*

Le TP de l'énergie gazière, pour ce qui est de la moyenne et basse pression, a connu des fluctuations, avec le plus haut taux de réalisation enregistré en 2013 (309,86%), soit trois fois supérieure à la norme. Les deux meilleurs taux, ont été constatés à la fin des deux dernières années étudiées, avec 48,35% en 2016 et 62,16% en 2017.

Presque la même tendance est observée pour cette énergie, dans les trois types de DCC, que celle déjà constaté dans l'énergie électrique, avec une progression du taux de réalisation d'une manière inquiétante surtout pour celle de l'année 2015.

Par ailleurs, des performances plus ou moins meilleures, ont été observées en 2010, pour les trois types de clients, à savoir : le client BT AO avec un taux de 133,32% ; le client BT FSM avec un taux de 142,02% et le client MP avec un taux de 97,07%.

Figure n° 23: évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution du centre (RDC).



Source : construction personnelle, 2020.

## **22 Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'est (RDE)<sup>492</sup>**

### *- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique électricité :*

À partir du graphe nous constatons une tendance quasi-similaire, pour tous les indicateurs de ce paramètre, avec des taux plus élevés enregistrés en 2013 et plus bas enregistrés en 2016, sachant aussi que les objectifs n'ont été atteints (pour tous les indicateurs de ce paramètre) qu'en 2016 et 2017.

Le taux de réalisation du SAIDI BT suite incidents, a connu une augmentation jusqu'en 2013 (170,73%) pour ensuite connaître une diminution durant 2016 et 2017 avec respectivement des taux de (60,83% et 70,04%).

Pour ce qui est du taux de réalisation de l'indicateur SAIDI HTA incidents, on observe une fluctuation qui enregistre le plus haut taux en 2013 de 175,83%, et les deux plus bas en 2016 (57,10%) et en 2017 (63,77%).

Le SAIFI BT suite incident, qui en moyenne de nombre d'interruptions, suit la même tendance que celle du SAIDI BT suite incident avec toujours le plus haut taux de réalisation noté en 2013 (+76,18%), et les deux taux les plus bas en 2016 et en 2017 (67,98% et 70,99%).

Quant à l'indicateur SAIFI HTA suite incidents, nous remarquons une quasi-similitude entre ce graphe et celui du SAIDI de la même catégorie. Les chiffres quant eux, le confirme par l'enregistrement de la plus mauvaise performance en 2013 avec un taux de réalisation de 183,30% et des meilleures performances en 2016 avec un taux de 68,88% et en 2017 avec un taux de 71,76%.

### *- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique gaz :*

Le TMC suite incident des réseaux de distribution gaz a connu des années de maîtrise, autrement dit, un temps moyens de coupure inférieure aux objectifs maximaux durant cinq ans (2010, 2012, 2016 et 2014), avec le plus bas taux observé en 2010 (56,62%). LA RDE a

---

<sup>492</sup> Voir l'annexe n°11.

connu le taux le plus élevé de cet indicateur en 2014, avec un taux de réalisation équivalant à presque trois fois l'objectif (290,90%) à ne pas dépasser.

La fréquence moyenne de coupure tournait autour de 100%, durant toutes les années observées mises à part 2016, où le dépassement du nombre par rapport à l'objectif assigné est trop exorbitant.

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre Commercial/électricité*

:

Le délai de satisfaction d'une demande de raccordement pour un branchement simple est inférieur de ce qu'a été prévu dans les prévisions que durant 2010 et 2017, avec respectivement les taux de 97,33% et de 92,56%. Entre ces deux périodes une cloche s'est dessinée avec un pic de 169,84%.

En ce qui concerne les demandes relatives aux extensions de réseaux, le début de la période étudiée (trois premières années), a connu des délais de satisfaction inférieurs aux objectifs (avec des taux de réalisation entre 91% et 99%). Les taux de réalisation des cinq autres années sont supérieurs à 100%, avec la pire performance enregistrée en 2015 (dépassement de presque sept fois et demie l'objectif maximal).

Par ailleurs, nous constatons que le DRR est maîtrisé par cette région de distribution, avec des délais qui ne dépassent pas l'objectif maximal (mis à part en 2014 qui ne représente qu'un dépassement de +04,14% du taux de réalisation) avec des taux qui varient entre 72,83% et 99,05%.

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre Commercial gaz*

:

Nous remarquons, une augmentation du taux de réalisation du DSDR des branchements simples durant les quatre premières années, partant des deux premières années avec des taux inférieurs à 100%, pour les dépasser les années qui suivent. La plus mauvaise performance a été observée en 2013 (166,21%).

Pour ce qui est du DSDR des extensions de réseaux, les trois premières années considérées ont connu une certaine maîtrise des taux de réalisation, qui vari entre 83% et 86%. Quant aux

autres années, les réalisations dépassent les objectifs maximaux, avec le plus mauvais taux de la période enregistré en 2015 (réalisation représente cinq fois les objectifs).

La tendance du délai de réponse aux réclamations relatives à l'énergie gazière est similaire à celle observée dans le graphe, relatif à cet indicateur pour l'énergie électrique. Nous constatons ainsi, des délais inférieurs au nombre de jour maximal assigné, à l'exception de 2013 où il y a eu un léger dépassement (+5,56%).

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/électricité*

:

En ce qui concerne le taux de perte relative au réseau de distribution électrique, pour les deux types de tension la HTA et la BT, les réalisations n'ont pas pu être tenues au-dessous des objectifs, que durant les trois dernières années étudiées.

Le plus haut taux de réalisation, a été observé en 2013 avec +39%, et le plus bas en 2016 avec un taux de 88,47%.

En ce qui concerne le délai de crédit client pour les trois types d'abonnés, il a été constaté que la Région de Distribution de l'Est, a eu des difficultés pour ne pas dépasser les délais prédéterminés en objectifs, à l'exception d'une année pour l'indicateur DCC client HTA (92,92% en 2014).

Les plus mauvaises performances ont été constatées dans les indicateurs du DCC BT FSM, où les taux de réalisation frôlaient parfois la catastrophe.

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/gaz :*

Le TP sur le réseau de distribution MP/BP, contrairement au TP sur le réseau de distribution HTA et BT, a connu une certaine maîtrise durant cinq années sur les huit étudiées.

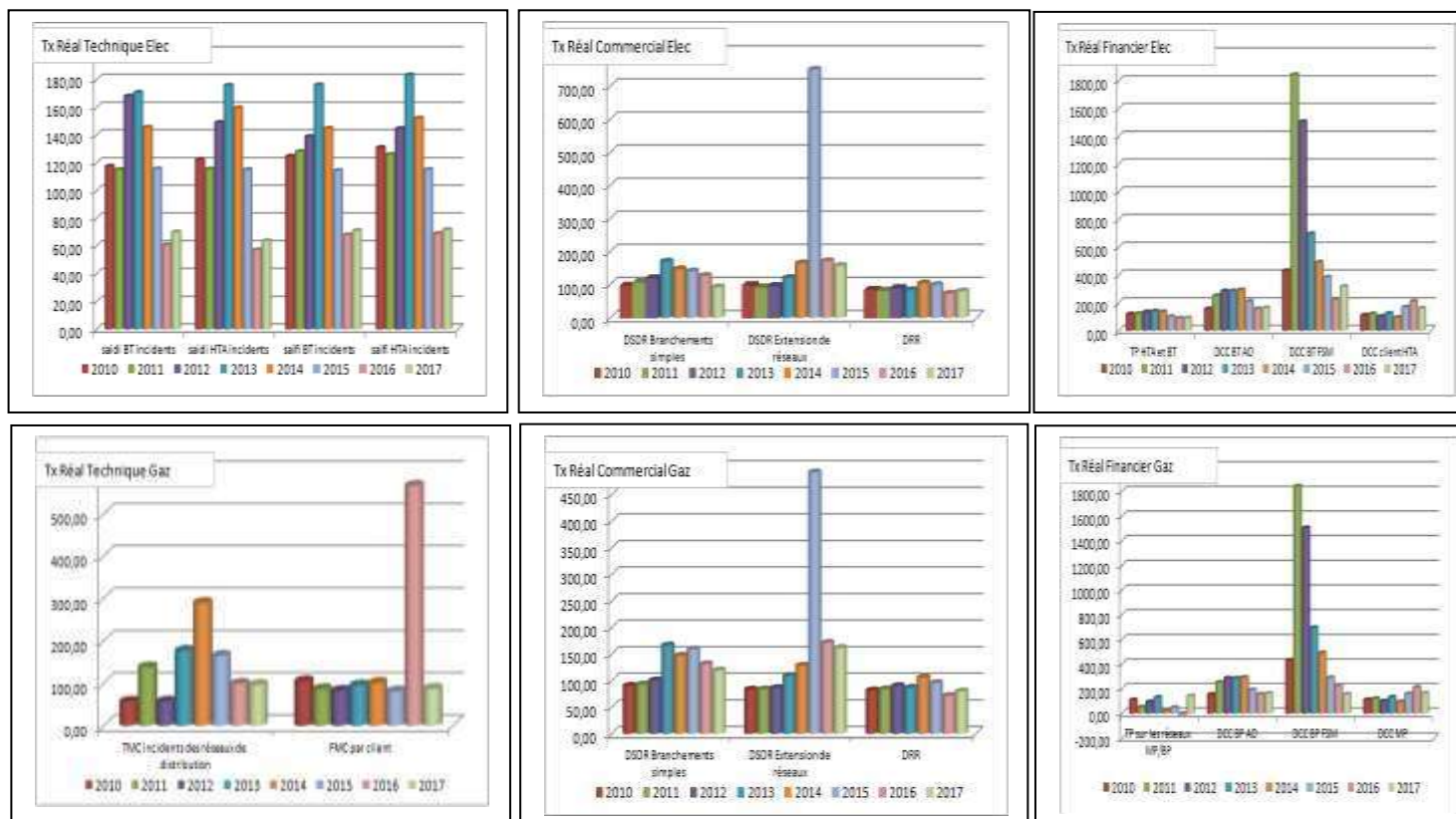
Les taux de réalisations qui dépassent les 100% sont de : +8,33% pour 2010 ; +30,16% pour 2013 et +41,37% pour 2017.

Quant au DCC des trois types de clients relatifs au réseau de distribution gaz, la tendance est quasi-similaire de celle des DCC des clients du réseau de distribution de l'énergie gazière.

*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.*

Effectivement, il y a eu des difficultés de ne pas dépasser les délais prédéterminés en objectifs, à l'exception d'une année pour l'indicateur DCC client HTA (93,96% en 2014).

Figure n° 24: Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'est (RDE).



Source : construction personnelle, 2020.

### 23. Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'ouest (RDO)<sup>493</sup>

- *Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique/électricité :*

Le paramètre technique électricité de la Région de Distribution de l'Ouest, à partir du graphe, paraît difficile à maîtriser durant la période étudiée. En effet, les taux de réalisation sont tous en dépassement par rapport aux objectifs assignés. Ces taux de réalisation varient entre 140% et 272%.

Les meilleures performances toutes constatées en 2010, pour ensuite suivre des fluctuations, qui atteignent leur maximum, pour le SAIDI BT et HTA suite incidents en 2012 (avec les taux respectifs de 239,73% et 271,86%) et en 2017 pour les SAIFI BT et HTA suite incidents (avec +162,69% pour le premier et + 149,41% pour le deuxième).

- *Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique/gaz :*

Pour le TMC, la durée a été inférieure au seuil maximal fixé, à l'exception des deux années 2012 et 2017 (avec le même ordre, plus de trois fois le seuil et avec plus de cinq fois le seuil).

La FMC observé des hausses et des baisses, en enregistrant ainsi, le taux le plus élevé en 2015 avec +143,97% et le plus bas en 2016 avec un taux de 35,54%.

- *Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre commercial/électricité :*

Les deux premiers indicateurs de ce paramètre ne sont pas maîtrisés, car ils sont tous (ou presque, à l'exception de 2017 avec un taux de réalisation pour le DSDR relatif aux branchements simples égale à 97,06%) supérieurs à 100% et qui ont atteint des taux alarmants (illustrés dans la figure ci-dessus avec les plus longs poteaux sur le graphe).

---

<sup>493</sup> Voir l'annexe n°12.



*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.*

Pour ce qui est des réclamations, la durée moyenne pour répondre aux réclamations a été durant toute la période (mise à part l'année 2015 où le dépassement représentait +14,48%) inférieure à la durée maximale fixée, avec le taux le plus bas qui est de 75,64%.

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre commercial/gaz :*

Le DSDR pour les deux types de travaux, a connu une amélioration au cours des deux dernières années de la période étudiée pour n'atteindre le meilleur taux de réalisation qu'en 2107 (87,15% pour les branchements et 95,80% pour les extensions de réseaux).

Les DRR de toutes les années ont été plus ou moins maîtrisés, avec des taux qui représentent des dépassements modérés entre +1% et 33%, et cela durant la période qui s'étale de 2011 à 2014. Pour les autres années, les réponses aux réclamations respectent les délais maximaux assignés. En effet, les trois dernières années ont connu des taux dégressifs, avec un meilleur taux enregistré en 2017 (77,96%).

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/électricité :*

La tendance de la courbe du TP (HTA et BT), augmente d'une année à une autre, commençant par un taux de réalisation de 104,36% pour atteindre le plus mauvais taux de cette période qui est de 122,81%. Cette période a été suivie d'une autre où nous avons constaté un TP inférieure à celui fixé comme objectifs (des taux de réalisations de 98,91%, 93,57% et 93,12% pour les trois dernières années).

En ce qui concerne les délais accordés pour les créances des trois types de clients, les objectifs n'ont pas été atteints durant toute la période étudiée. La tendance est quasi-identique pour les DCC des trois types de clients avec une certaine diminution du taux de réalisation, observée dans les deux dernières années, sans que cela soit suffisant (entre +10,69% et +62,19%).

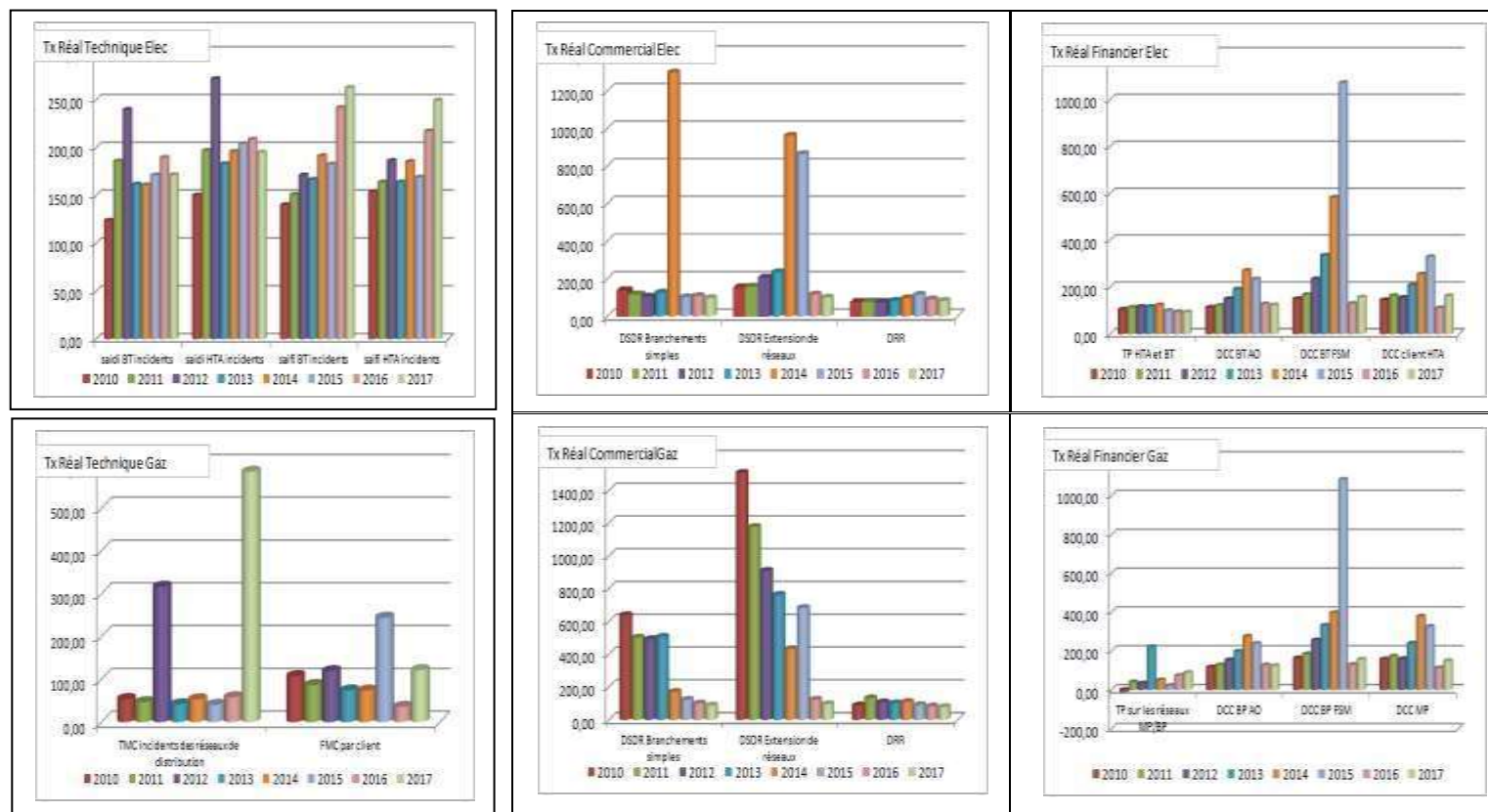
*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.*

- *Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/gaz :*

Contrairement au TP sur le réseau de distribution de l'électricité, le TP du réseau de distribution du gaz est réduit durant plusieurs années à l'exception de 2013, où nous notons le plus haut taux de réalisation, qui dépasse plus de deux fois les objectifs.

Les objectifs relatifs aux délais de crédit des trois types de clients de la Région de Distribution de l'Ouest, n'ont pas pu être atteints durant toutes les années de la période étudiée. Ceci dit, que les plus mauvaises performances ont été réalisées en 2014 et en 2015 et les meilleures en 2016 et en 2017 sans que cela soit suffisant.

Figure n° 25: évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la région de distribution de l'ouest (RDO).



Source : Construction personnelle, 2020.

## **24 Évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la société de distribution d'Alger (SDA)<sup>494</sup>**

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique/électricité :*

Nous constatons pour les quatre indicateurs de ce paramètre, qu'il y a une ascension dès la première année étudiée, pour atteindre les taux de réalisation les plus élevés en 2014 (entre six et dix fois l'objectif). Les taux les plus bas ont été enregistrés en 2015 (entre 94% et 124%), pour augmenter par la suite jusqu'en 2017.

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre technique/gaz :*

Les taux de réalisation du TMC suite incidents survenus sur le réseau de distribution gaz, ont connu une fluctuation qui va d'un taux très élevé en 2010 (soit quatre fois l'objectif minimal), pour ensuite connaître une certaine maîtrise lors des deux dernières années (103,89% en 2016 et 21,80% en 2017).

Quant à la fréquence moyenne de coupure, durant la période étudiée, a toujours dépassé le seuil maximal. Ce dépassement varie entre +2% (2017) et +65,12% (2016).

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre commercial/électricité :*

Les DSDR des branchements simples sont globalement satisfaisants durant sept années (sur huit étudiées) du moment où ces derniers, ont été inférieurs aux délais maximaux à ne pas dépasser. L'exception a été observée en 2015 avec un dépassement de +31,56%.

Pour le DSDR relatif aux extensions de réseau, l'année 2015 a aussi été la plus mauvaise en matière de taux de réalisation, avec une performance qui dépasse presque de huit fois les objectifs fixés. Les autres années n'ont pas connu un grand succès. Avec un taux de réalisation qui varie entre 95,12% et 171,93%, et une tendance flottante.

---

<sup>494</sup> Voir l'annexe n°13.

*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.*

Les réponses aux réclamations des clients s'effectuent globalement dans les délais (la meilleure performance est celle de 2017 avec un taux de réalisation de 60% par rapport aux objectifs). Mises à part les trois années 2014, 2015 et 2016 (avec des taux de réalisation du même ordre : 109,38%, 120% et 128,57%).

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre commercial/gaz :*

L'évolution du premier délai de ce paramètre, présente deux périodes. La première qui a connu une certaine maîtrise, du moment où les réalisations en jours ont été inférieures aux seuils maximaux. Cette période s'étale de 2010 à 2013, puis de 2016 à 2017. La deuxième période qui représente dans le graphe les deux plus longs poteaux sont ceux de 2014 et de 2015.

À l'exception de la première année de la période étudiée (2010 avec un taux de réalisation de 98,57%), les autres délais de satisfaction des demandes de raccordement pour une extension du réseau gazier, ont connu un dépassement par rapport au nombre de jours cibles. Une fluctuation qui atteint le plus mauvais exploit en 2014 (176, 28%).

Le DRR en début de période était satisfaisant jusqu'en 2015 (avec un dépassement de 45,83%), où il a dépassé le seuil maximal pour ensuite observer un retour à la normale à la fin de la période (60% en 2017).

*- Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/électricité :*

Les taux de pertes des deux tensions (HTA et BT) connaissent une période (la première de 2010 jusqu'à 2014) critique, avec l'augmentation de son taux de réalisation par rapport aux objectifs pour arriver au taux le plus élevé en 2014 qui est de 185,25%. La deuxième période, est une période de déclin, avec des taux de réalisation maîtrisée et stable durant les trois dernières années (97,08% en 2015, 94,59% en 2016 et 94,29% en 2017).

Le DCC des trois types d'abonnés, les taux de réalisations sont en majorité en dépassement par rapport aux seuils maximaux, en notant les mauvaises performances en 2015, et les meilleures en 2017. Le DCC relatif aux clients HTA est le seul indicateur dans la catégorie

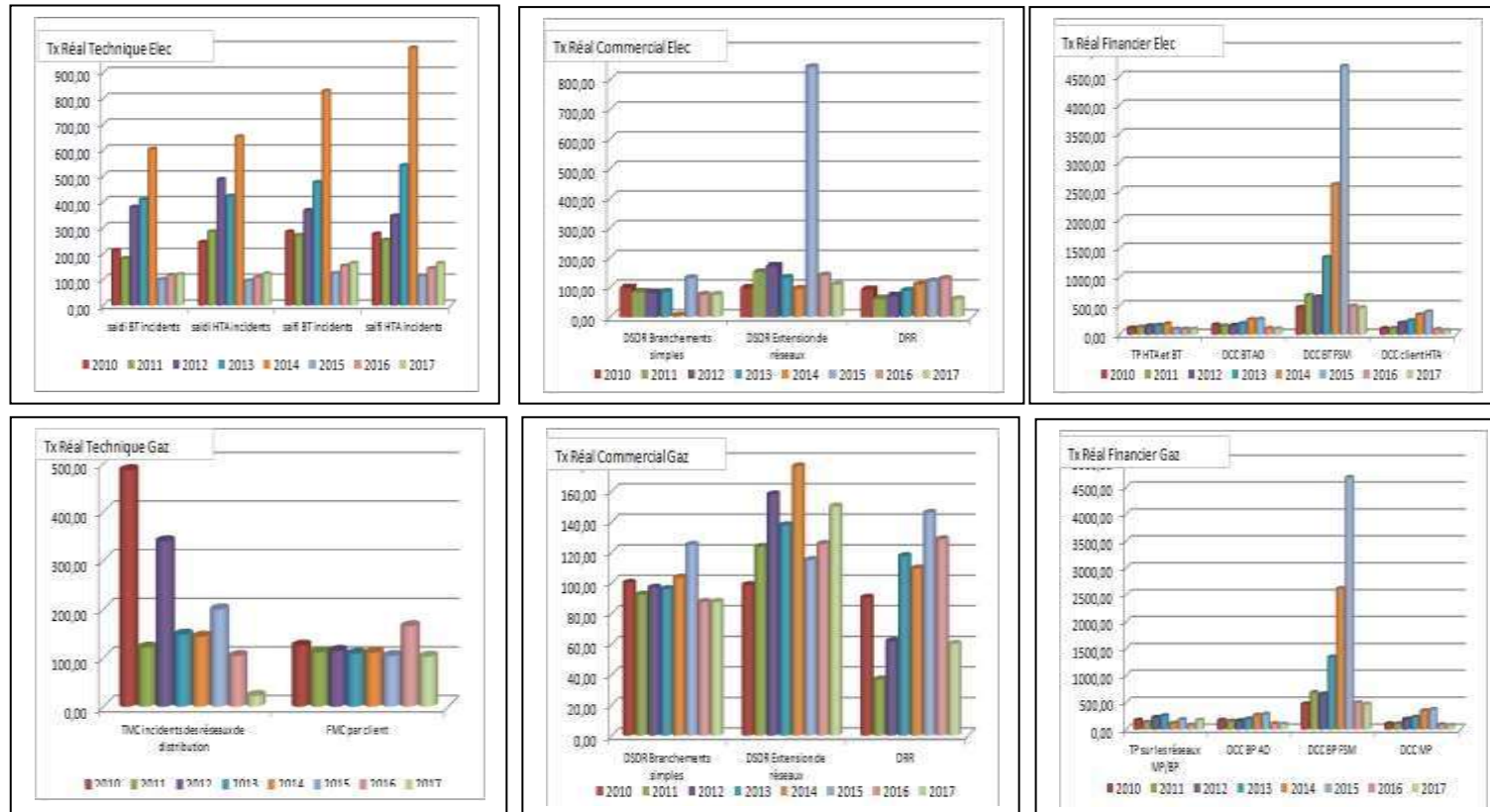
DCC et qui a connu pendant les deux dernières années des taux de réalisations inférieures à 100%.

- *Évolution du taux de réalisation des indicateurs du paramètre financier/gaz :*

Le graphe des taux de réalisations des indicateurs de ce paramètre, suit la même tendance que celle observé dans le graphe de l'évolution des indicateurs financiers pour l'énergie électrique. Les taux de réalisations sont quasi-similaires. Nous notons les plus mauvaises performances du TP en 2013 (un dépassement de plus de deux fois les objectifs) et la meilleure en 2016 (avec un taux de 79,20%), et celles du DCC (pour les trois types de clients) en 2015 et les plus bonnes en 2017 (plus bonne ne signifie pas nécessairement une maîtrise du taux précisément pour les clients BP FSM qui enregistrent un taux de réalisation qui dépasse l'objectif de presque 5 fois).

*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.*

**Figure n° 26 :** évolution des indicateurs de performance des concessions de distribution de la société de distribution d'Alger (SDA).



Source : construction personnelle, 2020.

### 3. La synthèse de l'étude

À fin de pouvoir constater la performance des régions de distribution, il y a lieu de mesurer le niveau d'atteinte des objectifs fixés par indicateur. Ce dernier étant la meilleure façon de mesurer la performance d'une entreprise, nous avons calculé les taux de réalisation les plus performants (ceux inférieure à 100%, car le but de ces régions de distribution est de minimiser le taux de réalisation par indicateur).

**Tableau n° 20** : taux d'atteinte d'objectif par indicateur et par SDA/RDX.

Paramètres	Indicateur	Taux d'atteinte d'objectif par indicateur et par SDA/RDX			
		RDE	RDO	RDC	SDA
Technique Elec	Saidi BT incidents	25	0	37,5	12,5
	Saidi HTA incidents	25	0	37,5	12,5
	Saifi BT incidents	25	0	12,5	0
	Saifi HTA incidents	25	0	37,5	0
Commercial Elec	DSDR Branchements simples	25	12,5	25	87,5
	DSDR Extension de réseaux	37,5	0	0	25
	DRR	87,5	87,5	50	62,5
Financier Elec	TP HTA et BT	37,5	37,5	25	37,5
	DCC BT AO	0	0	0	12,5
	DCC BT FSM	0	0	0	0
	DCC client HTA	12,5	0	0	25
Technique Gaz	TMC incidents des réseaux de distribution	50	75	62,5	12,5
	FMC par client	62,5	50	25	0
Commercial Gaz	DSDR Branchements simples	25	12,5	37,5	75
	DSDR Extension de réseaux	37,5	12,5	25	12,5
	DRR	87,5	50	62,5	50
Financier Gaz	TP sur les réseaux MP/BP	62,5	87,5	37,5	12,5
	DCC BP AO	0	0	0	12,5
	DCC BP FSM	0	0	0	0
	DCC MP	12,5	0	12,5	25

Source : construction personnelle à partir des données des restitutions des données de la CREG, 2020.

À partir du tableau ci-dessus, nous constatons que les indicateurs par SDA/RDx se présentent comme suit :

- pour le paramètre technique électricité : le taux d'atteinte des objectifs n'a pas excédé les 37,5% dans toutes les RDx/SDA ;



- *pour le paramètre technique gaz* : la RDE et la RDO ont été performantes pour un taux de plus de 50% pour les deux indicateurs de ce paramètre. En ce qui concerne la RDC, son TMC représente l'indicateur qui a connu un taux d'atteinte d'objectif supérieur à 50% (avec un taux de 62,5%), contrairement à la FMC qui ne représente qu'un quart des taux de réalisation (inférieur aux seuils maximal). La SDA est celle qui a eu les taux d'atteinte des objectifs les plus faibles (nul pour le FMC).

- *pour le paramètre commercial électricité* : nous remarquons que le DRR représente l'indicateur le mieux maîtrisé pour les quatre filiales, durant toute la période étudiée, avec des taux d'atteinte d'objectifs qui varient entre 50% et 87,5%.

Le reste des indicateurs n'ont pas connu des taux satisfaisant (parfois mêmes nuls, mise à part celui du DSDR pour les branchements simples de la SDA (87,5%).

- *pour le paramètre commercial Gaz* : les taux d'atteinte des objectifs relatifs aux indicateurs de ce paramètre connaissent quasiment les mêmes performances, par rapport à ceux enregistré pour le gaz (dans la même catégorie), à savoir des DSDR avec des réalisations qui dépassent tous les objectifs minimaux, et des DRR mieux maîtrisés (avec des taux d'atteinte d'objectifs supérieurs à 50%) pour l'ensemble des filiales.

- *pour le paramètre financier électricité* : le TP enregistre des taux d'atteinte d'objectifs timides, ce qui est insuffisant vu l'importance et le poids de cet indicateur pour la mesure de la performance de ces filiales. Quant aux DCC les taux représentent pour l'ensemble des filiales, une situation inquiétante, qui note des taux inférieurs à 25% et pour la plupart est nuls.

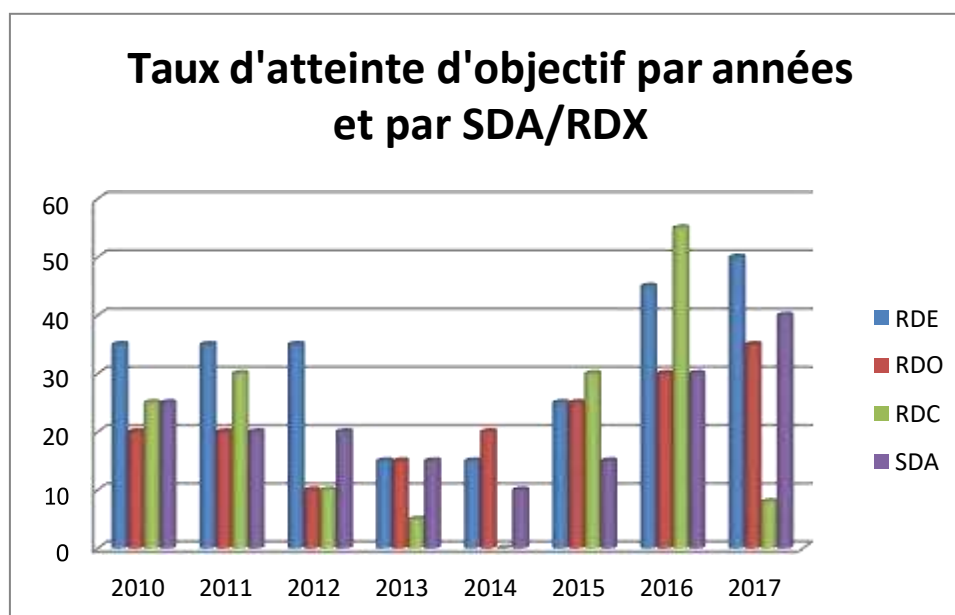
- *pour le paramètre financier gaz* : les taux d'atteinte d'objectifs relatifs aux DCC des trois types d'abonnés, pour l'ensemble des filiales, ont connu le même sort que l'énergie gazière dans le même type de paramètre (avec un nombre de taux nuls important). Par ailleurs, et en ce qui concerne le TP sur les réseaux de distribution MP/BP, les deux régions les plus performantes sont : la RDE et la RDO avec des taux respectifs de 62,6% et 87,5%).

**Tableau n°21** : taux d'atteinte d'objectif par indicateur et par SDA/RDX.

SDA/RDX	Taux d'atteinte d'objectif par Année et par SDA/RDX							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RDE	35	35	35	15	15	25	45	50
RDO	20	20	10	15	20	25	30	35
RDC	25	30	10	5	0	30	55	8
SDA	25	20	20	15	10	15	30	40

Source : construction personnelle à partir des restitutions des données de la CREG, 2020.

**Figure n°27** : taux d'atteinte d'objectif par années et par SDA/RDX.



Source : construction personnelle à partir des restitutions des données de la CREG, 2020.

Le taux d'atteinte d'objectifs par année est : le nombre de taux de réalisation les plus performants (inférieur à 100%) par rapport au nombre total des indicateurs étudiés sur 100.

Ce qui nous a attiré l'attention (suite à ce simple calcul) est que : sur les huit années étudiées, les quatre filiales ont été plus performantes durant les deux dernières années (La RDC en 2016 avec un taux d'atteinte des objectifs de 50% et la RDE en 2017 avec un taux de 55% les deux autres régions enregistrent des taux de réalisation positifs mais inférieurs à 50%).

*CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.*

\* \* \*

À partir des données quantitatives de cette section, nous avons pu constater l'évolution des indicateurs de performance des trois volets (technique, commercial et financier) des deux énergies (électricité et gaz), pour la période de 2010 à 2017 des quatre (04) filiales de distribution de la Sonelgaz (classées par région).

Nous avons pu dégager dans l'ensemble, que la période a connu des baisses de performance au milieu de la période étudiée puis une amélioration vers sa fin, pour l'ensemble des filiales, à des degrés de différence.

Les efforts ont été ressentis vers la fin de cette période, mais demeure insuffisants par rapport aux attentes des deux parties (les concessionnaires et l'autorité concédante). Les principales causes de cette insuffisance doivent être connues et étudiées pour remédier aux lacunes.

**Section III** : étude de la performance des concessions : enquête par questionnaires pour le cas des concessions de distribution de la région Ouest (RDO).

La refonte de 2018, relative aux plans quinquennaux achevés, s'est « basée principalement sur la mise à niveau des concessions par rapport :

- aux objectifs de performance physique (standard) ;
- à la conformité avec la réglementation, notamment sur : l'identification du patrimoine des concessions et la séparation comptable par activités ;
- à la performance économique et à la maîtrise des coûts »<sup>495</sup>.

Ces éléments gravitent autour d'une bonne compréhension des difficultés rencontrées par les concessionnaires, et qui empêchent la bonne exécution des plans d'engagement et l'atteinte des objectifs assignés.

Comprendre le problème est déjà un grand pas pour sa résolution, et c'est dans cette optique que nous avons effectué une enquête qualitative pour comprendre le pourquoi de la chose. Cette enquête vient compléter l'étude quantitative présentée dans la section précédente.

Ceci dit, que les cas étudiés sont ceux des 17 concessions de distribution de la région ouest. Ce choix se justifie par l'étalement de sa surface géographique et son nombre le plus élevé en termes de concessions gérés.

---

<sup>495</sup> CREG, «Approbation des nouveau plans d'engagements d'amélioration de la performance 2019-2023 », Rencontre nationale avec le concessionnaire de distribution de l'électricité et du gaz, 07 janvier 2019, P.6.

## **1. Les étapes de construction de l'enquête**

Nous avons suivis dans notre démarche la méthodologie suivante :

### **1.1. Objet de l'enquête**

Une enquête a été établie sous forme d'un questionnaire, et transmis par la suite aux directeurs des concessions de distribution, a permis de compléter la démarche empirique, adoptée pour l'évaluation du service public exercé par les concessionnaires de distribution de l'électricité et du gaz, au niveau de la région de distribution de l'Ouest (soient les 17 concessions sur les 48 qui couvre le territoire national).

Cette enquête permettra d'identifier les difficultés rencontrées par les concessions de distribution, dans la mise en œuvre des plans d'engagements d'amélioration de la performance en liaison avec les indicateurs pertinents, considérés dans ces plans pour l'évaluation de la performance des concessions par l'autorité concédante.

Les résultats issus de l'analyse de ces questionnaires permettront de cibler les insuffisances et d'identifier les axes d'améliorations, afin de permettre aux concessions d'exercer leur mission de service public, dans de meilleures conditions qui devraient répondre à la satisfaction de la clientèle en terme de qualité et de continuité de service.

### **1.2. Cadre, approche et techniques utilisées dans l'enquête**

Notre enquête s'inscrit dans le cadre hypothético-déductif (JAVEAU Claude, 1998). Cette approche va du général au particulier. Pour rappel, notre démarche consiste à corroborer ou à infirmer deux hypothèses. La première qui a un caractère général du moment où nous avons constaté l'évolution des indicateurs de performance des quarante huit (48) concessions de distribution, dans le temps à travers une démarche longitudinale. Ce constat ne nous a pas suffi pour comprendre le fond des choses, à savoir, le pourquoi de cette évolution négative, la plupart du temps, et pour la plupart des concessions.

La deuxième hypothèse a été conçue pour cet effet, et consiste à connaître principalement les facteurs endogènes et exogènes qui handicapent l'amélioration de la performance des concessions de distribution. Ces derniers ont suggéré des solutions pour remédier à ces lacunes, et ont donné leurs appréciations sur l'activité avant et après l'application du régime de concession et les changements organisationnels qui l'ont suivi.

Pour ce faire, une approche qualitative (MONGEAU Pierre, 2008) a été entreprise par nos soins, qui s'appuiera d'emblée sur des techniques ouvertes qui sont les entrevues, dirigées au départ à l'attention des concessionnaires de distribution de l'électricité et du gaz de la région ouest de l'Algérie, puis des entrevues semi-dirigées avec différents responsables relevant de la région de distribution de l'ouest et de la CREG.

Cette approche qualitative nous permettra aussi de comprendre la dynamique de l'évolution des paramètres de performances et de vérifier l'impact du régime de concession sur ces derniers.

Pour répondre à notre question de recherche nous avons utilisé une approche qualitative qui prend en considération la dimension vécue et permettra de vérifier et de généraliser les résultats de cette hypothèse pour les concessions du reste des régions.

La technique d'investigation choisit pour notre cas est celle d'étude des cas. Cela nous permettra de mieux cerner le phénomène de concessions et ses entraves, pour ensuite l'analyser en le décomposant de manière à distinguer ses éléments constitutifs. Ce choix est aussi justifié, par le fait que les 17 concessions chapeauté par la RDO ont été enquêtées (sur un total de 48 concessions à l'échelle nationale). Ce nombre représente près de 35% du nombre total des concessions.

La quasi-absence de travaux sur ce thème au niveau Algérien pour ce type de secteur, justifie aussi son intérêt intrinsèque ou autrement dit son aspect unique.

### **1.3. Conception du questionnaire**

Comme nous l'avons évoqué précédemment et afin de pouvoir vérifier nos hypothèses dans une démarche hypothético-déductive, nous avons collecté les données à l'aide d'un questionnaire (une enquête par questionnaire a été effectuée sur terrain).

Pour la conception de ce questionnaire nous nous sommes basés essentiellement sur notre précédente étude quantitative (purement statique) en reprenant les mêmes indicateurs analysés, mais cette fois pour connaître les causes de la non-atteinte des résultats, ainsi que les solutions mises en place ou à mettre en place pour améliorer ces indicateurs.

Le questionnaire est divisé en trois grandes catégories de questions (voir le questionnaire en annexe n°14) :

- la première relative à l'identification de la concession ;
- la deuxième contient l'appréciation des indicateurs par le concessionnaire ;
- la troisième consiste en une appréciation générale du service public par rapport aux contraintes endogènes et exogènes à la concession.

Les questions ont été choisies minutieusement pour répondre à nos préoccupations relatives à notre sujet de recherche.

Les questionnaires ont été dressés à l'attention des concessions de distribution, et leur renseignement devait se faire, par les premiers responsables de ces concessions (les directeurs de distribution de chaque wilaya de la région ouest) avec l'assistance des responsables de trois divisions : relations commerciales, technique électricité et technique gaz.

#### **1.4. Déroulement de l'enquête**

L'ensemble des questionnaires ont été transmis à la SDC par l'intermédiaire de la CREG (organisme d'accueil pour mon stage pratique) durant le mois de février 2019.

Les concessions de la RDO, ont eu le temps de renseigner le questionnaire. Le 03 décembre 2019, la SDC nous a rendu les questionnaires récoltés auprès de ses 17 concessions de la RDO.

#### **1.5. Traitement et analyse des données**

Dans l'étape suivante nous avons procédé au traitement des données. La méthode suivie est essentiellement celle de « l'analyse de contenu »<sup>496</sup> pour les questions ouvertes (semi-dirigées).

---

<sup>496</sup> « L'analyse de contenu est un ensemble disparate de techniques utilisées pour traiter des matériaux linguistiques. Ces matériaux peuvent avoir été recueillis au moyen d'enquête ou d'interview ou bien ce sont des matériaux « naturels », regroupés en vue d'une recherche, [...] tout ce qui est dit ou écrit est susceptible d'être soumis à une analyse de contenu ». HENRY Paul et MOSCOVICI Serge, « Problème de l'analyse de contenu », *Langages, Socio-linguistique*, N°11, Septembre 1968, P.36.

L'analyse de contenu selon WAULIN Philippe (2007), s'organise autour de trois phases, chronologiques, à savoir :

- *la pré-analyse* : après la réception des questionnaires, une lecture flottante en diagonale s'est imposé, pour cerner les indices et élaborer des indicateurs de tri d'une manière précise et filable ;

- *l'exploitation du matériel* : selon ROBERT & BOUILLAGUET (1997)<sup>497</sup> « le but poursuivi durant cette phase centrale d'une analyse de contenu consiste à appliquer, au corpus de données, des traitements autorisant l'accès à une signification différente répondant à la problématique mais ne dénaturant pas le contenu initial »<sup>498</sup>. En premier lieu une opération de catégorisation en grille de catégorie s'impose. Dans ce but, nous avons établi des rubriques pour rassembler les éléments à caractères communs sous un titre générique. Cela à fin de mieux condenser les données pour pouvoir les simplifier et représenter par la suite. En deuxième lieu, viens l'opération de codage et de comptage des unités où on applique les catégories au corpus de notre questionnaire.

- *traitement, interprétation et inférence* : les données sont traitées de manière significative et valide, représenté sous forme de tableaux, de graphes, des calculs de taux, etc. À partir de données traitées, nous avons procédé à l'interprétation des résultats qui consiste à « prendre appui sur les éléments mis à jour par la catégorisation pour fonder une lecture à la fin originale et objective du corpus étudié »<sup>499</sup>. Enfin, nous arrivons à l'étape de localisation d'inférence qui est un type d'interprétation contrôlée lors de laquelle on accomplit « une opération logique par laquelle on tire d'une ou de plusieurs propositions (en l'occurrence les données établies au terme de l'application des grilles d'analyse)[...]. Il s'agit donc de justifier la validité de ce qu'on avance à propos de l'objet étudié en exposant les raisons de la preuve »<sup>500</sup>.

L'analyse de contenu s'appuyant sur la catégorisation est nécessairement qualitative ou quantitative.

<sup>497</sup>In. WAULIN Philippe, « L'analyse de contenu comme méthode d'analyse qualitative d'entretiens : une comparaison entre les traitements manuels et l'utilisation de logiciels », Acte d u colloque Bilan et perspectives de la recherche qualitative, hors série, N°3, Université de Luxembourg, 2007, P.250.

<sup>498</sup> Ibid.

<sup>499</sup> ROBERT et BOUILLAGUET, 1997, P.31, In. Ibid., P.251.

<sup>500</sup> Ibid.



- quantitative car après avoir effectué le travail de codage nous avons procédé à la quantification. Cette opération consiste à évaluer, mesurer et calculer des fréquences d'apparition des mots et des catégories ;
- qualitative car elle intervient juste après la quantification pour décrire, commenter et interpréter les données.

Pour le dépouillement et l'analyse des questions, Il s'agit d'abord de « classer les informations pour transformer les faits en données et de décrire le phénomène étudié qualitativement (rangement dans des catégories construites) et quantitativement (tri à plat avec tableaux et graphiques); ensuite d'examiner la relation supposée entre deux variables (tri croisé) [...]. »<sup>501</sup>. Cette dernière méthode (tri-croisé) n'était pas possible dans notre cas, car d'un côté, nous sommes arrivés à un niveau de saturation dans l'exploitation des données de l'enquête (les résultats de plusieurs questions de la troisième partie du questionnaire, ont obtenu une unanimité dans les réponses) et d'un autre côté la nature de la question clés (deuxième partie du questionnaire), ne permet pas un croisement avec d'autres questions de l'enquête.

## **2. Présentation et analyse des résultats de l'enquête**

Comme nous l'avons déjà évoqué, le questionnaire a été divisé en trois parties et dans cet ordre, que nous avons préféré organiser la présentation de nos résultats.

### **2.1. Identification des concessions de distribution (partie I du questionnaire)<sup>502</sup>**

Sous cette rubrique nous nous sommes renseignés auprès des DD de la RDO, sur sept (07) points, à savoir :

- le nombre de communes desservies par DD ;
- le nombre d'agences commerciales par DD ;
- le nombre de districts d'exploitation électrique et gazière par DD;
- le nombre d'abonnés par DD ;
- l'adresse postale des DD ;

---

<sup>501</sup> N'DA Paul, « Recherche et méthodologie en sciences sociales et humaines : Réussir sa thèse, son mémoire de master ou professionnel, et son article », L'Harmattan, 2015, Paris, P.171.

<sup>502</sup> Voir l'annexe n°15.

- le numéro de téléphone de la DD ;
- le fax de la DD.

L'activité de distribution de l'électricité et du gaz de l'ouest s'étale sur un nombre de 512 communes avec une moyenne de 30 communes par concession.

Le plus grand nombre de communes, est détenu par trois (03) wilayas : Tlemcen (35%), Sidi SBA (10,16%) et Mascara (9,18%). Cela ne représente pas forcément le plus grand nombre d'abonnés gérés par ces DD. Nous constatons alors que les trois directions qui gèrent le plus grand nombre d'abonnés sont : celle d'Oran (663 071 abonnés avec un taux de 16,20% du total), suivie de celle de Tlemcen (avec un nombre de 511 814 abonnés représenté par un taux de 12,50% du total), puis de celle de Chlef (353 537 abonnés soit 8,64% du total).

Rappelons que le nombre total d'abonnés de la RDO est de 4 093 432<sup>503</sup>, contre un nombre total d'abonnés au niveau national de 15 238 732 abonnés (9 604 645 l'électricité et 5 634 087 pour le gaz)<sup>504</sup>, ce qui représente un taux de 26,86% (plus d'un quart du nombre total des abonnés).

Chaque direction contient dans sa structure organisationnelle, un nombre d'agence commerciale et un nombre de district d'exploitation électrique et gazière, réparti sur les communes.

Les DD de la RDO comportent 115 agences commerciales, dont le plus grand nombre est détenu par la DD d'Oran (un nombre de 13 soit 11,30%), suivi de la DD de Tlemcen (un nombre de 12 soit 10,43%), puis celle de Chlef et de Mascara (un nombre de 10 soit 8,70%).

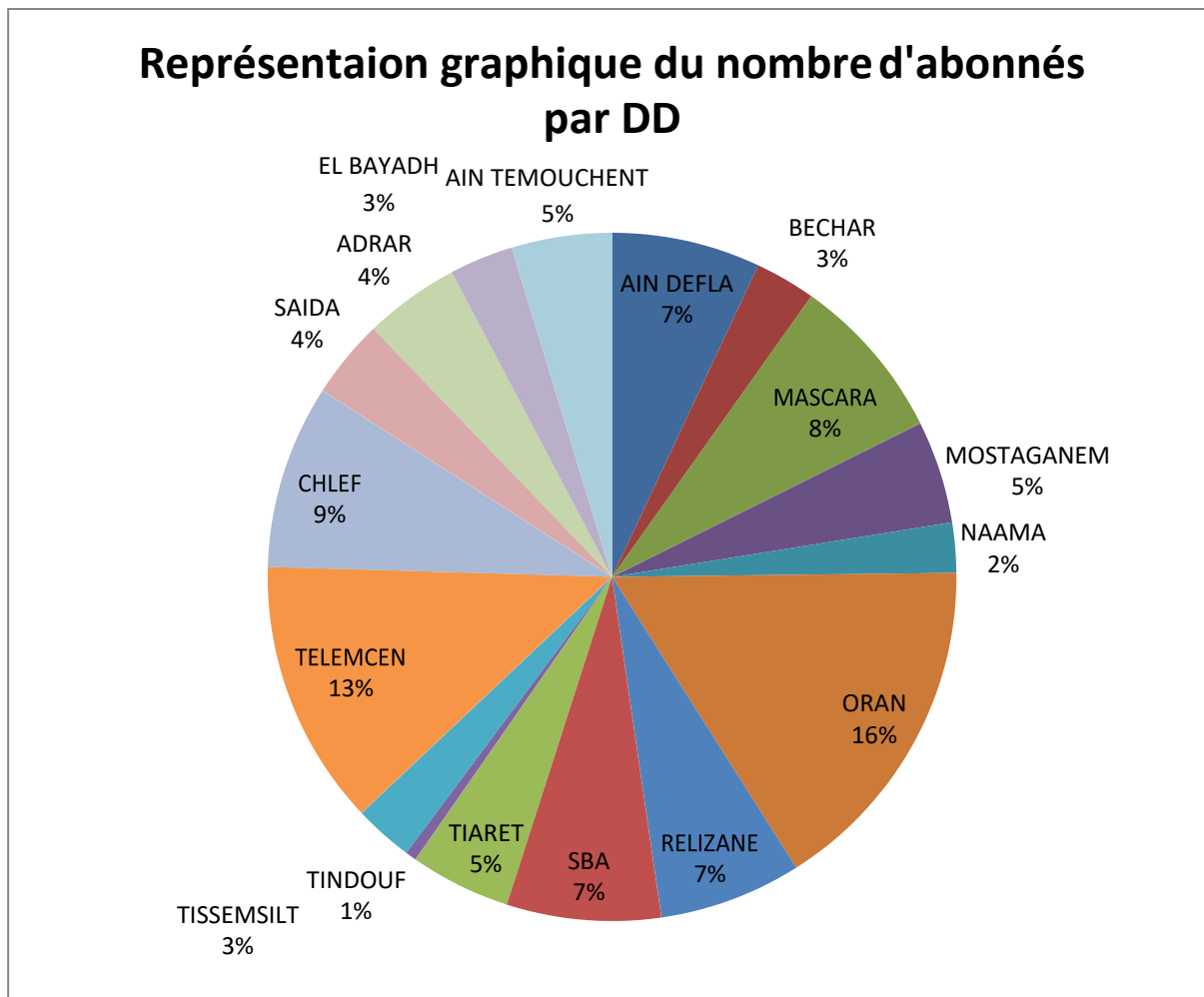
Les DD de la RDO comportent aussi 103 districts. Bechar, Mascara et Adrar contiennent le plus grand nombre de district, soit un nombre de 10 représentés par un taux de 9,71%.

---

<sup>503</sup> Décembre 2019.

<sup>504</sup> [www.sadeg.dz](http://www.sadeg.dz) , consulté le 03/07/2020.

Figure n° 28: représentation graphique du nombre d'abonnés par DD.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

## 2.2. Appréciation des indicateurs de performance par le concessionnaire (partie II du questionnaire)

Sous cette rubrique nous avons demandé aux concessionnaires leur appréciation de l'ensemble des indicateurs de performance déclinés par volet (commercial, technique et financier), par rapport aux difficultés rencontrées par ces derniers dans leur suivi tout en donnant des suggestions de solutions pour y faire face.

### 2.2.1. Le volet technique relatif à la distribution de l'électricité

Ce volet prévoit le constat des difficultés relatives aux indicateurs suivants :

- le temps de coupures liées aux incidents des réseaux de distribution BT (SAIDI BT suite incident) ;
- le temps de coupures liées aux incidents des réseaux de distribution HTA (SAIDI HTA suite incident) ;
- la fréquence des coupures liées aux incidents des réseaux de distribution BT (SAIFI BT suite incident) ;
- la fréquence des coupures liées aux incidents des réseaux de distribution HTA (SAIFI HTA suite incident).

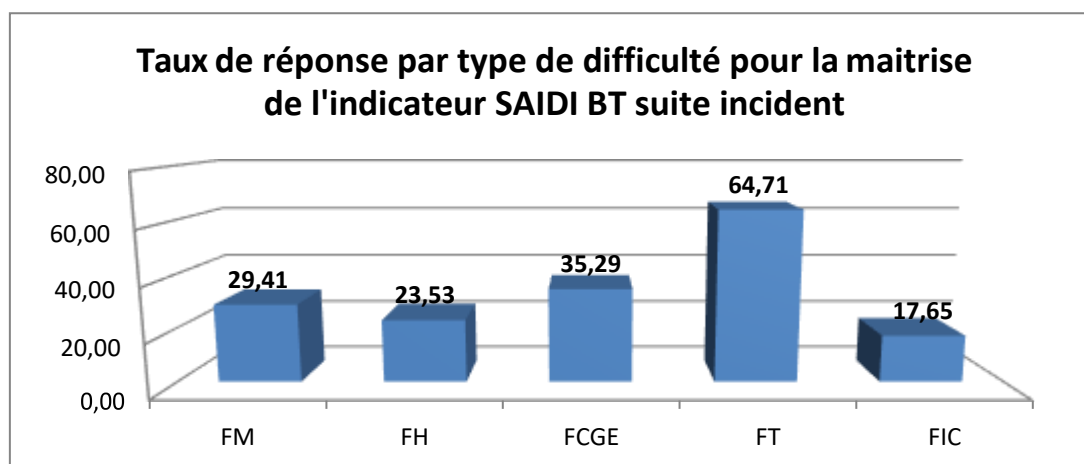
Les difficultés évoquées par les enquêtés ont été ventilées en cinq (05) catégories, à savoir :

- facteurs matériels (FM) ;
- facteurs humains (FH) ;
- facteurs techniques (FT) ;
- facteurs liés à l'information et la communication (FIC) ;
- facteurs climat, géographie et environnement (FCGE).

#### • SAIDI BT suite incident

Les FT trônent avec un taux de 64,71% suivis des FCGE (35,29%), des FM (29,41%), des FH (23,53%) et en fin des FIC (17,65%).

**Figure n°29** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIDI BT suite incident.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Pour les facteurs techniques (FT) , le manque de signalisation de défauts sur le réseau BT, la mauvaise qualité du matériel, la longueur importante du réseau qui favorise les chutes de tension, la vétusté du réseau (classique ou ancien) et les agressions du réseau par les travaux de proximité ou par les constructions illicites, constituent des difficultés techniques auxquelles les concessionnaires d'une manière générale et les exploitants d'une manière particulière font face. Pour pallier ces difficultés, ils suggèrent les solutions suivantes : la création de nouveaux districts, l'entretien systématique du réseau BT, la réhabilitation du réseau vétuste, la création de postes HTA/BT, la restructuration du réseau et la création de boucles entre les départements.

Les FCGE sont considérés comme des facteurs exogènes qui handicapent l'activité d'exploitation ou qui détériore la qualité et la continuité de l'alimentation en énergie électrique.

Les enquêtés ont évoqué les problèmes suivants : les intempéries, la particularité difficile des terrains pour la création de nouveaux postes MT/BT, les chutes de tension dans les localités éloignées et la saturation des postes surtout durant la période des grandes chaleurs, l'accès difficile en hiver dans certaines régions et la particularité de certains tissus urbains qui ne facilitent pas l'amélioration du réseau (surtout les aménagements) et parfois même l'enregistrement de difficultés d'interventions au niveau des sites considérés illicites.

À cet effet, des mesures ont été prises ou restent à concrétiser, ont été exprimé par les concessions enquêtées.

Un éventail de suggestions a été proposé par les concessions de distribution pour faire face aux différentes difficultés qui empêchent la maîtrise de l'indicateur SAIDI BT suite incident.

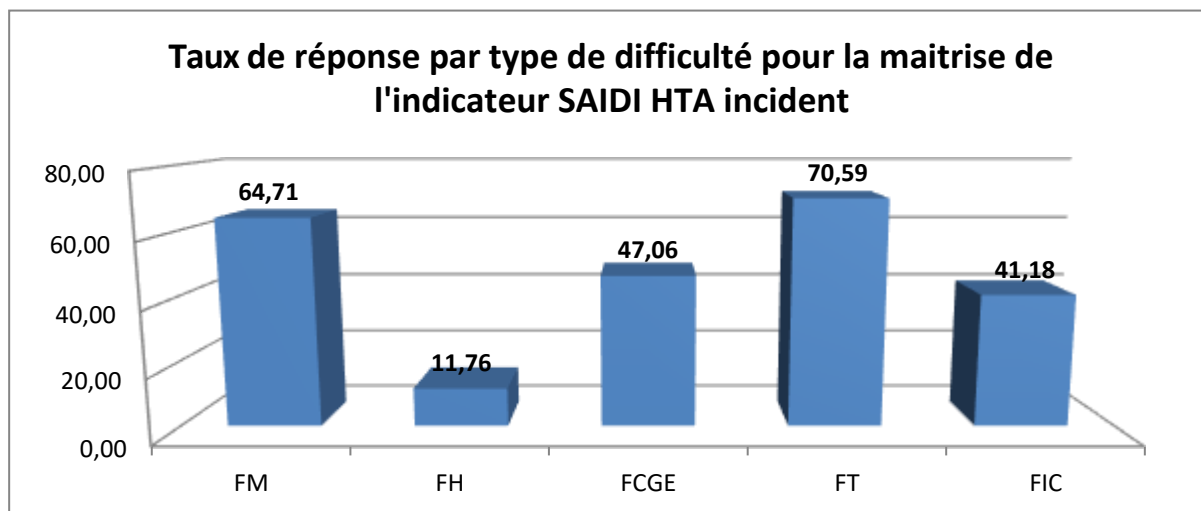
Le tableau n° 01 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **SAIDI HTA suite incident**

Cette indicateur est considéré comme étant important, vu la sensibilité de la nature du réseau, qui peut avoir des conséquences sur l'ensemble du réseau HTA et BT.

Les résultats ont montré que le facteur technique et le facteur matériel, ont eu la part la plus importante dans les réponses des enquêtés, avec des taux respectifs de 70,59% et 64,71%. Suivis mais un peu moins des FCGE (47,06%), FIC (41,18%) et enfin le FH (11,76%).

**Figure n°30** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIDI HTA suite incident.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les difficultés partagées par les enquêtés, sont quasi similaires à ceux évoqués pour l'indicateur précédent (SAIDI BT) surtout du point de vue technique et matériel.

Il a été constaté que deux facteurs (techniques et matériels) ont les plus hauts pourcentages.

Nous citons alors les difficultés classées dans ces catégories. Pour le FT les difficultés pour la maîtrise de cet indicateur les plus récurrentes sont : l'éloignement des districts d'où le recours à l'alimentation en antenne, la longueur importante des injecteurs ce qui pose le problème de localisation des défauts, la non-mise en conformité du réseau HTA et la longueur du réseau et des départs de ce dernier, l'ancienneté du réseau (faible section ou réseau cuivré), disjoncteurs et/ou câbles vétustes, les atteintes tierces importantes et récurrentes, le nombre important des clients sur le même départ et aussi l'existence de postes client non entretenu.

Pour ce qui est des facteurs matériels, il a été évoqué les difficultés suivantes : réseau électrique HTA non télécommandé et/ou l'existence de problème au niveau de ces télécommandes, problèmes de télécommunication des postes éloignés et des CM, le manque

d'automates sur les nouveaux départs, le manque de pièces de rechange, le nombre insuffisant de véhicules et/ou l'existence de moyens roulants inadaptés aux différentes manœuvres d'intervention, manque d'extension de SCADA et des OCR (organes de coupures par réseau).

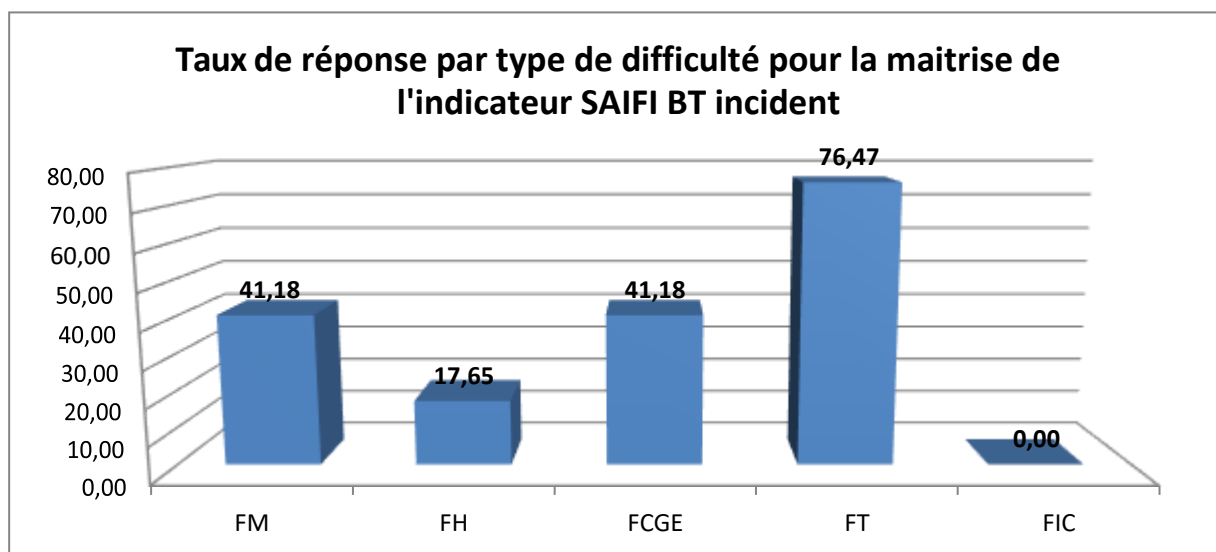
Pour faire face à ces difficultés et à d'autres (classés dans les trois catégories restantes), un éventail de suggestions a été proposé par les concessions de distribution pour faire face aux différentes difficultés qui empêchent la maîtrise de l'indicateur SAIFI BT suite incident.

Le tableau n° 02 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **SAIFI BT suite incident**

Pour ce qui est de cet indicateur qui représente le nombre de coupures suite incident, les taux de réponses par type de difficultés rencontrées pour sa maîtrise sont classés dans l'ordre suivant : FT (76,47%), FCGE et FM (41,18%), FH (17,65%) et aucun FIC (0%).

**Figure n°31** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIFI BT suite incident.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les facteurs techniques (FT) qui influencent le nombre de coupures liées aux incidents survenus sur le réseau BT et auxquels les concessions trouvent des difficultés pour leur maîtrise, sont essentiellement dus à l'atteinte tierce, à la vétusté du réseau BT classique, aux fraudes survenues surtout au niveau des compteurs et des portes fusibles, aux difficultés de

localisation des défauts, à la longueur des départs BT importants, aux agressions d'ouvrages électriques, au non-respect des lois d'urbanisation.

Pour la maîtrise de cet indicateur, les concessions enquêtées trouvent aussi des difficultés en relation avec les FCGE. Des difficultés telles que : les incidents particuliers (intempéries ou autres), exposition du réseau BT à des conditions climatiques et atmosphériques défavorables, augmentation de la PMA par abonné durant la période estivale, évolution des périmètres raccordés sur des réseaux d'électrification rurale, etc., ont été évoquées.

Le facteur matériel a la même importance aux yeux des enquêtés que le FCGE (rappelons un taux de réponses de 41,18%). Les obstacles rencontrés (classés dans cette catégorie), concernent le parc véhicule qui est réduit par rapport à leur besoin, l'indisponibilité de certains accessoires d'exploitation et la non-conformité de certains d'autres (notamment lors de l'intervention des agents de l'APC dans le réseau d'éclairage public en utilisant des matériels non homologués ou hors normes, et/ou l'inexistence (terme utilisé par certain enquêtés) des accessoires du réseau classique.

Ceci dit, qu'il y a d'autres facteurs qui empêchent la maîtrise du SAIFI BT suite incident, mais avec une importance moindre que les précédents.

Le tableau n° 03 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **SAIFI HTA suite incident**

Tout comme le SAIFI BT suite incident, le SAIFI HTA (suite incident) connaît deux plus hauts pourcentages de réponses relatives aux difficultés rencontrées, le premier est lié aux FT (76,47%), et le deuxième est lié aux FM (41,18%) et aux FCGE (41,18%).

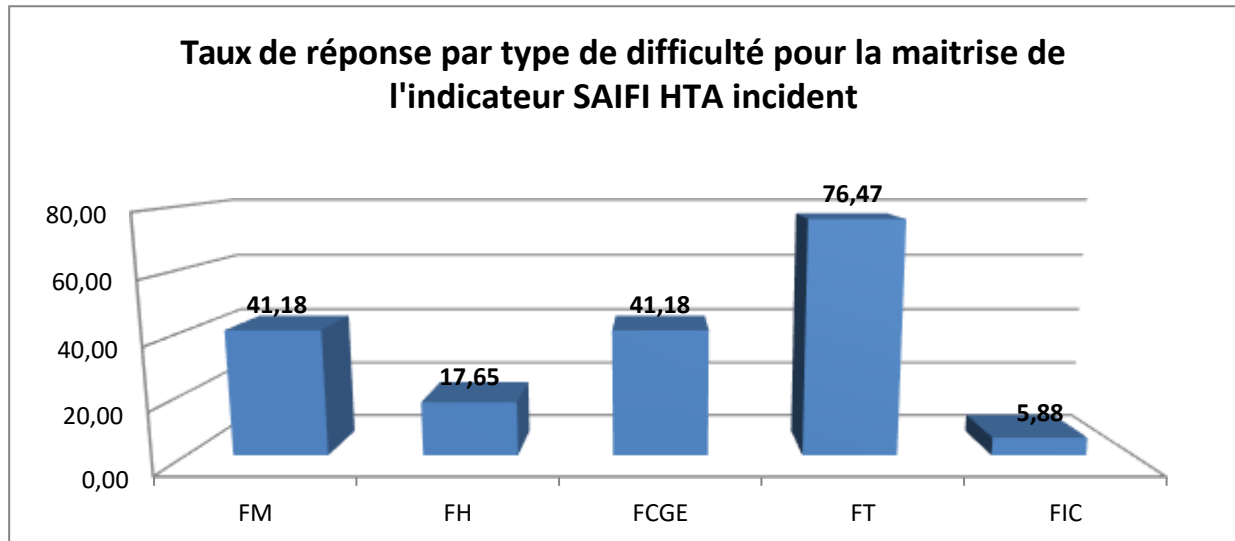
Ces difficultés handicapent et parfois empêchent carrément la maîtrise de l'indicateur. Le taux de réponses du FH (17,65%) est aussi similaire à celui du SAIFI BT, à l'exception du FIC qui enregistre cette fois-ci un taux de 5,88%<sup>505</sup>.

---

<sup>505</sup> Il a été cité comme difficultés liées aux facteurs informationnels et de communication : un délai d'acheminement de l'information important et le manque d'efficacité des moyens de communication.



**Figure n°32** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur SAIFI HTA suite incident.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Le facteur technique occupe, une place importante dans l'exploitation du réseau électrique, surtout lorsqu'il est question des dépannages liés aux incidents. Dans la gestion de ces incidents les enquêtés rencontrent principalement les difficultés suivantes: sources départs saturés, un nombre de départ réduit avec une longueur<sup>506</sup> parfois importante, entretiens insuffisants des postes et du réseau HTA, enregistrement d'actes de malveillance et de vandalisme sur le réseau HTA par des bergers, existence de câble et de disjoncteurs vétustes, l'enregistrement d'un nombre important de coupures suites aux travaux survenus sur ce réseau, des difficultés de localisation des défauts, agression et atteinte du réseau HTA souterrain et aérien, influence du réseau géré par la GRTE sur le réseau HTA<sup>507</sup>, survole des lignes des habitations et certains centres d'enfouissement (qui attirent les oiseaux sur les lignes).

Pour ce qui est des difficultés liées aux FCGE il a été évoqué la particularité géographique de quelques régions (des réseaux longs qui dépassent 200 km parfois, dans les reliefs montagneux ou forestiers). Les incidents particuliers liés aux intempéries, les averses

<sup>506</sup> Quelques villes comprennent un nombre faible de districts et qui gèrent un réseau de 10kv et de 30kv très long.

<sup>507</sup> Coupure suite incident ou absence de tension.

climatiques, les conditions atmosphériques et environnementales<sup>508</sup> défavorables, influencent d'une manière néfaste la qualité du réseau et la continuité de l'alimentation en énergie électrique.

Le FM a le même taux de réponse que celui relatif aux FCGE, ce qui lui donne une importance pour la gestion et la maîtrise des paramètres liés à cet indicateur. Ces difficultés sont liées à l'insuffisance du parc véhicule et à l'existence de véhicules inadaptés à tous les types de terrains et/ou de manœuvres, au fait qu'il manque certains accessoires d'exploitation qui sont fréquemment utilisés (pour le dépannage du réseau) dans les comptoirs homologués ou le fait d'utiliser du matériel pour la réalisation du réseau sans que ce dernier soit conforme aux normes techniques.

Le tableau n° 04 de l'annexe n°16, contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

➤ **Les solutions suggérées pour les principales difficultés liées au volet technique électricité**

Pour remédier à toutes ces difficultés, les concessions de distribution ont suggéré un certain nombre de solutions. Nous nous sommes contentés, de présenter les suggestions relatives aux principaux types de difficultés rencontrées pour la maîtrise de chaque indicateur.

Le tableau ci-dessous contient les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet technique électricité.

---

<sup>508</sup> La présence de décharges publiques mitoyennes aux postes qui attirent les oiseaux.

**Tableau n°22** : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet technique électricité.

Indicateur	principaux types de difficultés	Suggestions des solutions d'amélioration
SAIDI BT suite incident	Facteurs techniques (FT)	Création de nouveaux districts pour garantir une meilleure prise en charge et un rapprochement de la clientèle.
		Assurer l'entretien du réseau BT.
		Réhabilitation de réseau.
		Création de postes HTA/BT au niveau de l'ensemble des districts.
		Amélioration de la qualité de service par l'achèvement des opérations de restructuration, réhabilitation des ouvrages BT avec reprise de tous les réseaux et câbles vétuste enregistrant plusieurs incidents.
		Création des boucles entre les départs.
SAIDI HTA suite incident	Facteurs techniques (FT)	Éclater les départs longs par la réalisation des nouveaux postes pack plus.
		Dédoublement en ligne 60 kV qui est actuellement en antennes (dans certaines régions)
		Création des nouveaux départs HTA pour réduire les longueurs et les charges de transit sur les départs existants.
		Création des bouclages pour toutes les localités et agglomérations en antenne pour sécuriser leurs alimentations.
		Création de postes HTA/BT au niveau de l'ensemble des districts.
		Amélioration de la qualité de service par l'achèvement des opérations de restructuration, réhabilitation des ouvrages avec reprise de tous les réseaux et câbles vétuste enregistrant plusieurs incidents.
		Création des nouveaux postes tél-manceuvrés, ainsi que les IAT-CT.
		Restructuration de réseau HTA.
		Création des boucles entre les départs HTA pour minimiser le délai d'intervention.
		Généralisation de l'installation des détecteurs de défauts sur réseau souterrain.
SAIFI BT suite incident	Facteurs techniques (FT)	Amélioration de la qualité de service par l'achèvement des opérations de restructuration, réhabilitation des ouvrages BT avec reprise de tous les réseaux et câbles vétuste enregistrant plusieurs incidents.
		Contrôle et réception des branchements réalisés.
		Enfouissement du réseau BT.
		Créations des boucles entre des départs BT.
		Renforcement réseau BT.
		Création les postes MT/BT pour soulager les postes voisins.
		Mise à niveau des réseaux défectueux par la réhabilitation des réseaux BT dans les programmes propres.
SAIFI HTA suite incident	Facteurs techniques (FT)	Dédoublement en ligne 60 kv actuellement en antennes.
		Création des nouveaux départs HTA pour réduire les longueurs et les charges de transit sur les départs existants.
		Création des bouclages pour toutes les localités et agglomérations en

		antenne pour sécuriser leurs alimentations.
		Création de postes HTA/BT au niveau de l'ensemble des districts.
		Amélioration de la qualité de service par l'achèvement des opérations de restructuration, réhabilitation des ouvrages MT avec reprise de tous les réseaux et câbles vétuste enregistrant plusieurs incidents.
		Rabattement des départs et création des postes répartitions et sources.
		Restructuration du réseau en impliquant les autorités locales.
		Création des boucles entre les départs HTA.
		Création PS AEH 2X40 MVA <sup>509</sup> s'avère nécessaire et urgente.
		Réduire les longueurs des lignes HTA en installant d'autres postes source.
		Multiplication des postes télé-manœuvrés.

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

### **2.2.2. Le volet technique relatif à la distribution du gaz**

Les paramètres techniques de l'énergie gazière choisis et suivis par la CREG et les concessionnaires, se résument à deux indicateurs : le TMC par incident et le FMC par incident.

Le choix de ces deux indicateurs réside dans l'importante conséquence que peuvent résulter de la défaillance de gestion de ces incidents.

La performance des concessions dans ce volet est liée à la capacité de maîtrise de ces deux indicateurs.

Néanmoins, la gestion de ces incidents et les efforts fournis pour réduire le temps et la fréquence de coupure, afin de rétablir la pression, sont freinés par des difficultés rencontrées sur le terrain.

Face à ces difficultés les concessions de distributions suggèrent des solutions, concrétisées ou qui doivent être concrétisées sur le terrain afin d'y remédier.

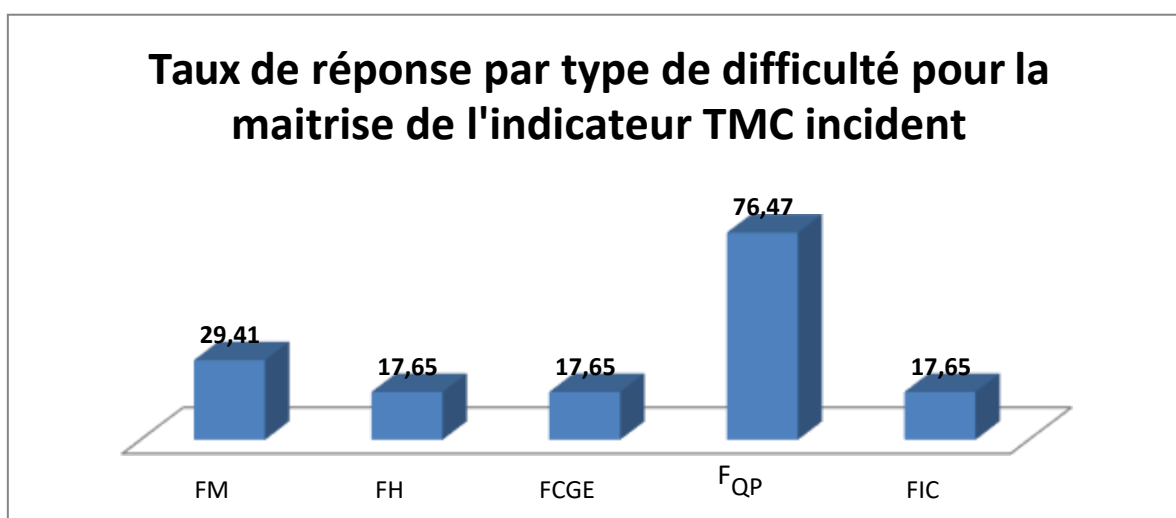
- **TMC par incident**

Les difficultés rencontrées lors de la maîtrise du temps moyens de coupure, sont classées par facteurs : facteurs humains (FH), facteurs matériels (FM), facteur qualité de pression (FQP), facteurs climatiques géographiques et environnementaux (FCGE) et enfin le facteur information et communication (FIC).

<sup>509</sup> Poste source de deux transformateurs à 40 Méga volt ampère.

Suite au dépouillement de questionnaires de nos enquêtés, il a été constaté le classement par taux de réponses, par facteur, comme suit : en premier lieu le FQP avec un taux de réponse de 76,47%, suivi du FM avec un taux de 29,41% et enfin les trois facteurs restants (FH, FCGE et le FIC) avec le même taux de réponse qui est de 17,65%.

**Figure n°33** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur TMC suite incident.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les perturbations sur le réseau de distribution du gaz BP/MP, diminuent la qualité de la pression et peuvent même provoquer des interruptions plus ou moins longues. Cela varie selon le type de réseau<sup>510</sup> et le type d'incident qui peuvent survenir sur ce même réseau. Parmi ces difficultés on va citer celles qui ont été citées par les enquêtés, à savoir : le nombre important de chantiers en cours, lancés par les tiers (y compris ceux qui n'ont pas été déclarés) ; l'intégration des incidents liés aux anomalies d'ouvrages<sup>511</sup> ; le non-respect des normes et servitudes lors de la pose des différents ouvrages à proximité du réseau de distribution du gaz ; la nécessité d'une remise à niveau du réseau en acier même s'il est protégé cathodiquement ; les sorties de postes de détente GRTG non protégés activement nécessitent une spécification particulière ; l'agression du réseau notamment le nombre important d'incidents qui surviennent sur le réseau de distribution BP/MP est dû principalement aux travaux d'assainissement ; la particularité du type de réseau cuivré qui est

<sup>510</sup> La durée d'intervention sur le réseau en acier est plus importante que celle enregistrée sur le réseau PE.

<sup>511</sup> Telles que les défaillances mécaniques, bouchage sur selle Té, corrosion, mauvaise fusion, mauvais percement, etc.

fuyard et ancien ; le problème des fuites de gaz localisées sur le réseau et sur les colonnes montantes des immeubles dans lesquels les habitants utilisent les gaines techniques comme des placards ce qui provoque des fuites et des risques d'explosion et d'incendie.

Pour ce qui est du facteur matériel (FH), la longueur de la durée d'intervention sur le réseau en cuivre et en acier est expliquée dans certaines concessions par l'inexistence de certains articles ou de diamètre des tubes. L'insuffisance et/ou l'absence de matériels et d'outils nécessaires pour les différentes manœuvres ainsi que les véhicules adéquats ont aussi été évoqués par les concessions de la RDO.

Les autres facteurs (FH, GCGE et FIC) présentent un taux de réponse de 17,65% et viennent en dernière position. Ceci dit, que malgré ça, il ne faut pas les négliger, car les répercussions de tout manquement dans ces types de facteurs, peut avoir des conséquences négativement importantes, sur la qualité et la continuité de l'alimentation de l'abonné en gaz naturel (voir les détails dans le tableau n°05 de l'annexe n°16).

Pour surmonter toutes ces difficultés, il a été proposé plusieurs suggestions par les concessionnaires enquêtés (ou qui ont été déjà appliquées par quelques-unes d'entre elles), afin de permettre l'amélioration de cet indicateur (TMC).

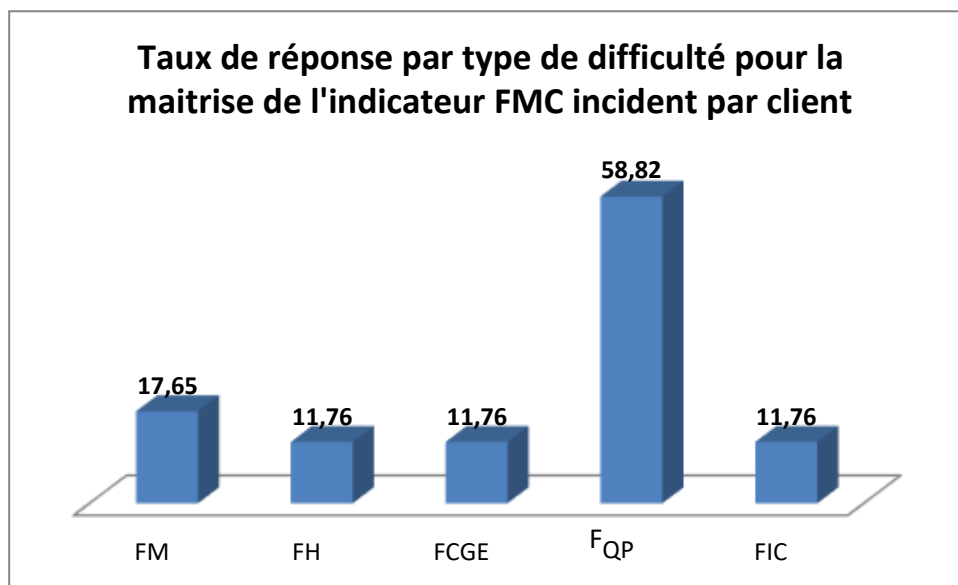
Le tableau n° 05 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **FMC suite incident par client**

La fréquence ou le nombre moyen de coupures (longues et brèves) par client, est un indicateur pertinent d'un point de vue qualitatif. Cette fréquence peut augmenter quand le gestionnaire du réseau de distribution du gaz rencontre des difficultés, qu'on a classées selon les facteurs : matériels (FM), humains (FH), en relation avec la qualité de pression (FQP), climatiques géographiques et environnementaux (FCGE), et ceux qui gravitent autour de l'information et de la communication (FIC).

Le taux de réponse par facteur est quasi-similaire à celui du TMC. Le facteur qui a une relation avec la qualité de pression est toujours en première position mais avec un taux de réponse de 58,82%, suivi par un taux de réponses de 17,65% pour le facteur matériel et enfin les trois facteurs restants en ex aequo, avec un taux de 11,76%.

**Figure n°34** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur FMC suite incident.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

L'indicateur FMC présente les mêmes difficultés que celles citées dans l'indicateur TMC. Nous rajoutons à cela, un autre point qu'on considère plutôt comme une information et pas comme une difficulté. Ce point parle de l'indicateur FMC qui est considérée comme un indicateur de qualité de service lié au nombre d'abonnés touchés suite aux interventions (travaux et incident) sur le réseau de distribution gazier.

Pour ce qui est du facteur matériel (FM), le manque de matériels, accessoires et de véhicules d'intervention est présent.

Les autres facteurs (FH, FCGE et FIC), ont été aussi évoqués dans les réponses de l'enquête. Le tableau n° 06 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

➤ **Les solutions suggérées pour les principales difficultés liées au volet technique gaz**

Pour pallier à toutes ces difficultés, les concessions de distribution ont suggéré un certain nombre de solutions. Nous nous sommes contentés, de présenter les suggestions relatives aux principaux types de difficultés rencontrées pour la maîtrise de chaque indicateur.

Le tableau ci-dessous contient les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet technique gaz.

**Tableau n°23** : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet technique gaz.

Indicateur	principaux types de difficultés	Suggestions des solutions d'amélioration
TMC	Facteur qualité de pression (FQP)	Assurer plus de rigueur lors de la mise en œuvre des réseaux.
		Réaliser le programme d'entretien.
		Remplacement des réseaux cuivre corrodé par PE.
		Mise à niveau de la protection cathodique du réseau acier
		Lancement d'une consultation pour les entreprises homologuées gaz pour protéger les sorties des postes DP.
		Respecte les normes et les mesures de sécurité afin d'assurer la sécurité des biens et personnes.
		Mise à niveau de la protection cathodique du réseau acier
		Réaliser le programme de recherche systématique de fuites
FMC	Facteur qualité de pression (FQP)	Optimiser la réalisation des vannes de coupure sur réseau.
		Lancement des consultations pour les entreprises homologuées gaz pour protéger les sorties des postes DP.
		Surveillance du réseau de distribution du gaz (par le renforcement des équipes gaz par exemple).
		Respecter les normes et les mesures de sécurité afin d'assurer la sécurité des biens et personnes.
		Le remplacement des réseaux vétustes est pris en charge dans le cadre du programme propre.
		Multiplier les visites et les surveillances des chantiers.
		Une meilleure gestion des coupures pour travaux.
		Mise à niveau de la protection cathodique du réseau acier
		Remplacement du réseau cuivre corrodé
		Réaliser le programme de recherche systématique de fuites

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

### 2.2.3. Le volet commercial relatif à la distribution l'électricité

La distribution de l'électricité (tout comme le gaz), est une activité de service public par excellence. La séparation des activités prévoit la distinction entre la gestion du réseau de distribution et la commercialisation (autrement appelé « activité fourniture »). Cette séparation traduit la mission de service public sur le terrain, en assurant une meilleure qualité de ce dernier et surtout la satisfaction de la clientèle.



L'amélioration de la qualité de service dans la société de distribution de l'électricité et du gaz est prouvée par la maîtrise de trois indicateurs de performance commerciale (pour les deux énergies électrique et gazière) :

- le DSDR pour un branchement simple ;
- le DSDR pour une extension de réseau ;
- le DRR.

• **Le DSDR pour un branchement simple**

Comme nous l'avons déjà expliqué la satisfaction de la demande de raccordement des branchements simples, passe par des étapes et chaque étape prend une durée déterminée, qui varie selon plusieurs facteurs.

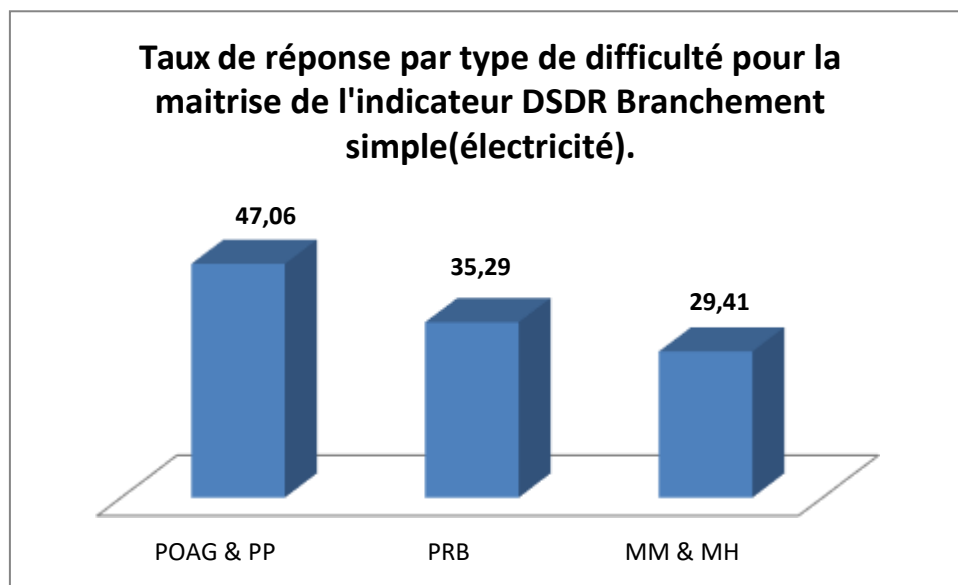
Les concessions enquêtées ont évoqué les problèmes qu'ils rencontrent, et qui font que ces délais peuvent durer plus longtemps que prévu initialement.

À notre niveau, nous avons catégorisé ces problèmes comme suit :

- problèmes d'ordre administratif, de gestion et problèmes de paiement (POAG & PP) ;
- problèmes relatifs à la faisabilité des branchements (PRB) ;
- problèmes liés au manque de moyens matériels et humains (MM & MH).

Nous constatons que le taux de réponses par type de problème (difficultés), le plus élevé est celui de la catégorie POAG & PP (47,06%), suivi de celui des PRB (35,29%) et des MM & MH (29,41%).

**Figure n°35** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour les branchements simples (électricité).



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

La lenteur des modes de passation<sup>512</sup> (des commandes, lettres de commande, marché, etc.) entre le distributeur et le sous-traitant, l'absence d'un suivi informatisé des affaires lancées et en cours et l'enregistrement des retards à cause de l'incomplétude des dossiers administratifs par le client (acquisition des autorisations, le paiement du devis, etc.), sont des problèmes rencontrés par les concessions qui influent le délai de satisfaction de leur demande.

D'autres problèmes ont été cités et qui sont liés à la faisabilité du branchement (PRB), à savoir :

- l'éloignement des localités et l'étalement de l'espace géographique couvert par certaines DD ;
- opposition des voisins et des propriétaires des terrains ;
- difficultés de localisation des terrains ;
- problèmes techniques dans les installations des clients ;
- agressions d'ouvrages.

Pour ce qui est du manque de moyens humains et matériels, il y a eu une redondance dans les réponses suivantes : insuffisance d'entreprises de réalisations de branchements (sous-

<sup>512</sup> Et parfois même l'infructuosité des appels d'offre ou des consultations restreintes.

traitant préqualifié)<sup>513</sup> ; manque de moyens roulants et indisponibilité des compteurs électriques au niveau de certaines DD.

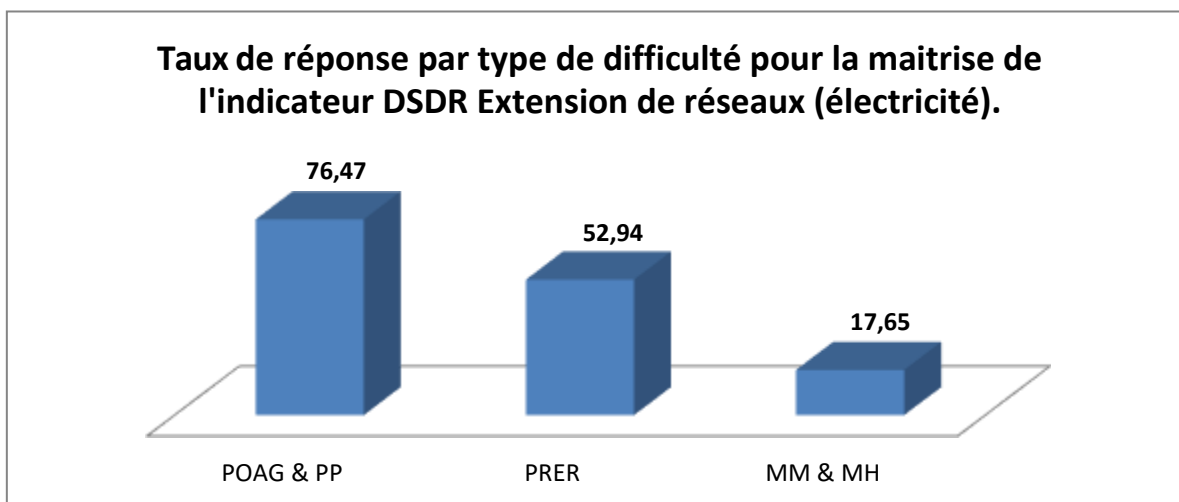
Le tableau n° 07 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **Le DSDR pour une extension de réseaux**

Comme pour les branchements simples, le DSDR pour une extension de réseau peut être prendre plus de temps que le délai théorique prévu lancement d'une affaire pour ce type de raccordement. Ce qui prolonge ce délai, est représenté dans les mêmes catégories de difficultés (ou de problèmes) déjà cités dans le point précédent.

Ce qu'on doit retenir, c'est que ces catégories ont gardé le même classement en termes de taux de réponses des enquêtés mais à des valeurs différentes (76,47% pour les POAG & PP, 52,94% pour les problèmes liés à la faisabilité de l'extension du réseau (PRER), 17,65% pour les MM & MH).

**Figure n° 36 :** taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour les extensions de réseaux.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Nous constatons, que les problèmes rencontrés dans cette première catégorie (POAG & PP) et la même que celle évoqués pour le DSDR pour le branchement simple, rajoutant à ceci<sup>514</sup> :

<sup>513</sup> Ou bien existante mains non performantes.

- la lenteur enregistrée dans la délivrance des autorisations de voiries et de passages par les administrations compétentes (APC, DTP, DRIZ, etc.) ;
- manque de pièces telles que les plans et le bilan de puissance dans le dossier de raccordement ;
- des retards enregistrés dans l'établissement des études, car elles se font au niveau de la division études et travaux qui connaît un plan de charge conséquent.

Quant aux problèmes liés à la faisabilité des extensions de réseau (PRER) et qui influencent sur la longueur de ce délai, nous trouvons : les oppositions des tiers lors de la réalisation des affaires ; l'éloignement des localités (pour certaines régions) par rapport aux sièges des DD ainsi que l'encombrement de certains chantiers avec d'autres organismes et/ou entreprises (OPGI, DUAC, AADL, etc.).

Les MM & MH sont représenté par la rupture de certains matériels nécessaires aux travaux d'extension de réseaux ; par le manque de bureau d'études et le manque d'entreprises qualifiées et performantes, et qui sont capables d'honorer ses engagements à temps.

Le tableau n° 08 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **Le DRR des clients**

Les réclamations des clients se font soit par téléphone soit au niveau de la direction de distribution.

À ce propos, il existe selon les répondants, plusieurs problèmes qui peuvent prolonger le délai de traitement des réclamations. Nous avons catégorisé et classé ces problèmes (selon le taux de réponses pour chaque catégorie) de la manière suivante :

- le manque d'information sur les réclamations à traiter (MIRT) avec un taux de réponse de 64,71% ;
- les problèmes liés à la réclamation (PR)<sup>515</sup> avec un taux de 17,65%;

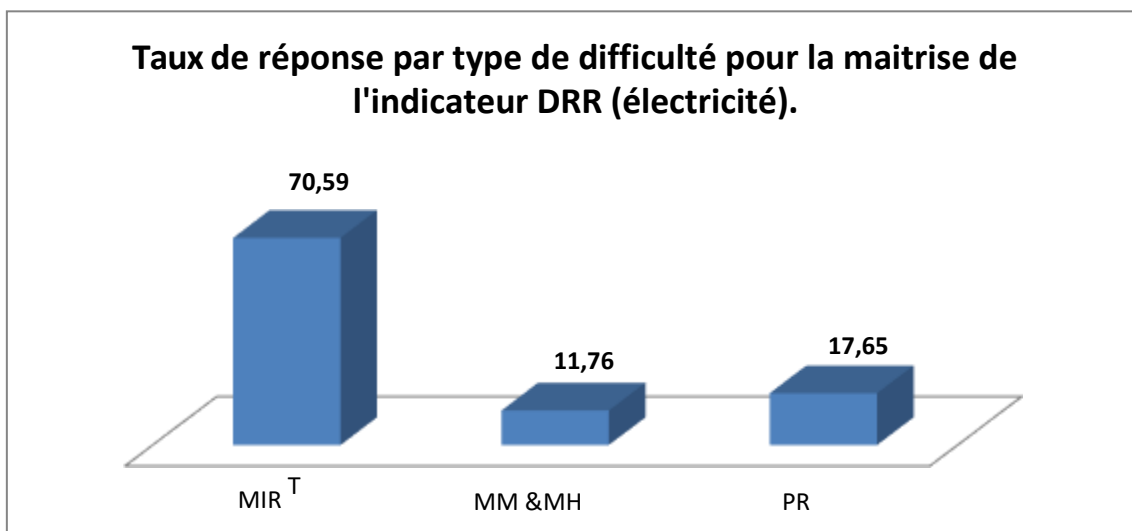
---

<sup>514</sup> Nous résumons d'une manière générale, les points suivants par la lourdeur de la procédure de raccordement pour les extensions de réseau.

<sup>515</sup> Autres que le MIRT et le MM & MH.

- le manque de moyens matériels et humains (MM & MH) avec un taux de 11,76%.

**Figure n°37** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DRR (électricité).



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

À travers cette figure, nous remarquons que les principales causes du prolongement du délai de réponse aux réclamations des clients sont dues au manque d'information et de renseignements des réclamants (MIR), tels que :

- le problème d'identification des requérants qui ne communiquent pas leurs coordonnées exactes et/ou la nature de leurs réclamations ;
- la lenteur enregistrée dans la collecte et le traitement de l'information par les différents intervenants ;
- absence de poste dans l'organisation de la DD qui s'occupe du traitement et du suivi des réponses aux réclamations ;
- absence d'un système d'informations efficaces.

Pour les autres problèmes liés aux réclamations (autres que le MIRT et le MM &MH), nous citons :

- l'éloignement des localités (communes) dans certaines régions pour effectuer les investigations nécessaires à la réponse du client ;

- certaines interventions nécessitent la présence du client (parfois ceci n'est pas évident) pour la séparation du disjoncteur ;
- les réclamations sont parfois survenues suite aux coupures sur le réseau ou l'installation interne et d'autres fois pour cas d'impayés ce qui rend cette tâche plus compliquée.

Le manque de moyens humains et matériels nécessaires à la collecte et à l'inspection des lieux signalés par les clients a été cité par certains enquêtés d'une manière générale.

Le tableau n° 09 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

➤ **Les solutions suggérées pour les principales difficultés liées au volet commercial électricité**

Pour remédier à toutes ces difficultés, les concessions de distribution ont suggéré un certain nombre de solutions. Nous nous sommes contentés, de présenter les suggestions relatives aux principaux types de difficultés rencontrées pour la maîtrise de chaque indicateur.

Le tableau ci-dessous contient les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet commercial électricité.

**Tableau n°24** : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet commercial électricité.

Indicateur	principaux types de difficultés	Suggestions des solutions d'amélioration
DSDR brt. Simple	POAG & PP	Simplifier les procédures d'attribution des affaires afin de minimiser les délais.
		Révision des prix de références pour les régions éloignées.
		Instaurer une application informatique.
		La sélection des entreprises pour la réalisation exclusive des branchements simples.
		L'instauration de marché à commande avec des entreprises sous-traitantes pour la réalisation des branchements.
		Utilisation du système SIG.
		Exiger le numéro de téléphone du client lors de l'introduction de la demande.
		Inciter les autorités locales (APC) pour la délivrance des autorisations pour le raccordement des abonnés.
		Information et sensibilisation du demandeur sur ses droits et obligations.
		Alléger les procédures de pré qualification des entreprises et passation de marchés.
		Alléger la procédure de passation des consultations au niveau de toutes les agences (marchés à commandes).
DSDR ext. Réseau	POAG & PP	Réviser et alléger la procédure de passation des marchés.
		Révision des prix de références.
		Instaurer une application informatique (par exemple par la création d'une plateforme web pour l'enregistrement des demandes).
		Anticiper sur les demandes des autorisations avec l'exigence des autorisations de passage au paiement des devis.
		Inciter les autorités locales à délivrer les autorisations de voiries dans les meilleurs délais possibles et les informés en temps réel sur celles qui sont en suspens.
		Ne pas comptabiliser les délais d'obtention des autorisations dans le calcul des délais.
		Introduction des marchés à commande avec des modalités d'application.
		La mise en place d'un barème de chiffrage unifié pour l'ensemble des concessions de la distribution.
		Organisation des réunions périodiques avec l'OPGI, DTP, DUAC, et AADL.
		Information et sensibilisation du demandeur sur ses droits et ses obligations.

DRR	MIR	Sensibilisation des clients, sur le site WEB, sur les procédures, d'une façon simple, pour leur permettre de mieux exposer leurs problèmes.
		Informatiser la gestion et le suivi de cet indicateur et désigner les personnes pour son suivi par l'instauration d'une application informatique adéquate et la création d'une structure dédiée à la réclamation.
		Mise en place de l'astreinte au niveau des agences.
		Sensibilisation et coordination entre les intervenants pour la prise en charge rapide de la réclamation du client (en intensifiant les séances de communication dans la radio locale par exemple, surtout en ce qui concerne l'enregistrement de panne sur la plateforme 3303).
		Analyse des restitutions « centre d'appel national » nouvellement mis en service.
		L'instauration d'un système de gestion des réclamations qui implique l'ensemble des structures concernées.
		Revoir les circuits d'informations entre les clients et les opérationnels.
		Modernisation des moyens de communication pour la prise en charge des réclamations.
		Prise en charge des réclamations enregistrées dans le registre de doléance.

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

#### **2.2.4. Le volet commercial relatif à la distribution du gaz**

La clientèle de la Sonelgaz est devenue aussi exigeante, et demande la conjugaison d'efforts des services commerciaux, en matière de réduction du délai de satisfaction des demandes de raccordements en énergie gazière et de la durée de réponse aux réclamations.

C'est pour cette raison que trois indicateurs qui relèvent du volet commercial (gaz) sont suivis par les concessions et les DD : DSDR pour un branchement simple ; Le DSDR pour une extension de réseau et le DRR.

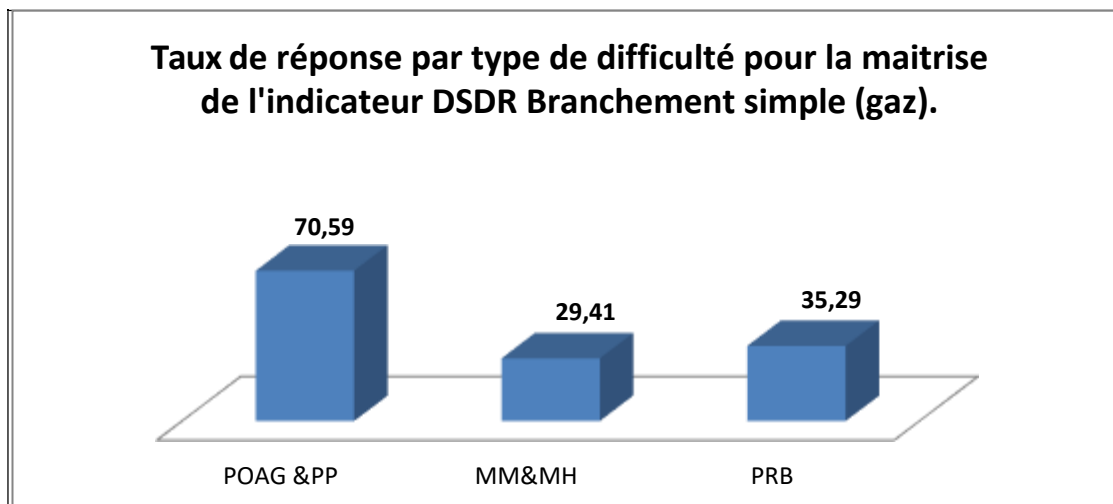
- **DSDR pour un branchement simple**

Pour cet indicateur nous avons retenu trois types de difficultés (problèmes) évoqués par les répondants, à savoir :

- POAG & PP avec un taux de réponse de 70,59% ;
- PRB avec un taux de réponse de 35,29% ;
- MM et MH avec un taux de réponse de 29,41%.



**Figure n°38 :** taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour un branchement simple (gaz).



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

À partir de ce graphe, nous constatons que les problèmes évoqués pour la maîtrise de cet indicateur sont presque les mêmes que ceux de l'énergie gazière (dans les mêmes catégories), rajoutant à ceci :

- le problème de manque de plans et visions d'aménagement de plusieurs quartiers dans la catégorie POAG & PP;
- l'insuffisance d'agents gaziers de distribution pour la catégorie MM & MH ;
- le problème de conformité des installations intérieures ou l'enregistrement de difficultés de réalisation de ces derniers par les abonnés surtout dans la nouvelle DP).

Le tableau n° 10 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

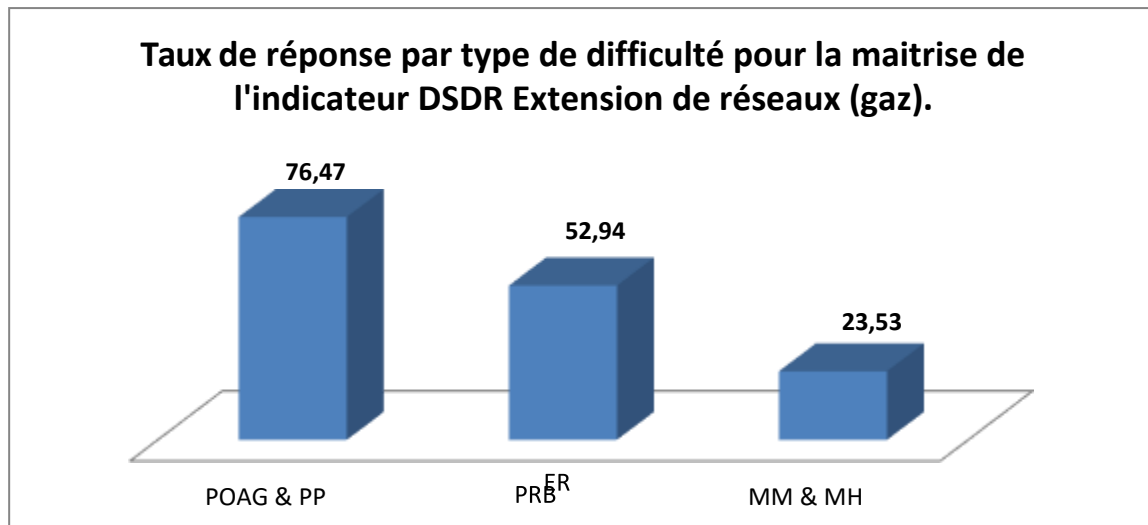
#### • **Le DSDR pour une extension de réseaux**

Ce délai varie d'une affaire (selon les consistances physiques réalisées) à une autre et d'une région à une autre. Ce délai est prévu au préalable, et ne doit en aucun cas être dépassé sauf en cas d'imprévu ou d'obstacles rencontrés. Ces derniers ont été cités par les concessions de distribution et nous les avons catégorisé et classé comme suit :

- POAG & PP avec un taux de réponses de 76,47% ;
- PRB avec un taux de réponses de 52,94% ;

- MM & MH avec un taux de réponses de 23,53%.

**Figure n°39** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DSDR pour une extension de réseau (gaz).



Source : construction à partir des données de l'enquête, 2020.

Comme pour les branchements simples, les difficultés rencontrées lors de la maîtrise du DSDR pour une extension de réseau sont les mêmes que celles relative à la distribution de l'énergie électrique dans les mêmes catégories, en plus :

- de l'absence de plans de vision d'aménagement de plusieurs quartiers, pour la catégorie POAG & PP ;
- du manque de réseau d'assainissement dans certains endroits, pour la catégorie PRER ;
- de la pénurie conjoncturelle de certains matériels, tels que les détendeurs.

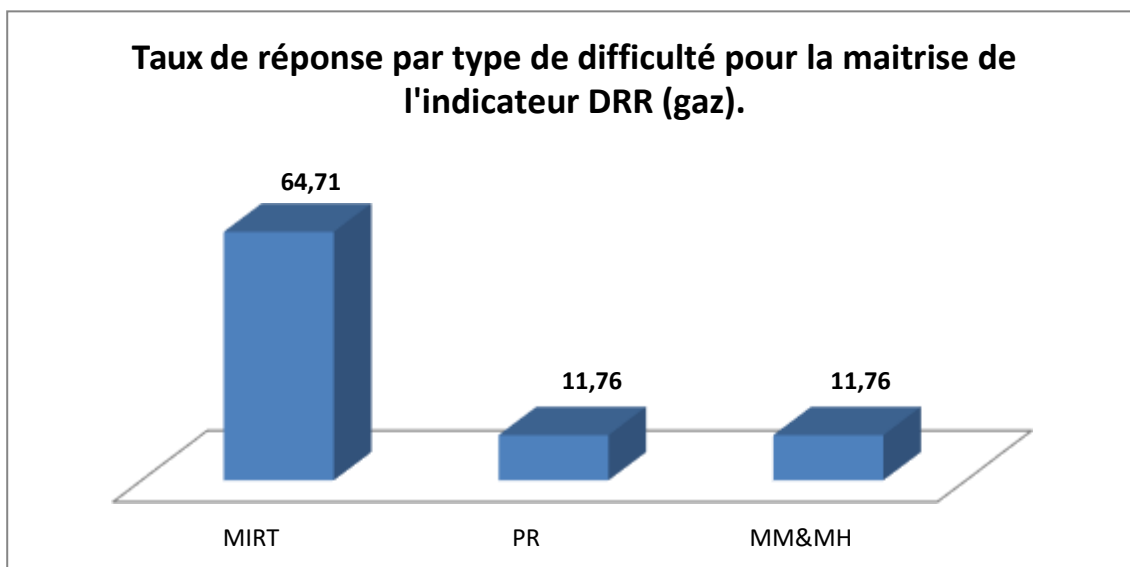
Le tableau n° 11 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **Le DRR des clients**

Le délai de réponse aux réclamations est un indicateur d'une grande importance, surtout lorsqu'il s'agit des réclamations urgentes. Il ressort du graphe ci-dessous que la catégorie de difficultés qui se pose devant la maîtrise du DRR (gaz), et présente le taux de réponses le plus

élevé est celui du MIRT (64,71%). Suivi des deux autres catégories avec un taux similaire de 11,76%.

**Figure n°40** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DRR (gaz).



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

En ce qui concerne les difficultés liées à la maîtrise de cet indicateur, nous avons constaté qu'il y a similitude par rapport à ceux qui ont été cités pour l'énergie électrique (DRR électricité).

Le tableau n° 12 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

➤ **Les solutions suggérées pour les principales difficultés liées au volet commercial gaz**

Pour remédier à toutes ces difficultés, les concessions de distribution ont suggéré un certain nombre de solutions. Nous nous sommes contentés, de présenter les suggestions relatives aux principaux types de difficultés rencontrées pour la maîtrise de chaque indicateur.

Le tableau ci-dessous contient les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet commercial gaz.

**Tableau n°25** : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet commercial gaz.

Indicateur	principaux types de difficultés	Suggestions des solutions d'amélioration
DSDR brt. Simple	POAG & PP	Simplifier les procédures d'attribution des affaires afin de minimiser les délais.
		Révision des prix de références (surtout pour les régions éloignées).
		Instaurer une application informatique.
		Anticiper sur les demandes des autorisations et de voirie en incitant les autorités locales (APC) à délivrer une autorisation pour le raccordement des abonnés.
		L'exigence des autorisations de passage au paiement des devis.
		Mettre en place une convention avec APC pour la remise en état.
		Actions de communication d'envergure et de sensibilisations des autorités locales et des parties concernées pour résoudre le problème de manque des plans et vision d'aménagement des quartiers.
		Alléger la procédure de passation des marchés.
DSDR ext. Réseau	POAG & PP	Ne pas comptabiliser les délais d'obtention des autorisations dans le calcul des délais.
		Révision des prix de références pour les régions éloignées.
		Introduction des marchés à commande avec des modalités d'application.
		Alléger la procédure de passation des marchés.
		La mise en place d'un barème de chiffrage unifié pour l'ensemble des concessions de la distribution.
		Anticiper les demandes des autorisations de voiries.
		L'exigence des autorisations de passage au paiement des devis.
		Actions de communication d'envergure et de sensibilisations des autorités locales et des parties concernées pour la délivrance des autorisations de voirie dans les meilleurs délais possibles.
		Création d'une plateforme WEB pour l'enregistrement des demandes.
		Information et sensibilisation du demandeur sur ses droits et obligations. Encourager le recours aux travaux par supervision (prise en charge par le client).
DRR	MIRT	Sensibilisation des clients, sur le site WEB, sur les procédures, d'une façon simple, pour leur permettre de mieux exposer leurs problèmes.
		Informatiser la gestion et le suivi de cet indicateur et désigner les personnes pour son suivi par l'instauration d'une application informatique adéquate et la création d'une structure dédiée aux réclamations.
		Mise en place de l'astreinte au niveau des agences.
		Sensibilisation et coordination entre les intervenants pour la prise en charge rapide de la réclamation du client (en intensifiant les séances de communication dans la radio locale par exemple surtout en ce qui concerne l'enregistrement de panne sur la plateforme 3303).
		Analyse des restitutions « centre d'appels national » nouvellement mis en service.
		L'instauration d'un système de gestion des réclamations qui implique l'ensemble des structures concernées.
		Revoir les circuits d'informations entre les clients et les opérationnels.
		Modernisation des moyens de communication pour la prise en charge des réclamations.
		Prise en charge des réclamations enregistrées dans le registre de doléance.

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

### **2.2.5. Le volet financier relatif à la distribution de l'électricité**

Ce volet contient deux types d'indicateurs très importants pour la mesure de la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz. Le taux de perte<sup>516</sup> et le délai crédit client (client BT AO, client BT FSM et client HTA pour l'électricité et client BP AO, client BP FSM et client MP pour le gaz).

- **TP dans le réseau HTA et le réseau BT**

Pour traiter les données relatives aux difficultés liées à la maîtrise de cet indicateur, nous les avons ventilées entre six catégories :

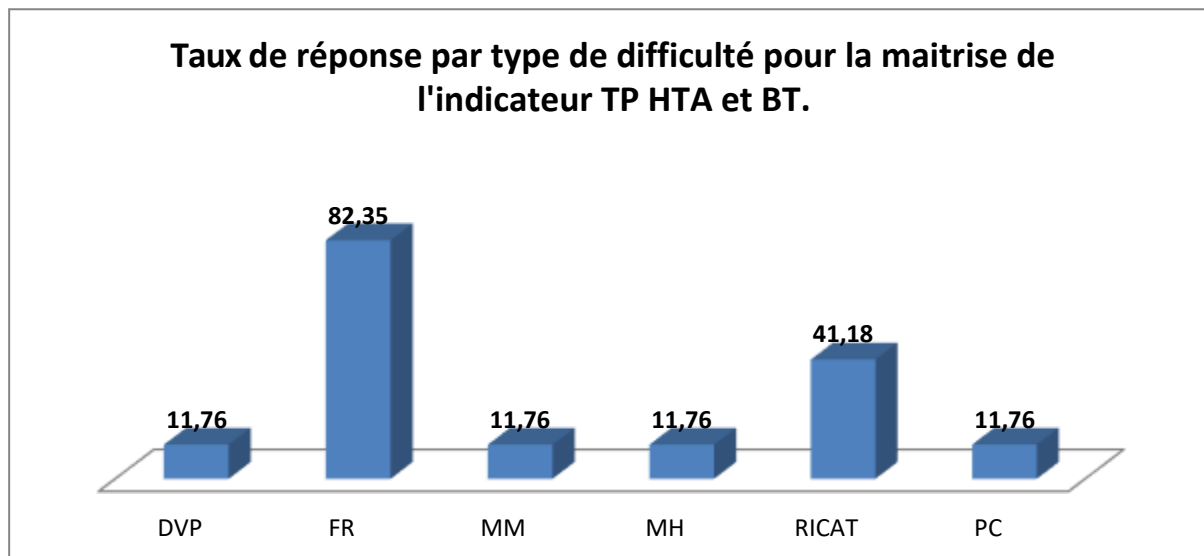
- difficultés de détermination et de valorisation des pertes (DVP) ;
- problèmes liés à la fraude (Fr) ;
- difficultés liées aux manques de moyens matériels (MM) ;
- difficultés liées aux manques de moyens humains (MH) ;
- problèmes liés à la relève, intégration de compteurs et les anomalies techniques (RICAT) ;
- problème d'éloignement des compteurs (PEC).

La figure ci-dessous nous illustre les taux de réponses par catégories. Le taux le plus élevé est celui des problèmes liés à la fraude (82,35%). Ce taux est suivi de celui des RICAT (41,18%). Les quatre autres catégories de difficultés présentent le même taux de réponses (11,76%).

---

<sup>516</sup> Le taux de perte est considéré comme un indicateur de performance par excellence pour les DD, il est même retenu comme un des paramètres d'évaluation du rendement des directeurs de distribution.

**Figure n°41** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur TP HTA et BT.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

La fraude est la principale cause de la perte de l'énergie électrique sur le réseau de distribution HTA/BT. Selon les enquêtés, nous trouvons : les fraudes sur compteur et réseaux de distribution ; les difficultés d'accès des agents de la Sonelgaz aux sites de fraude (tels que les constructions illicites) ; lenteur enregistrée dans le traitement juridique de la fraude ; Agression des agents de distribution lors du constat de la fraude.

Les difficultés les plus évoquées chez les répondants, après celles des fraudes, sont relatives à la relève, intégration de compteurs et aux anomalies techniques (RICAT). Pour cette catégorie nous avons eu comme difficultés : les différentes anomalies techniques survenues sur ce réseau ; l'inaccessibilité de certains compteurs (surtout au moment de la relève de l'indexe) ; difficultés d'accès aux certains périmètres agricoles ; le nombre important de consommations nulles et faibles suite à l'inaccessibilité de plusieurs habitations ; existence de comptage défectueux ; non-intégration des nouveaux abonnés dans le système informatique de la distribution et la rétrocession<sup>517</sup>.

Le tableau n° 13 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

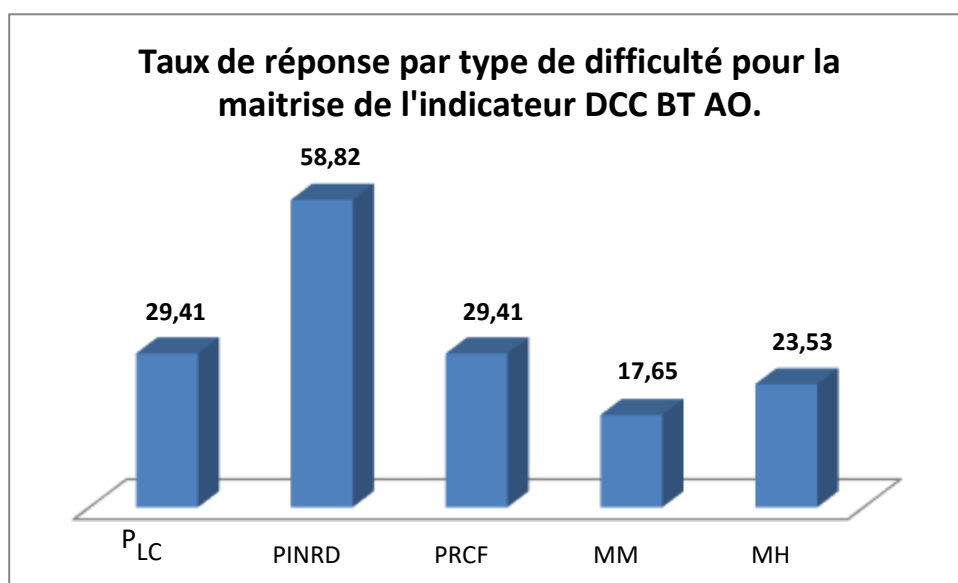
<sup>517</sup> « Acte portant cession à un tiers d'un droit acquis ». [www.larousse.fr](http://www.larousse.fr), consulté le 03/09/2020.

- **Le DCC BT AO**

Le délai moyen accordé à un client BT AO pour régler sa facture, est un indicateur, dont la maîtrise nécessite de faire face à plusieurs types de difficultés. Les concessions de distribution de la région Ouest rencontrent les catégories de difficultés suivantes :

- problèmes d'impayés et du non-respect des délais (PINRD) qui prend la première position dans les réponses des enquêtes avec un taux de (58,82%) ;
- les problèmes liés aux coupures (PLC), qui enregistre un taux de réponse de 29,41% comme celui des problèmes relatifs à la relève, au comptage et à la facturation (PRCF) de l'énergie électrique.

**Figure n°42** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC BT AO.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les PINRD que les concessions rencontrent lors de la gestion des crédits clients, sont : le non-respect des délais de paiement par le client ; la méconnaissance des facilités de paiement offertes par la société ; les difficultés financières des clients pour honorer leurs factures dans les délais par les clients à bas revenus.

Quant aux problèmes liés aux coupures (PLC), nous notons : la lenteur de la procédure de recouvrement par voie judiciaire ; opposition des clients aux coupures ; le refus de paiement

des abonnés (refus de paiement des factures de consommation ces derniers temps suite aux événements politiques récents<sup>518</sup>).

La PRCF vient en deuxième position (au même titre que les PLC) en termes de taux de réponses. Ces derniers ont touché les problèmes et les difficultés liées : aux compteurs inaccessibles qui influencent considérablement le DCC ; à la coupure des compteurs groupés (tel qu'on trouve dans les logements collectifs) qui ne sont pas sécurisés au rétablissement du courant par des tiers ; les événements politiques actuels que connaît le pays et qui entrave les actes de coupures ; aux agressions d'agents de la Sonelgaz pour empêcher la coupure ; aux difficultés de distribution des factures dans des rayons d'intervention très larges ; difficultés de coupures aux supports.

Le tableau n° 14 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **Le DCC BT FSM**

Les clients BT FSM tardent eux aussi parfois à honorer leurs factures dans les délais. Les causes de ce retard sont essentiellement dues à des problèmes divisés par nos soins en trois catégories et classés selon le taux de réponses comme suit :

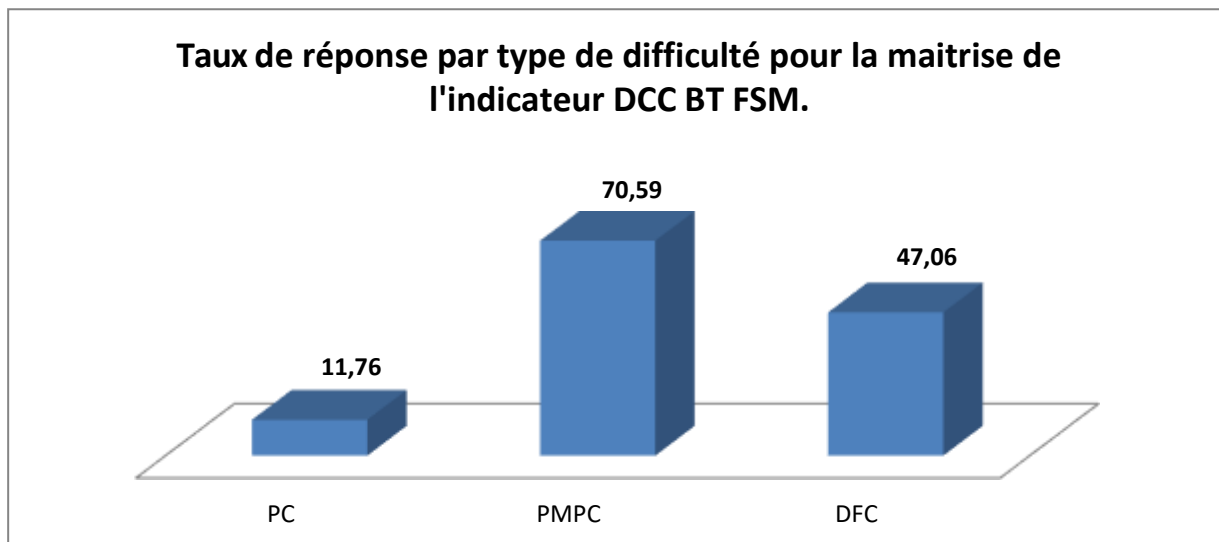
- les problèmes liés aux modes de paiement des créances (PMPC) représentent un taux de 70,59% ;
- les difficultés financières des créanciers (DFC) représentent un taux de 47,06% ;
- problèmes liés aux coupures du courant (PC) représentent un taux de 11,76%.

---

<sup>518</sup> Début 2019.



**Figure n°43** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC BT FSM.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les modes et les procédures de paiement des créances de la Sonelgaz par les administrations et les organismes publics sont lourds et complexes à la fois, ce qui influence négativement sur le DCC. À côté de ça, il existe aussi des problèmes de gestion des créances au niveau de certaines APC.

Certains créanciers BT FSM, trouvent des difficultés financières, pour honorer leurs factures pour cause d'insuffisance du budget alloué par l'État ou de retard de transmission de ce budget (ce point vise essentiellement les administrations publiques et les organismes étatiques). Ajoutant à cela les subventions de la wilaya qui attendent leurs apparitions dans des arrêtés.

Parmi les problèmes liés à la coupure de courant (PC) électrique à ce type client les concessions enquêtées ont cité essentiellement : la coupure des secteurs sensibles est impossible car la suppression d'énergie pour les secteurs stratégiques n'est pas autorisée, pour permettre l'amélioration de ce délai.

Le tableau n° 15 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

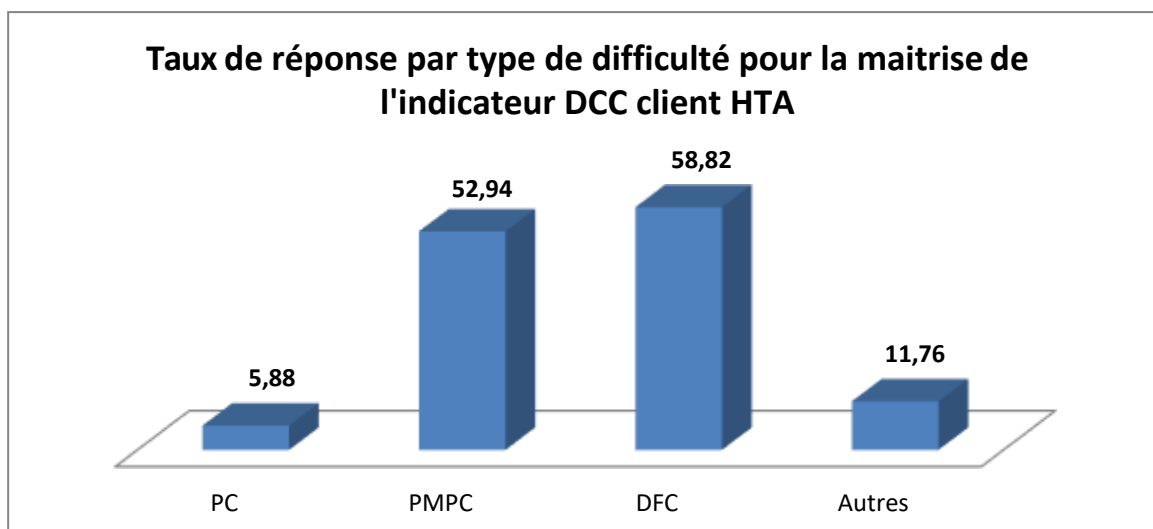
- **Le DCC HTA**

Les clients HTA, sont les gros abonnés de la distribution, dont la consommation est plus importante, et toute anomalie de recouvrement de ces créances, se répercute sur le DCC de cette catégorie de clients.

Nous avons noté, quatre types de difficultés, catégorisées et classées de la manière suivante :

- DFC dont le taux de réponse est de 58,82% ;
- PMPC dont le taux de réponse est de 52,94% ;
- Autres avec un taux de réponse de 11,76% ;
- PC qui représente un taux de 5,88%.

**Figure n°44** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC client HTA.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les difficultés financières (DFC) de certains clients, sont traduit par l'insuffisance des budgets de certains organismes et administrations publiques ce qui cause des retards dans le règlement de leurs factures de la consommation électrique.

Les difficultés de la catégorie PMPC se résume dans la lourdeur des procédures et la longueur du circuit de paiement par les organismes et les administrations publiques.

Comme nous l'avons évoqué un peu plus en haut, les clients HTA sont considérés comme de gros clients. Ces clients sont de nature énergivore et certains d'eux sont considérés comme des clients qui relèvent des secteurs sensibles (tels que les casernes, les écoles, les hôpitaux, etc.), dont la coupure de l'énergie est impossible en cas d'impayés.

D'autres difficultés, font partie de la liste des réponses qui parlent du DCC MT comme indicateur qui prévoit à la base un compte commun entre la MT et la MP. Nous trouvons aussi les difficultés relatives à la liquidité relative à la production par compagnie.

Le tableau n° 16 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

➤ **Les solutions suggérées pour les principales difficultés liées au volet financier électricité**

Pour remédier à toutes ces difficultés, les concessions de distribution ont suggéré un certain nombre de solutions. Nous nous sommes contentés, de présenter les suggestions relatives aux principaux types de difficultés rencontrées pour la maîtrise de chaque indicateur.

Le tableau ci-dessous contient les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet financier électricité.

**Tableau n°26 :** les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet financier électricité.

Indicateur	principaux types de difficultés	Suggestions des solutions d'amélioration
TP HTA/BT	Fr	Généraliser la sécurisation des compteurs.
		Intensification des actions de communication via les médias notamment sur le phénomène de la fraude et ses conséquences sur le plan juridique car la méconnaissance de cette situation influe directement sur les résultats, sur les démarches arrêtées et sur les actions entreprises.
		Autoriser le raccordement provisoire des sites illicites.
		Revoir l'arsenal juridique.
		Impliquer les autorités locales dans le traitement de ce problème.
		La mise en place des brigades antifraude pour recensement de tous les sites en fraude et leur traitement selon la procédure en vigueur.

		La suppression des branchements illicites avec dépôt de plainte.
		Création d'une prime spéciale pour l'équipe de lutte contre la fraude.
		Création des équipes mixtes avec la gendarmerie, la police pour faire des constats pour les endroits dont les abonnés sont agressifs et la fraude est massive.
		La pose des compteurs fontaine pour les sites en fraudes.
		Réhabilitation du réseau.
DCC BT AO	PINRD	Finir le projet « Smsing » fidélisation.
		Médiatiser plus les modes de paiements existants.
		Facturation mensuelle.
		Intensifier les rencontres avec la clientèle pour la rationalisation de la consommation pour alléger la facture.
		Sensibiliser la population à travers différents medias pour éviter les coupures désagréments et payer à temps leurs factures.
		Respect des délais de coupures de l'énergie pour impayés.
DCC BT FSM	PMPC	Établir un plan de communication avec les administrations.
		Sensibilisation, démarchage continu, et relance des clients pour le paiement de leur facture (surtout auprès des secteurs stratégiques tels que la santé, DGSN, Gendarmerie, ANP).
		Sensibiliser les autorités locales pour coordinations avec les différents intervenants.
DCC HTA	DFC	Étudier les possibilités de facilités de paiement (avec accompagnement).
		Favoriser le marché à commande avec les autorités locales (APC, Wilaya).

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

### **2.2.6. Le volet financier relatif à la distribution du gaz**

Comme pour le volet financier de l'énergie électrique, le volet financier de l'énergie gazière prévoit deux indicateurs de performance : le taux de perte sur réseau MP/BP (TP sur réseau MP/BP) et de DCC des trois types de clients (BP AO, BP FSM et MP, séparément).

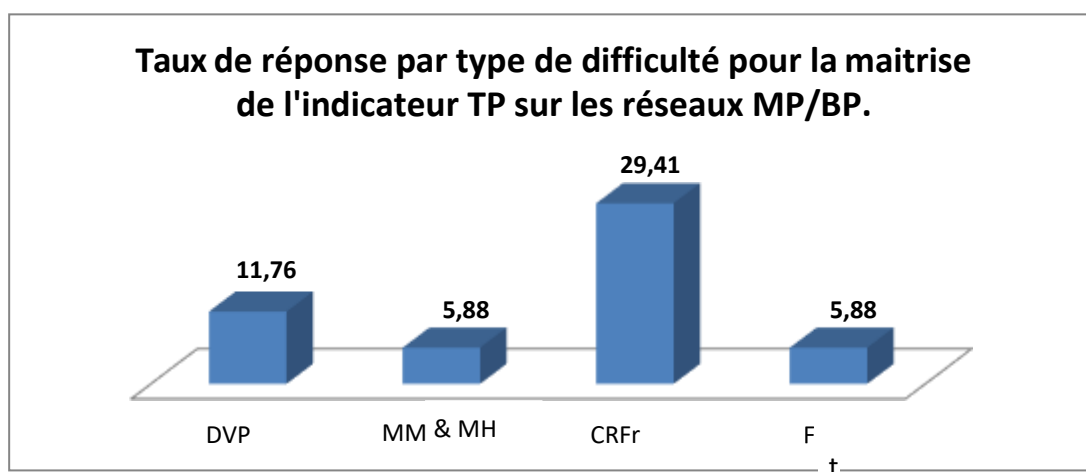
- **Le TP sur le réseau MP et le réseau BP**

Pour cet indicateur, quatre catégories de difficultés/problèmes ont été retenues :

- problèmes liés au comptage, à la relève et à la fraude (CRFr) prennent une première position en terme de taux de réponses avec un taux de 29,41% ;
- problèmes de valorisation et de détermination des pertes (DVP), prennent la deuxième position avec un taux de 11,76% ;

- le manque de moyens humains et matériels (MM & MH) en ex aequo avec les problèmes de fuites enregistrées (Ft) soit un taux de 5,88% des réponses.

**Figure n°45** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur TP sur les réseaux MP/BP.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les difficultés d'accès dans les sites et endroits clôturés (Militaire, gendarmerie, et autres sites sensibles) ; l'inaccessibilité de certains compteurs lors de la relève ; la fraude ; les comptages défectueux ; la relève dans des endroits éloignés et le délai de traitement des signalés, posent sont considéré comme des faits qui handicape la maîtrise du TP sur les réseaux MP/BP et c'est les principales causes à remédier. Ces difficultés/problèmes s'insèrent dans la première catégorie.

Aussi, il existe des difficultés de valorisation des pertes (DVP) telles que la synchronisation entre les achats et les ventes BP ; détermination et/ou normalisation des TP par localité et/ou région et de fixation des objectifs topique. Rajoutant à tout cela, les pressions qu'exercent les autorités locales pour le raccordement des sites à caractère urgent sans la signature au préalable du contrat de fourniture d'énergie gazière.

Nous enregistrons aussi (selon les enquêtés) un manque de moyens humains et financiers pour faire face à ces pertes et remédier aux différentes lacunes.

Un autre phénomène entrave aussi la maîtrise de cette perte, qui est les fuites non contrôlées.

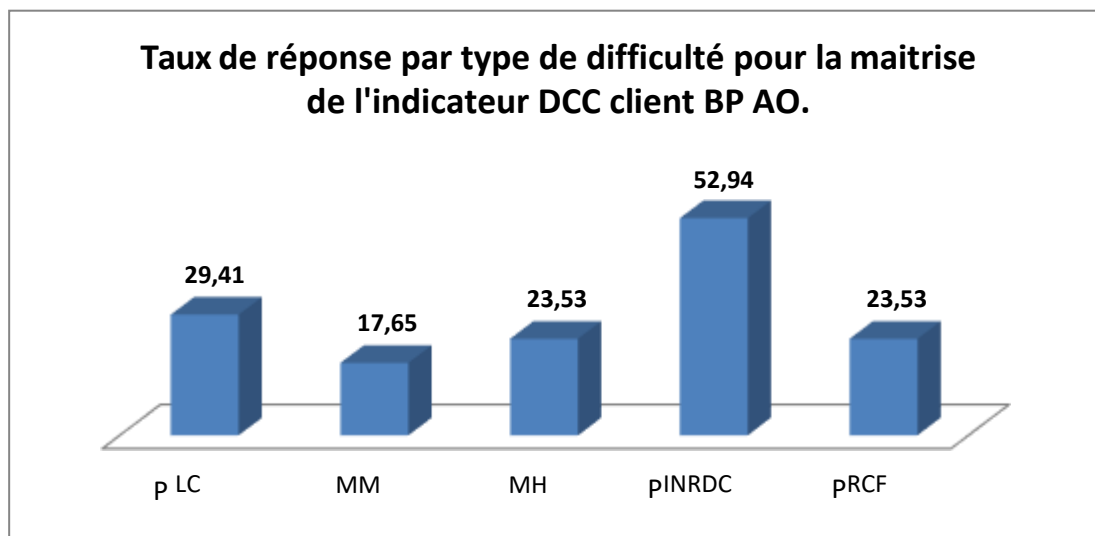
Le tableau n° 17 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **Le DCC BP AO**

Pour mieux constater les difficultés signalées par les concessionnaires de la région ouest relatives au contrôle du DCC BP AO, nous les avons scindés en cinq (05) catégories et nous les avons classés du plus haut taux de réponse au plus bas :

- un taux de 52,94% pour les problèmes liés à l'information et au recouvrement des créances (PINRDC) ;
- un taux de 29,41% pour les problèmes liés aux coupures (PLC) ;
- un taux de 23,53% pour les problèmes de relève, comptage et facturation (PRCF) au même titre que le manque de moyens humains ;
- un taux de 17,65% pour les manques de moyens matériels.

**Figure n° 46 :** taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC client BP AO.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

La catégorie des PINRD qui vient en première position (en matière de taux de réponses sur les difficultés évoquées), contient comme difficultés/problèmes :

- la méconnaissance des facilités de paiement offertes par la société ;

- les difficultés d'un certain nombre de clients à honorer leurs factures dans les délais.

Rajoutant aussi d'autres facteurs (politique, sociale et/ou économique), qui peuvent influencer ce délai, et concernent la conjoncture actuelle.

Les problèmes liés aux coupures (PLC) représentent essentiellement le refus de paiement par le client et par conséquent l'intervention des autorités publiques suite aux problèmes d'ordres publics liés aux événements politiques récents.

Pour ce qui est de la section PRCF, nous avons noté les difficultés suivantes :

- opposition de certains clients aux coupures effectuées par les agents de la DD suite aux impayés de ces derniers accompagnés parfois d'agression des agents de coupures ;
- le programme chargé des gaziers de distribution qui ne s'occupe pas que de cette tâche.

En outre, les moyens matériels (MM), font objet d'insuffisance surtout en ce qui concerne : les points d'encaissement (nombre insuffisant par rapport aux besoins) ; manque ou insuffisance des véhicules nécessaires aux déplacements pour le recouvrement des créances et le manque de moyens humains (MH), nécessaires (agents PI) aux opérations de coupures de courant pour les créances impayées. Cette dernière insuffisance est ressentie à travers le ratio des agents qui est inadapté par rapport à cette tâche.

Le tableau n°18 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

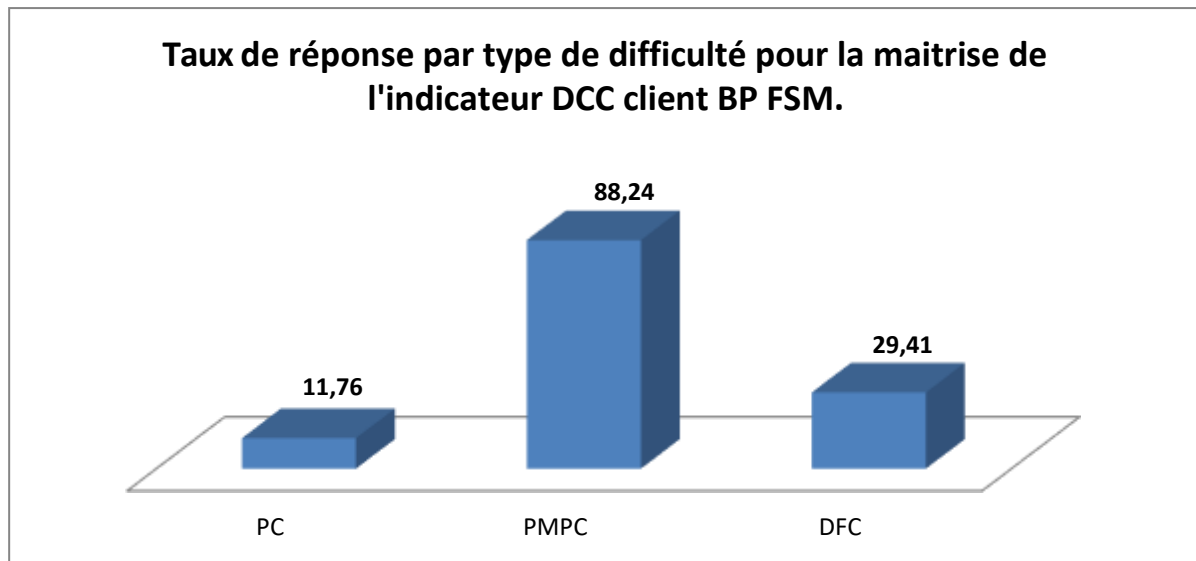
- **Le DCC BP FSM**

Le DCC BP FSM tout comme le DCC BT FSM pose des difficultés pour son contrôle par les concessions de distribution de l'ouest, à savoir :

- des problèmes liés aux modes de paiement des créances (PMPC) qui ont connu un taux de réponse de 88,24% ;
- les difficultés financières de certains créanciers (DFC) qui enregistrent un taux de 29,41% ;

- des problèmes liés aux coupures du gaz représentent un taux de 11,76%.

**Figure n°47** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC BP FSM.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Les difficultés citées par les enquêtés, relatives à la maîtrise de cet indicateur sont les mêmes que celles évoquées dans l'énergie gazière, dans les mêmes catégories. Rajoutant à cela, les difficultés en relation avec les PMPC, sur la maîtrise des procédures et des mécanismes de fonctionnement des organismes (en particulier étatique), par les agents commerciaux des DD.

Le tableau n° 19 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

- **Le DCC MP**

Certains des gros clients de la DD en matière d'énergie gazière (clients MP), ne facilitent pas la tâche de cette direction, vu qu'il existe des difficultés liées à cet indicateur.

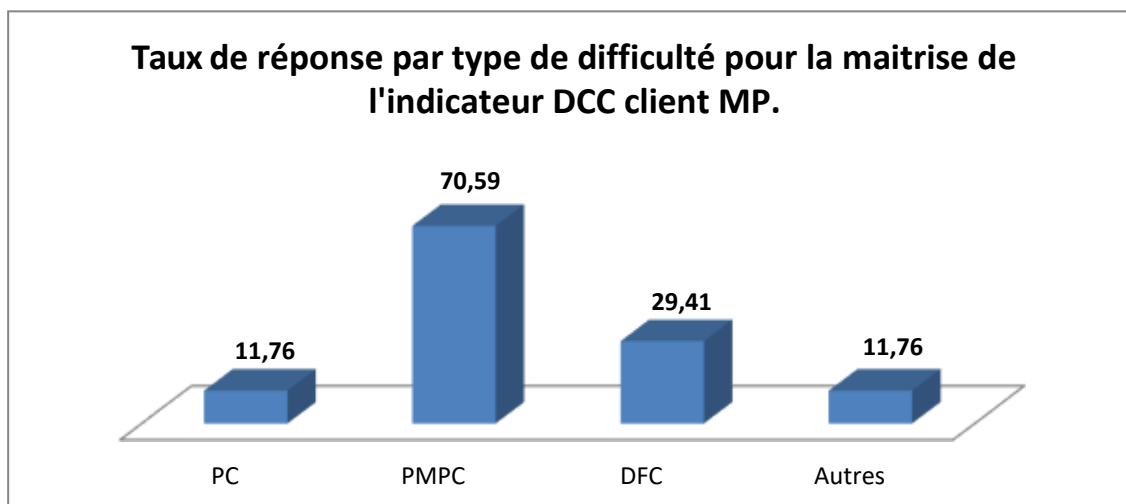
Les types de difficultés sont classés (dans l'ordre croissant) dans les catégories suivantes, selon le taux de réponses :

- les PMPC enregistrent un taux de réponse de 70,59% ;
- les DFC enregistrent un taux de réponse de 29,41% ;



- les PLC comme les types de difficultés qui restent, enregistrent d'une manière égale un taux de 11,76%.

**Figure n°48** : taux de réponse par type de difficulté pour la maîtrise de l'indicateur DCC clients MP.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

La lourdeur de la procédure de paiement, des organismes étatiques et l'enregistrement du retard pour honorer leurs factures ; les problèmes d'identification des virements par la Sonelgaz ; ainsi que la mauvaise gestion des créances au niveau de certaines APC, font partie de la plus importante catégorie en matière de taux de réponses, qui est le PMPC.

Il existe aussi, selon les concessions enquêtées des difficultés financières (insuffisance du budget alloué par l'État) au niveau de certains créanciers, surtout ceux qui relèvent du secteur public.

Les problèmes liés aux coupures de l'énergie gazière, sont identiques à ceux qui ont été évoqué dans l'énergie électrique dans la même catégorie.

À côté de toutes ces difficultés, nous notons (dans la catégorie autres) : l'absence des clients dans leurs domiciles ou la fermeture des locaux ; les litiges avec certains clients et enfin le climat social qui est défavorable (durant la période enquêtée) pour le recouvrement des créances et par la suite la réduction du DCC.

Le tableau n° 20 de l'annexe n°16 contient les difficultés et les suggestions des enquêtés classées par les catégories précitées.

➤ **Les solutions suggérées pour les principales difficultés liées au volet financier gaz**

Pour remédier à toutes ces difficultés, les concessions de distribution ont suggéré un certain nombre de solutions. Nous nous sommes contentés, de présenter les suggestions relatives aux principaux types de difficultés rencontrées pour la maîtrise de chaque indicateur.

Le tableau ci-dessous contient les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet financier gaz.

**Tableau n°27** : les solutions suggérées pour les principales difficultés par indicateur pour le volet financier gaz.

<b>Indicateur</b>	<b>principaux types de difficultés</b>	<b>Suggestions des solutions d'amélioration</b>
TP MP/BP	CRFr	Prise en charge immédiate des anomalies de gestion.
		Compagne antifraude.
		Vérification et remplacement systématique de comptages défectueux.
		Envisager à l'avenir la généralisation de la télé relève pour les clients BP.
		Améliorer le traitement des signalés.
DCC BP AO	PINRDC	Finir le projet « Smsing » fidélisation.
		Médiatiser plus les modes de paiements existants.
		Facturation mensuelle forfaitaire.
		Intensifier les rencontres avec la clientèle pour la rationalisation de la consommation pour alléger la facture.
		Sensibiliser la population à travers différents medias pour éviter les coupures et désagréments et payer à temps leurs factures.
		Faciliter et généraliser le paiement électronique des factures.
		Respect des délais de coupures.
		Reconversion des OPPI.
Dispenser l'agence de toutes les taches techniques (séparation des activités).		
DCC BP FSM	PMPC	Établir un plan de communication avec les administrations.
		Veiller au suivi rigoureux des paiements par virement bancaire afin de garantir une meilleure traçabilité des encaissements par ce mode de paiement.
		Sensibiliser les autorités locales pour coordinations avec les différents intervenants.
		Démarchage et relances continus et à temps de ces clients, et interventions auprès de leurs tutelles.
DCC MP	PMPC	Démarchage des clients concernés et leurs relances d'une manière continus et à temps, et l'intervention si nécessaire auprès de leurs tutelles.
		Établir un plan de communication avec les administrations.
		Sensibiliser les autorités locales pour coordinations avec les différents intervenants.

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

### 2.3. Appréciation générale du service public par rapport aux contraintes endogènes et exogènes (partie III du questionnaire)

Pour le dépouillement et l'analyse des questions qui relèvent de ce point, nous avons choisi la méthode du tri à plat. « C'est une méthode d'analyse de base des résultats d'une étude quantitative. Le tri à plat est un calcul de pourcentage effectué question par question »<sup>519</sup>. Autrement dit « on compte simplement l'apparition des différentes modalités d'une seule variable »<sup>520</sup>.

- Question n°1 : jugeriez-vous nécessaire de rajouter d'autres indicateurs plus pertinents pour mesurer la qualité de service rendue aux clients ?

Les vingt (20) indicateurs de performances suivis par les concessions de distribution et par la CREG, sont jugés (à l'unanimité) suffisantes et pertinentes pour mesurer la qualité de service rendu aux clients avec un taux de réponses négatives de 100%.

**Figure n°49** : le taux de réponse sur la nécessité ou non de rajouter d'autres indicateurs.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

- Question n° 2 (commentaire de la question n°1) : si oui que proposeriez-vous (en électricité et en gaz) ?

Aucun commentaire n'a été donné suite à la réponse négative de l'ensemble des enquêtés.

<sup>519</sup> [www.mercator-publicitor.fr](http://www.mercator-publicitor.fr), consulté le 04/09/2020.

<sup>520</sup> CHARDON Pierre-André, « méthodes pratiques de dépouillement de questionnaires », Thèse en sciences économiques, Université de Neuchâtel, 1981, P.29.

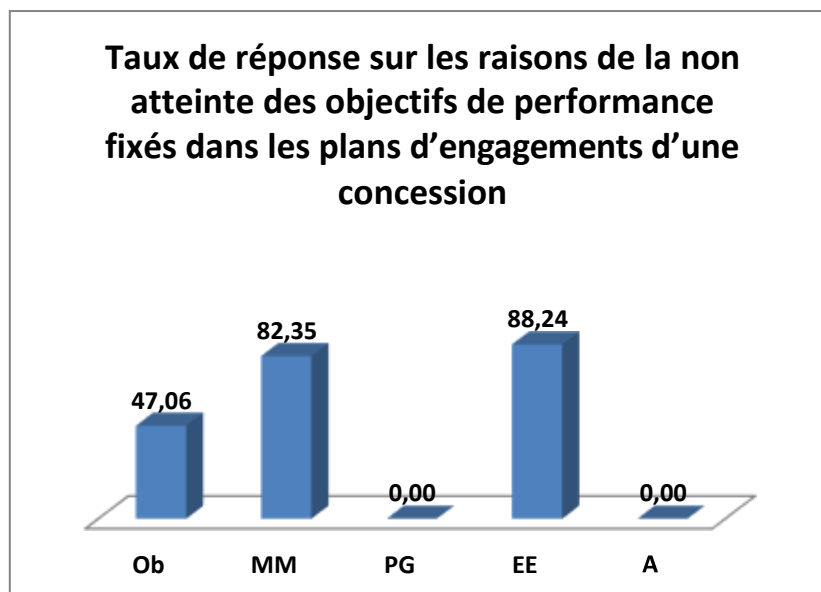
➤ Question n°3 : à votre avis quelles sont les raisons de la non-atteinte des objectifs de performance fixés dans les plans d'engagements d'une concession ?

Cette question vient synthétiser et confirmer à la fois, les difficultés liées à l'appréciation des indicateurs de performance par le concessionnaire (partie II du questionnaire).

Cinq (05) types de raison se présentaient aux répondants, à savoir :

- environnement externe (EE) avec un taux de réponses de 88,24% ;
- manque de moyens<sup>521</sup> (MM) avec un taux de réponses de 82,35% ;
- les objectifs<sup>522</sup> (Ob) avec un taux de réponses de 47,06% ;
- les problèmes de gestion et/ou d'autres raisons ne présentent aucune réponse (0%).

**Figure n°50** : le taux de réponse sur les raisons de la non-atteinte des objectifs de performance fixés dans les plans d'engagements d'une concession.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

➤ Commentaire de la question n°3 :

L'environnement externe (EE), enregistre le taux de réponses le plus élevé. Cela est justifié par la synthèse des commentaires, ci-dessous :

<sup>521</sup> Tous les types de moyens confondus.

<sup>522</sup> Sous estimation ou surestimation du niveau des objectifs.

- l'environnement externe a des impacts sur la non-atteinte des objectifs que se soient techniques ou commerciaux. D'un côté il y a l'exigence de la qualité et de la continuité du service, et d'un autre côté l'existence de difficultés pour mener à bien les différentes tâches. En plus de cela, il y a aussi des actes d'agression des ouvrages, les fraudes, le refus de paiement, et les oppositions pour le passage des réseaux ;
  - déphasage (un décalage entre les phases de traitement) entre les structures externes (DTP, OPGI, AADL, DUAC, Communes, etc..), pour les travaux de raccordement dont certaines demandes arrivent trop tard par rapport à l'avancement du projet lui-même ;
  - l'environnement externe hostile (agression des ouvrages, fraude, ...) est à prendre en charge par la sensibilisation des autorités (y compris judiciaires) ;
  - pour les indicateurs financiers, plus précisément les délais des crédits accordés aux clients, les autorités locales entravent des fois les actions de recouvrement (coupure, injonction de paiement etc.) surtout les ADM ;
  - pour les indicateurs commerciaux (délais de satisfaction), il existe des contraintes, comme les oppositions et le désistement des entreprises qui influent négativement sur cet indicateur ;
  - problèmes financiers pour les ADM et la longueur de leur procédure de paiement ;
  - manque de ressources financières pour une catégorie de clientèle privée.

Pour ce qui est du manque de moyens (MM) et qui occupe la seconde position parmi les raisons de la non-atteinte des objectifs assignés au préalable, nous avons noté ce qui suit :

- le manque des moyens matériels (véhicules adaptés<sup>523</sup>, informatique et d'intervention) ;
- le manque d'équipes qualifiées dotées de matériels nécessaires pour l'intervention ;

---

<sup>523</sup>Mise à la disposition des structures de plus de moyens roulants. Ces derniers doivent être spécifiques (véhicule 4X4 équipés, camion et fourgon nacelle, véhicule de lavage des chaînes isolateurs ) pour les réseaux HTA et HTS.

- la nécessité de poursuivre des actions d'amélioration du cadre d'accueil des clients, de travail des agents au niveau des agences et des districts (sièges, bureaux, etc.) ;
- la généralisation de la TST au niveau de chaque district pour minimiser les coupures ;
- l'obligation d'équiper l'ensemble des réseaux électriques par des automates (ce qui facilitera la détection de la panne sur le réseau et la réduction du temps d'intervention).

En troisième position viennent les commentaires qui évoquent le problème qui réside dans le niveau des objectifs fixés, considérés soit surestimés, soit le contraire. Nous n'avons eu qu'un seul commentaire sur la sous-estimation, ou la sur estimation du niveau des objectifs pour les 47,06% des réponses. Ce commentaire aborde la nécessité d'actualiser les ratios par activité (comme suggestion).

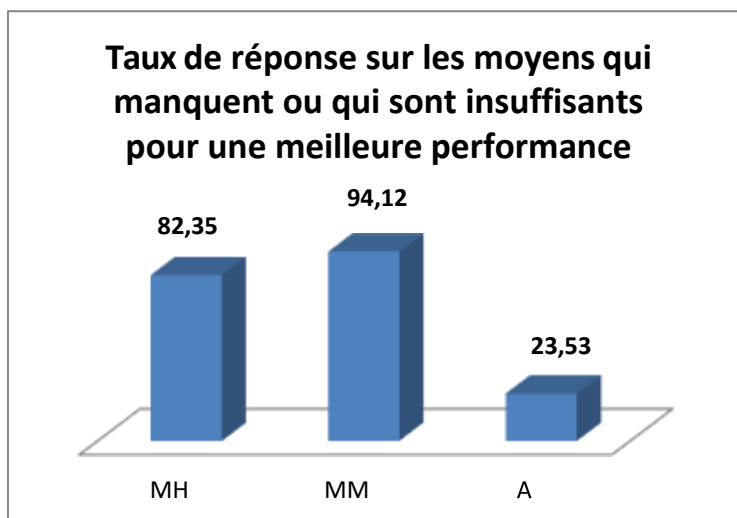
➤ Question n°4 : quels sont les moyens qui manquent ou que vous jugez insuffisants et qui ne permettent pas à votre concession d'être plus performante ?

Rappelons ici tout d'abord que le manque de moyens occupe une place importante dans les réponses à la question précédente (soit le taux de 82,35%).

Considérés comme facteurs endogènes, nous avons cherché à connaître davantage les moyens qui manquent le plus pour une meilleure performance des concessions.

Ceci dit, que les moyens matériels (MM) manquent plus que les autres types de moyen (94,12% des concessions le confirme) suivi juste après des moyens humains (MH), qui n'est pas loin du premier taux (82,35%). D'autres moyens manquent aussi ou sont considérés comme insuffisants pour 23,53% d'entre-elles.

**Figure n°51** : le taux de réponse sur les moyens qui manquent ou qui sont insuffisants pour une meilleure performance.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

➤ Commentaire de la question n°4 :

Ceux qui considèrent qu'il y a une insuffisance ou un manque dans les moyens matériels (MM), ont instruit leurs questions par les réponses suivantes :

- la vétusté et l'insuffisance des moyens roulants spéciaux (au niveau des agences et des districts), pour répondre aux exigences du terrain et de la région ;
- la création de nouveaux districts (longueur de réseau électrique important et le nombre important de DP, en plus de l'éloignement des districts des lieux des abonnés) pour une meilleure gestion du nombre important d'abonnés;
- équiper les postes HTA/BT par les interfaces télécommandées ;
- doter (et généraliser) les postes HTB/HTA par des systèmes de protection fiables en tenant compte des régimes RSE<sup>524</sup>.

Nous trouvons aussi les commentaires, en relation avec l'insuffisance ou le manque de moyens humains, que nous avons listés comme suit :

- la spécificité géographique de quelques régions impose la mise en place de moyens adaptés pour la prise en charge de la mission dévolue à la concession, avec la nécessité d'avoir plus de véhicules et surtout plus d'agents, et même d'autres agences

<sup>524</sup> Régime spéciale d'exploitation.

commerciales (ce qui signifie le recrutement de personnels pour ces districts), pour assurer les interventions et le recouvrement dans le temps opportun ;

- étoffer les structures en personnel conformément à l'organigramme de la DD (la nécessité d'une mise à jour de l'organigramme existant) ;
- revoir l'organisation et les ratios des équipes chargées de la prise en charge des réclamations et des coupures des clients ;
- renforcer les perfectionnements et les formations des cadres et des cadres supérieures (prévoir des doublures pour les départs en retraite) ;
- prévoir des équipes de réalisation qualifiées (pour l'électricité et le gaz) avec un matériel adéquat (la formation d'équipes TST<sup>525</sup> pour chaque district) ;
- un manque de moyens humains notamment ceux destinés à la relève des index, et ceux chargé des dépannages au niveau des localités éloignées, et doter ses derniers : d'une formation, d'un système de gestion moderne, et de moyens d'encaissement faciles.

Aucun commentaire ni précision n'a été faites pour les autres types de moyens (A) qui peuvent manquer pour une meilleure performance des DD concédés.

➤ *Question n°5 : quelles sont les méthodologies (techniques et technologies) adoptées par votre concession pour améliorer les indicateurs de performance suscités (partie II du questionnaire) ?*

Cette question nous permet de connaître les techniques et les technologies utilisées par les concessions de distribution de l'ouest, afin d'améliorer leurs indicateurs de performance.

Après le dépouillement de cette question nous avons éliminé les redondances, et nous avons établi les deux tableaux suivants, pour présenter ces différentes techniques et technologies.

- le premier tableau prévoit les techniques et les technologies adoptées par les DD pour améliorer les indicateurs techniques (pour les deux énergies) ;
- le deuxième tableau prévoit les technique et les technologies adoptées par les DD pour améliorer les indicateurs commerciaux et financiers (pour les deux énergies) ;

---

<sup>525</sup> Travaux sous tension.



**Tableau n°28** : les méthodologies (techniques et technologies) adoptées par les concessions pour l'amélioration des indicateurs techniques.

	Électricité	Gaz
<b>Technique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La télé-exploitation par la généralisation et l'extension de : la télé conduite (SACDA), de la télégestion des postes DP, et de la thermographie, ainsi qu'une mise à niveau des OCR du SCADA;</li> <li>• introduction du système SIG dans les études de développements et la cartographie ;</li> <li>• le renforcement et l'entretien des réseaux HTA ;</li> <li>• création de postes sources (HTA/BT) et création de départ HTA (avec la création des boucles entre les départs et éclatement de ces derniers);</li> <li>• création des cabines mobiles pour les chantiers provisoires ;</li> <li>• restructurations des réseaux HTA/BT ;</li> <li>• réhabilitation des réseaux BT présentant la chute de tension ;</li> <li>• réhabilitation des étages 30KV et l'installation des IAT/CT<sup>526</sup> ;</li> <li>• suivi quotidien des comportements des réseaux et suivi des réalisations et des plans d'actions à travers les tableaux de bord mensuels ;</li> <li>• amélioration de la gestion du personnel et rechercher l'excellence opérationnelle;</li> <li>• ISO et normalisation ;</li> <li>• une bonne sécurisation du réseau ;</li> <li>• rapidité et efficacité des interventions lors des incidents par les équipes d'exploitations et l'utilisation des équipes;</li> <li>• communication et formation par moyens propres ;</li> <li>• études et analyses des incidents et une bonne gestion des ouvrages (GDO) avec un recensement des points faibles et priorisation des actions au préalable ;</li> <li>• guide technique de la distribution de l'électricité (GTDE) ;</li> <li>• suivi des traitements de la réclamation à partir du centre d'appels ;</li> <li>• élaborations d'un programme travaux pour améliorer la qualité et continuité de service.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Généralisation du système GDO gaz (la saisie) au niveau des structures de la concession ;</li> <li>• lancement de la télé-exploitation avec l'introduction du système SIG dans les études de développement et de la cartographie avec l'introduction des logiciels informatiques pour cela ;</li> <li>• réalisation du programme d'entretien des réseaux par les districts et leur maillage;</li> <li>• un suivi quotidien du comportement des réseaux et le suivi des réalisations et des plans d'action à travers les tableaux de bords mensuels ;</li> <li>• amélioration de la gestion du personnel et rechercher l'excellence opérationnelle;</li> <li>• ISO et normalisation ;</li> <li>• élaboration d'un programme de travaux pour améliorer la qualité et la continuité du service ;</li> <li>• efficacité et rapidité dans les interventions des équipes de l'exploitation lors de la survenue des incidents, avec l'étude et l'analyse de ces derniers ;</li> <li>• communication et formation par moyens propres ;</li> <li>• introduction du Manomètre à contact électrique ;</li> <li>• Bypass et utilisation de scelle T ;</li> <li>• renforcement ou remplacement des réseaux vétustes ;</li> <li>• acquisition de matériel de recherche des fuites (RSF).</li> </ul>

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête,

2020.

<sup>526</sup> Interrupteur aérien télécommandé.

**Tableau n° 29** : les méthodologies (techniques et technologies) adoptées par les concessions de distribution pour l'amélioration des indicateurs commerciaux de performance.

	Électricité	Gaz
<b>Commercial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi quotidien de la relève par le TSP Système moderne ;</li> <li>• télé-relève des compteurs MT et BT « gros consommateurs et consommateurs éloignés » ;</li> <li>• ADDAD et d'autres pour les deux énergies ;</li> <li>• traitement équitable des clients ;</li> <li>• installation des compteurs à prépaiement ;</li> <li>• traitement des cas de sites en fraude avec la constitution d'une brigade antifraude;</li> <li>• le suivi des signalés et des consommations nulles et faibles ;</li> <li>• communiquer en interne et en externe ;</li> <li>• établir et suivre des plans d'action chiffrés et l'établissement d'un diagnostic détaillé et approfondie de chaque indicateur de performance et procéder dès que nécessaire aux réajustements des plans d'actions préétablis (mesures correctives) pour l'atteinte des objectifs assignés ;</li> <li>• suivi quotidien des travaux de réalisations avec le suivi des réalisations et des plans d'action à travers les tableaux de bord mensuels ;</li> <li>• utilisation des méthodes scientifiques récentes dans la gestion ;</li> <li>• favoriser une habilité relationnelle et une habilité de direction, et faire associer tout l'effectif en créant un climat sain et sans stress;</li> <li>• adoption de la méthode SMSING (collecte des numéros de téléphone des clients et envoi des SMS portant le montant de la facture à chaque facturation) et la collecte des emails des clients pour un contact plus fort avec la clientèle ;</li> <li>• prioriser les actions selon leur impact et les moyens disponibles (humains et matériels) ;</li> <li>• suivi des achats/ventes ;</li> <li>• système de gestion clientèles (SGC).</li> </ul>	
<b>Financier</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modernisation des systèmes de relève (la télé-relève des clients HTA et par la généralisation de la relève par TSP des clients BT), d'encaissement (diversifier des moyens de paiement) et de traitement des réclamations ;</li> <li>• amélioration des actions de recouvrement des créances en procédant à sa sous-traitance et en adoptant un démarchage régulier avec les clients ;</li> <li>• accorder un suivi spécial des gros consommateurs ;</li> <li>• consommation des budgets alloués ;</li> <li>• utilisation du logiciel « Hissab, Malia » ;</li> <li>• lancement du système GDE ;</li> <li>• système de gestion de la clientèle (SGC) ;</li> <li>• analyse informatique des ventes avant facturation ;</li> <li>• suivi quotidien des encaissements et des coupures avec le suivi des réalisations et des plans d'action à travers les tableaux de bord mensuels avec l'apport de mesures de réajustements (mesures correctives) pour l'atteinte des objectifs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modernisation des systèmes de relève (par la généralisation de la relève par TSP des clients BP), d'encaissement (diversifier des moyens de paiement) et de traitement des réclamations ;</li> <li>• consommation des budgets alloués pour les besoins de la maîtrise des indicateurs de ce volet;</li> <li>• suivi quotidien des encaissements et des coupures avec le suivi des réalisations et des plans d'action à travers les tableaux de bord mensuels, avec l'apport de mesures de réajustements (mesures correctives) pour l'atteinte des objectifs assignés ;</li> <li>• planification, gestion et analyse des projets ;</li> <li>• utilisation du logiciel « Hissab, Malia » ;</li> <li>• lancement du système GDE ;</li> <li>• système de gestion de la clientèle (SGC) ;</li> <li>• s'assurer de la présentation des factures aux différents clients dans les délais ;</li> <li>• instaurer une relation de confiance avec les clients ;</li> </ul>

CHAPITRE IV : ETUDE ET ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DES INDICATEURS DE PERFORMANCE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE  
L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ EN ALGÉRIE.

	<p>assignés ;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• suivi au quotidien des indicateurs de performances de la concession (par certaines concessions);</li><li>• suppression d'énergie pour les clients qui n'ont pas honoré leurs factures ;</li><li>• vérification périodique du fonctionnement des compteurs ;</li><li>• création des brigades anti-fraudes permanentes ;</li><li>• planification, gestion et analyse des projets ;</li><li>• chercher la productivité à travers la mesure et les statistiques ;</li><li>• s'assurer de la présentation des factures aux différents clients dans les délais ;</li><li>• instaurer une relation de confiance avec les clients ;</li><li>• mise en place d'un centre de contact.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• amélioration des actions de recouvrement des créances en procédant à sa sous-traitance et en adoptant un démarchage régulier des clients ;</li><li>• suppression d'énergie pour les clients qui n'ont pas honoré leurs factures ;</li><li>• renforcer les moyens humains et roulants adaptés ;</li><li>• fidélisation de la clientèle et la mise en place d'un centre de contact ;</li><li>• analyse informatique des ventes avant facturation ;</li><li>• vérification périodique du fonctionnement des compteurs ;</li><li>• accorder un suivi particulier aux gros consommateurs ;</li><li>• suivi au quotidien des indicateurs de performances de la concession (par certaines concessions).</li></ul>
--	---	--

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

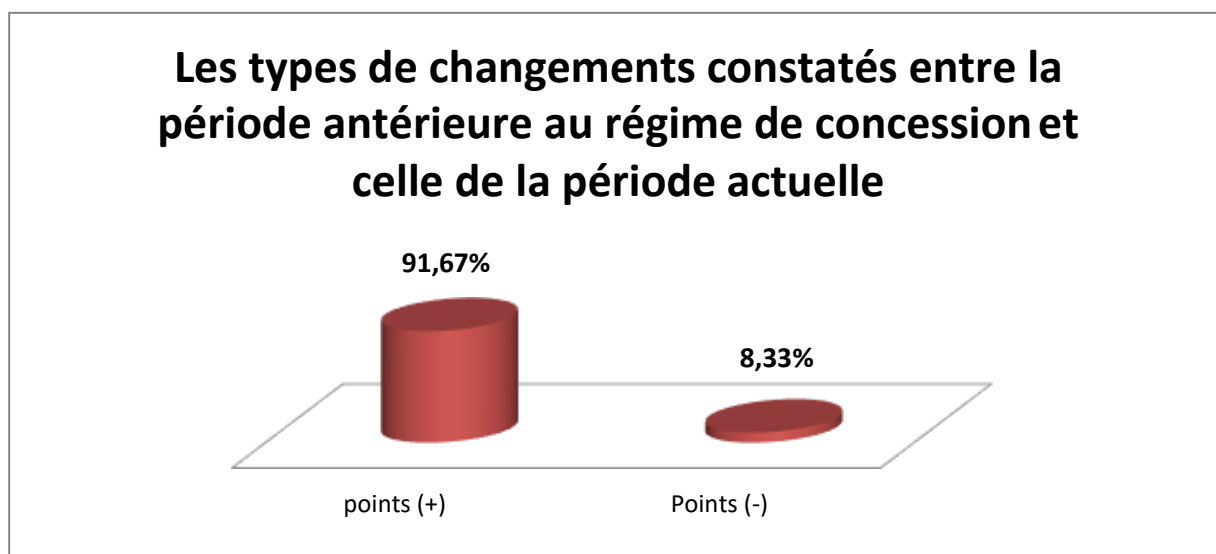
- Question n°6 : quelle différence avez-vous constaté entre la période antérieure au régime de concession et celle de la période actuelle (à partir de 2008 date de la mise en place du régime de concession) par rapport à la gestion du service public et à la performance de votre concession ?

À travers cette question nous allons pouvoir confirmer qu'il y a eu une amélioration entre les deux périodes sus-citées, en matière de gestion du service public et de performance des concessions.

À partir des réponses des enquêtés sur cette question nous avons fait ressortir deux types de changement : positifs et négatifs.

Par la suite nous avons calculé les pourcentages de points positifs évoqués qui sont de 11 sur 12 points au total, ce qui nous donne un taux très élevé de 91,67% contre un taux de réponses négatives de 8,33% (représentant un seul point négatif cité par les répondants).

**Figure n°52** : les types de changements constatés entre la période antérieure au régime de concession et celle de la période actuelle par rapport à la gestion du service public et à la performance de votre concession.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

Le tableau suivant résume les points évoqués et les classes en deux catégories : les changements positifs et les changements négatifs constatés entre les deux périodes.

**Tableau n°30** : les types de changements constatés entre la période antérieure au régime de concession et celle de la période actuelle.

	Points positifs	Points négatifs
<b>Les changements</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disparition de la lenteur dans la prise de décision ;</li> <li>• la décentralisation de la gestion en micros structures a permis de lever les interrogations sur la nature des problèmes, et avec la concession ils ont (quelques concessions) pu atteindre un niveau qui leur permet de cibler les contraintes car elles sont devenues gérables ;</li> <li>• la nouvelle organisation qu'a connue la société de distribution, se résume beaucoup plus à la réglementation, et à l'uniformisation des différents actes de gestion à travers l'ensemble des concessions de distribution ;</li> <li>• la période de régime de concession a permis d'uniformiser les objectifs des performances, et aussi d'effectuer une analyse profonde des paramètres de performances, ce qui a permis de faire ressortir objectivement les carences relatives à la qualité de service. Les difficultés endogènes et exogènes relevés, validées et centralisées au niveau de la CREG ont permis au distributeur de se faire remédier efficacement par l'État, par le biais d'une médiation permanente du régulateur;</li> <li>• les indicateurs de performance sont plus restreints et significatifs et reflètent réellement la performance de la concession ;</li> <li>• une importance accrue accordée aux indicateurs de performance (avec une amélioration des paramètres), toutes en maintenant une bonne gestion du service public ;</li> <li>• la période de régime de concession a permis de relever les écarts constatés entre les résultats et les objectifs prévus, suite à une analyse profonde des paramètres de performances, ce qui a permis une amélioration de la qualité de service ;</li> <li>• une nette évolution pour le service public (par l'instauration du SGC, du call center, d'un système de facturation, et de moyens de paiement électronique, etc.) ;</li> <li>• la formation du personnel (cadre) sur les procédures et relation avec les établissements extérieurs ;</li> <li>• par rapport à la performance de la concession, l'ensemble du personnel est plus incité dans l'adhésion à la politique adoptée par la société, ce qui va le motiver pour participer dans la réalisation des objectifs de son entreprise ;</li> <li>• la segmentation de l'entreprise ( en division les postes de responsabilités)<sup>527</sup> .</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La disparition de la gestion unique au niveau de l'agence commerciale, en multipliant les responsables avec la séparation des métiers, d'où un manque de coordination pour la prise en charge du client (unique), et devant les autorités compétentes (La segmentation de l'entreprise (plusieurs responsables)).</li> </ul>

Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

<sup>527</sup> Ce point peut être considéré comme négatif, comme il peut être considéré comme positif.

➤ Question n°7 : êtes-vous bien informés sur le régime de concession comme mode de gestion déléguée du service public de la distribution de l'électricité et du gaz ?

Le but de cette question est de connaître à travers les réponses des enquêtés s'ils sont bien informés, sur le régime de concession comme mode de gestion déléguée des services publics de la distribution de l'électricité et du gaz. L'ensemble des concessions de l'ouest ont répondu par un « oui » et quelques-unes d'entre elles ont commenté leurs réponses dans la question n°08 ci-dessous.

**Figure n°53** : taux de réponse sur l'information des distributions sur le régime de concession.



Source : construction personnelle à partir des données de l'enquête, 2020.

➤ Question n°8 (Commentaire de la question n°7) : si OUI par quel moyen ?

Par la présente question nous avons voulu avoir la précision sur le moyen avec lequel les DD sont informés sur ce mode de gestion. Les DD ont été informés sur la concession comme mode de gestion des services publics de la distribution de l'électricité et du gaz par :

- la Société (moyens internes tels que : les notes de service, la revue de gestion et les différents bulletins d'informations) et/ou la CREG (La plateforme informatique de la CREG et la base de données mise à la disposition des distributeurs par la CREG) ;
- les réunions et les rencontres (régionales et nationales CREG / Distributeurs) ;
- diffusion des lois, décrets, arrêtés et décisions.

- Question n°9 : pensez-vous que la nouvelle organisation de l'activité de distribution répond au mieux au régime de concession (organisation centralisée : une seule société de distribution au lieu de quatre) ?

Enfin, et pour clôturer le questionnaire nous avons voulu savoir si le changement structurel et organisationnel de l'activité de distribution répond au mieux aux exigences du régime de concession. À ce propos nous n'avons eu que de réponses favorables<sup>528</sup>, à savoir :

- du moment où elle permet un fonctionnement des concessions sur la base d'un même référentiel<sup>529</sup> (réglementation, normes techniques, de gestion), et étant donné qu'il s'agit de la même politique de prix et réglementation (CREG) applicables à toutes les concessions ;
- le plus important est que le niveau décisionnel est unique et uniforme pour l'ensemble des concessions néanmoins son efficacité ne peut apparaître qu'à moyen terme ;
- permet d'avoir une meilleure autonomie et un feed-back plus conséquent en termes d'information puisque les activités sont décentralisées et les méthodes sont unifiées ;
- une seule société répond mieux au régime de concession en prenant en considération les spécificités de chaque concession.

### **3. Synthèse des résultats de l'enquête et conclusion de l'enquête**

Notre enquête qualitative, par questionnaires était destinée à l'attention des concessions de distribution de la région ouest (DDx/RDO). Les cas étudiés nous ont aidés à comprendre la tendance de leur performance (constaté dans la section II du présent chapitre).

Après avoir identifié les 17 concessions enquêtées de la RDO, dans la première partie de notre questionnaire, nous avons procédé à l'identification des difficultés rencontrées par ces concessions dans la mise en œuvre des plans d'engagements d'amélioration de la performance, en liaison avec les indicateurs suivis. Le but de cette partie (deuxième) du questionnaire était de cibler les insuffisances et d'identifier les axes d'amélioration.

<sup>528</sup> Les 17 concessions de distribution ont affirmés cette question.

<sup>529</sup> Cela permet de normaliser les procédures pour toutes les concessions.

Les résultats synthétisés de l'appréciation des indicateurs de performance par les concessionnaires ont été classés par volets, dont les principales difficultés rencontrées lors de la maîtrise des indicateurs arborés comme suit:

- ✓ *Volet technique de l'énergie électrique* : les difficultés liées au facteur technique (FT) sont les principales causes qui empêchent l'amélioration de l'indicateur SAIDI BT suite incident, SAIDI HTA suite incident, le SAIFI BT suite incident et le SAIFI HTA.
- ✓ *Volet technique de l'énergie gazière* : les difficultés liées au facteur qualité de pression (FQP) sont les principales causes qui empêchent l'amélioration de l'indicateur TMC suite incident et du FMC suite incident.
- ✓ *Volet commercial de l'énergie électrique et gazière* : les problèmes d'ordre administratif, de gestion et les problèmes de paiements (POAG & PP) présentent un obstacle dans l'amélioration du DSDR (pour les branchements simples et les extensions de réseau). Pour ce qui est du délai de réponse aux réclamations des clients (DRR), le manque d'information sur les réclamations à traiter (MIRT) empêche l'amélioration de cet indicateur et de la prestation (d'une manière générale).
- ✓ *Volet financier de l'énergie électrique* : les pertes (PT) sur le réseau HTA et le réseau BT sont dues essentiellement aux fraudes. Pour ce qui est du DCC les principales causes qui empêchent sa diminution, sont : les problèmes d'impayés et du non-respect des délais de paiements (PINRD) pour les clients BT AO, les problèmes liés aux modes de paiement des créances (PMPC) pour les clients BT FSM et les difficultés financières (DFC) des créanciers HTA.
- ✓ *Volet financier de l'énergie gazière* : sur ce volet les problèmes liés au comptage, à la relève et à la fraude (CRFr) ne facilitent pas la maîtrise du taux de perte (TP) sur le réseau BP et MP. Nous trouvons aussi les problèmes liés à l'information et au recouvrement des créances (PINRDC) pour la maîtrise du DCC BP AO. Quant au DCC relatif au client BP FSM et au client MP, nous avons constaté que les problèmes liés aux modes de paiement des créances sont cités en première position en termes de types de difficultés.

Des suggestions pour l'amélioration de la performance (traduite par des indicateurs pertinents), ont été proposées par les concessions enquêtées.



La troisième partie du questionnaire traite l'appréciation générale du service public par rapport aux contraintes endogènes et exogènes. Cette partie nous mène à souligner les points suivants :

- selon les répondants, il n'est pas nécessaire de rajouter d'autres indicateurs plus pertinents pour mesurer la qualité de service vendu au client (pour l'ensemble des concessions de la RDO) ;
- la principale raison de la non-atteinte des objectifs de performance, fixés dans le plan d'engagement d'une concession, est l'environnement externe suivi du manque de moyens surtout les moyens matériels ;
- des techniques et des technologies ont été adoptées par les concessions pour améliorer les indicateurs ;
- les concessions de distribution de la région de l'ouest, ont constaté une différence entre la période antérieure au régime de concession et de la période actuelle (à partir de 2008 délai de la mise en place du régime de concession), par rapport à la gestion du service public et à la performance. Ce changement est plutôt positif pour la majorité des répondants ;
- les DD de la RDO sont bien informés sur le régime de concession comme mode de gestion déléguée du service public de la distribution de l'électricité et du gaz par les moyens informationnels interne et externe à la DD ;
- les concessions de distribution pensent que la nouvelle organisation de l'activité de distribution répond aux attentes au régime de la concession (organisation centralisée : une seule société de distribution au lieu de quatre).

## **Conclusion du chapitre**

Dans ce chapitre et en premier lieu, nous avons procédé à la présentation des indicateurs et leurs différentes étapes de réajustement. Ces derniers ont été opérés dans les plans d'engagements quinquennaux signés par les trois parties, à savoir : l'autorité concédant (Sonelgaz), les concessionnaires (les directions de distribution) et le régulateur (CREG).

Ensuite nous avons présenté, et défini les indicateurs choisis et suivis, par les trois parties (les 20 indicateurs de performance retenus dans le plan quinquennal de 2018-2022), sous trois volets différents (technique, commercial et financier), pour les deux énergies (électricité et gaz). Nous nous sommes appuyés pour cela, sur des définitions d'auteurs et d'établissements, des procédures de la Sonelgaz/distribution, des méthodes et des formules de calculs ainsi que des exemples inspirés des mesures prises par l'entreprise EDF dans le but d'améliorer sa qualité de service et la continuité de l'alimentation de ses abonnés, en ces deux énergies.

Ensuite, nous avons tracé et analysé l'évolution des indicateurs de performance (retenus dans le plan quinquennal de 2018-2022), des quatre filiales de distribution de la Sonelgaz, pour la période de 2010 à 2017. Grâce à cette évolution nous avons pu avancer qu'il y a eu des efforts en matière de maîtrise d'indicateur, constatés vers la fin de la période étudiée.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous avons consacré une partie conséquente pour la présentation de l'enquête par questionnaire qui a été élaborée à l'attention des 17 concessions de distribution de la région ouest de l'Algérie et à l'analyse des résultats obtenus.

En guise de conclusion, nous pouvons dire que l'enquête nous a permis de comprendre les principales difficultés rencontrées par les concessionnaires, lors de l'exercice de leur mission de service public et qui handicapent la bonne exécution de leurs plans d'engagements.

Les difficultés citées par les répondants, varient d'un indicateur à un autre, et c'est dans le but d'apporter une amélioration de la performance des DD que des mesures ont été avancées (ou déjà appliquées) sous forme de suggestion dans leurs réponses.

Par cette même enquête nous avons essayé de palper l'appréciation d'ordre générale, sur la prestation du service public rendue par la société de distribution, par rapport aux différentes contraintes qui entravent leurs activités.

# CONCLUSION GÉNÉRALE

---

## **La conclusion générale**

Le contexte mondial actuel, connaît une globalisation des économies et une forte mutation dans les industries des réseaux. Ces industries se caractérisent par une organisation monopolistique, mais cette tendance a été remise en cause.

L'industrie de réseau électrique et gazier enregistre une augmentation des échanges à travers une interconnexion de ces réseaux au niveau international.

En Algérie les réformes politiques et économiques, ont accompagné l'ouverture de l'économie et des marchés. Les réformes opérées dans les industries du réseau d'une manière générale et dans le secteur de l'énergie d'une manière particulière, en ont une grande preuve.

Les réformes opérées ont été la résultante d'un programme gouvernemental, qui consiste à : rendre le secteur de l'électricité et du gaz plus attractif pour les investisseurs, soutenir une réglementation transparente et connue par tous les intervenants de ce secteur. Ceci en instaurant un climat de concurrence et en libérant le marché de l'énergie.

Ces réformes visent aussi à s'orienter vers un désengagement de l'État, dans la gestion des entreprises publiques, telle que la Sonelgaz tout en promouvant les investissements et en protégeant l'intérêt public, vu qu'il est le garant du service public.

Toute cette démarche vise à : développer le secteur de l'électricité et du gaz sur l'application de la politique énergétique du pays ; à réduire les coûts d'un côté et à améliorer la qualité de service rendu d'un autre, par l'instauration de mécanismes incitatifs et à protéger l'intérêt public dans les domaines d'hygiène, de sécurité et de protection de l'environnement.

La distribution de l'électricité et du gaz en Algérie, est une activité de service public par excellence (CREG, 2012). Une restructuration et un profond changement organisationnel ont été opérés dans cette activité dans le but de répondre à ses besoins.

C'est dans cette optique, que notre étude s'est orientée. Avec l'objectif d'analyser l'évolution de la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie (48 concessions de distribution), nous avons jugé nécessaire d'effectuer une étude de leurs performances. Cette étude a été traduite par une enquête auprès des dix-sept (17) DD de la Sonelgaz/RDO.

En adoptant cette démarche, nous avons pu constater l'impact du régime de concession sur la performance des directions de distribution de l'électricité et du Gaz en Algérie. Nous appuyer ce constat par la vérification de nos hypothèses de recherche.

Il a été confirmé que les paramètres de performance des sociétés de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie (par région de distribution) s'améliorent « timidement » avec l'instauration du régime de concession (publique), surtout vers la fin de la période étudiée (2010-2017). Ce qui n'est pas suffisant, comparant avec les ambitions initiales des parties prenantes. Et cela malgré les efforts fournis par la Sonelgaz pour combler ces insuffisances.

Cette étape, nous a poussé à chercher encore plus loin, les causes de ces lacunes. D'où la nécessité d'une enquête purement qualitative (par questionnaire). L'aboutissement de cette enquête nous a permis d'affirmer par la suite, que la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz est liée à des facteurs endogènes et exogènes.

Ces facteurs ont été organisés de telle sorte qu'ils pourront faire objet d'autres études, et/ou être pris comme références pour trouver des solutions à court, moyen ou long terme.

Les bénéficiaires de cette étude peuvent être des académiciens comme ils peuvent être des professionnels du secteur de l'énergie.

Pour ce qui de notre part, nous allons proposer ci-dessous un éventail de solutions qui pourra être concrétisé par les DD :

- *pour l'amélioration des paramètres technique électricité, nous proposons :*
  - ✓ l'automatisation des réseaux électriques ;
  - ✓ la généralisation du système SCADA au niveau de toutes les DD ;
  - ✓ le renforcement des équipes d'intervention en faisant recours à la sous- traitance ;
  - ✓ réformer le parc véhicule, soit en réparant les véhicules existants soit en se dotant de nouveaux (véhicules), adapté aux différents types d'intervention et de terrain ;
  - ✓ actualisation systématique, périodique et permanente de la cartographie du réseau électrique en incluant les autres types de réseaux (gazier, eau, assainissement et télécommunication), avec l'implication des différentes parties (SEOR, Algérie télécom, etc.) ;

- ✓ organiser des réunions périodiques (création d'une cellule de coordination) avec les différents intervenants du sous-sol pour discuter et remédier aux différentes lacunes ;
  - ✓ accentuer les efforts en matière d'entretien du réseau, après un minutieux recensement et en se basant sur les récurrences des pannes survenues sur un réseau ou un tronçon ;
  - ✓ augmenter le taux d'enfouissement des câbles afin d'éviter les incidents causés par les intempéries ;
  - ✓ multiplier le nombre de boucles sur le réseau afin de mieux contrôler et mieux agir sur les pannes ;
  - ✓ fournir un rapport aux abonnés touchés par les incidents et prévoir des dédommagements dans le cas d'une durée qui dépasse une certaine durée, cela permettrait de multiplier les efforts pour un rétablissement de courant dans les meilleurs délais.
- *pour l'amélioration des paramètres technique gaz, nous proposons :*
- ✓ actualisation systématique, périodique et permanente de la cartographie du réseau gazier en incluant les autres types de réseaux (gazier, eau, assainissement et télécommunication, avec l'implication des différentes parties (SEOR, Algérie télécom, etc.) ;
  - ✓ organiser des réunions périodiques (création d'une cellule de coordination) avec les différents intervenants du sous-sol, pour discuter et remédier aux différentes lacunes ;
  - ✓ renforcer les équipes d'intervention en agents gaziers formés, pour intervenir sur les réseaux « sous pression » pour éviter les coupures ;
  - ✓ renforcer le contrôle du respect des normes de remise en état des lieux après chaque travaux, afin de veiller au respect des normes de sécurité (grillage avertisseur, le bon niveau de sable, etc.) ;
  - ✓ entretenir davantage le réseau et les vannes pour éviter tout type de corrosion.
- *pour l'amélioration des paramètres, commercial et financier, nous proposons :*
- ✓ le renforcement des brigades antifraudes, en les doter en moyens humains et matériels et assurer leur sécurité dans les quartiers sensibles;
  - ✓ procéder à une campagne de coupure provisoire dans un premier temps, pour les AO et les FSM privé et constituer une équipe de démarchage auprès des

établissements publics et les secteurs sensibles, afin de recouvrer les créances. Cette équipe pourra même effectuer des correspondances (sous couvert de sa hiérarchie) afin de trouver une solution pour que les autorités publiques consacrent une partie de leur budget pour payer la facture de la consommation électrique et gazière. Aussi il est souhaitable de trouver en collaboration avec les différents créanciers publics et privés des solutions afin d'alléger les pratiques bureaucratiques à tous les niveaux.

- ✓ pour la réduction des délais de raccordement, chaque phase doit être minutieusement étudié en éliminant les obstacles qui empêchent le respect des délais, et de trouver des solutions pour faciliter la gestion des affaires, à savoir : anticiper l'obtention des différentes autorisations (de voiries, de travaux, etc.), revoir la procédure d'affectation des travaux aux entreprises sous-traitantes et veiller à ce que les plus performantes soient sollicitées, informatiser le suivi de toutes les phases (chose qui existe déjà au niveau des DD) du début jusqu'à la fin, en assurant un contrôle rigoureux qui fait recours à des sanctions financières au cas où le délai d'une des phases n'est pas respecté (sauf si cela dépasse la volonté des agents de la DD) ;
- ✓ prévoir un investissement conséquent (au moins à moyen terme) pour l'installation de réseaux et de compteurs intelligents (Smart Grid<sup>530</sup>), pour toutes les catégories d'abonnées. Cette technologie permettra de rationaliser la consommation de l'énergie (efficacité énergétique), procéder à une gestion et une relève à distance (télégestion du réseau et télé-relève des compteurs), intégrer la consommation d'énergie de sources renouvelables, etc.
- ✓ rapprocher les districts et les agences commerciales des abonnées en ouvrant des sièges dans les localités éloignées ;
- ✓ recenser les compteurs défectueux et les non intégrés dans le système, afin d'améliorer par la suite le taux de traitement des signalés.

En guise de conclusion, nous pouvons dire que, le régime de concession de distribution de l'électricité et du gaz en Algérie, a obligé les concessionnaires à dépasser les insuffisances et les incohérences entre les objectifs des plans d'engagements et ceux fixés dans le cadre de la gestion interne des concessions (Site web de la Sonelgaz, 2020).

---

<sup>530</sup> « On désigne par *Smart grid* un réseau d'énergie qui intègre des technologies de l'information et de la communication ». [www.smartgrids-cre.fr](http://www.smartgrids-cre.fr), consulté le 08/01/2021.

Un plan d'investissement de 370 milliards de dinars d'ici 2023 a été fixé dans le cadre du plan d'engagement d'amélioration de performance technique et économique des SDx (pour le quinquennat 2019-2023). Il prévoit la réalisation de 85 000 km de réseau électrique et gazier (Site web de la Sonelgaz, 2020). De nouveaux objectifs ont été fixés avec : la diminution des temps et des fréquences de coupure (de courant et de gaz naturel) en les ramenant à des valeurs qui tendent vers le zéro, un taux de perte avoisinant les 9% pour l'électricité et les 2% pour le gaz, le déploiement de la télé relève et la généralisation des compteurs inter agences, le remplacement de tous les compteurs classiques par des compteurs électroniques, le renforcement des brigades anti-fraudes, l'encouragement de recourir aux modes de paiement électroniques, l'amélioration de la méthode de communication avec toute la clientèle via SMS et la modernisation des outils de gestion (Site web de la Sonelgaz, 2020).

Selon les déclarations faites par le président de la CREG ([www.algérie360.com](http://www.algérie360.com), 2020), l'ouverture des concessions de distribution de l'électricité et du gaz au privé en Algérie, est conditionnée par la non atteinte de ces derniers (concessions) des objectifs une fois leur échéance arrivée à son terme, et cela dans le cadre de la procédure réglementaire.

La loi n°02-01 permet d'ouvrir le champ aux concessionnaires privés. L'objectif principal de l'ouverture du secteur de l'électricité et du gaz à la concurrence, est la satisfaction de la demande d'alimentation de la clientèle en relevant le défi d'offrir une meilleure qualité de service, qui répond aux normes internationales en matière de maîtrise des délais de prestation, des coûts et du taux de perte de l'énergie électrique et gazière.

Selon la CREG, ce type de concession (privé) ne peut être envisageable que si :

- les concessions possèdent une bonne évaluation de leur patrimoine ;
- une réelle séparation des activités régulées (distribution et fourniture) existe ;
- une séparation comptable et commerciale des énergies (électricité et gaz) soit concrétisée ;
- la problématique du management non décentralisé (qui présente aussi des difficultés dans la gestion des concessions) ne soit posée.

Cela nous mène à se demander - dans le cas où toutes ces conditions se réunissent- si cette solution (concession privée) sera envisageable à court ou à moyen terme, par les autorités publiques, dans le cas où tous les moyens techniques et technologiques, humains ou matériels ont été mis en place, sans apporter un grand succès.



# **BIBLIOGRAPHIE**

---

**Bibliographie**

- ✓ Abderrahim El Hafidi, « Le nouveau modèle énergétique Marocain : des opportunités réelles d'investissement, Ministère de l'Énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement, Lisbonne, 20 Avril 2015, PP.1-20.
- ✓ Abid Nabila et Belaidi Aziz, le 20 et le 21 octobre 2015, L'entreprise public et l'impératif de la performance économique cas : Sonelgaz, Colloque national sur le management public, ESC Alger, P.2.
- ✓ Alvaro Andaluz Alcazar, « Choix d'investissement sous incertitude des gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) en Europe à l'horizon 2030 : modèles d'affaires dans la distribution électrique face aux "Smart technologies" et aux évolutions réglementaires », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université Paris-Dauphine, 2012, PP.1-332.
- ✓ Amal Hadjbia Gheraba (nom corrigé par jugement et devenu Gharbi), « La concession : nouveau mode de gestion pour les entreprises publiques algériennes : cas de la distribution de l'eau en Algérie », Mémoire de magister en Management, Faculté des Sciences Économiques, des sciences de gestion et des Sciences commerciales, Université d'Oran, Juillet 2012.
- ✓ Angèle Renaud, Nicolas Berland. MESURE DE LA PERFORMANCE GLOBALE DES ENTREPRISES. "COMPTABILITE ET ENVIRONNEMENT ", May 2007, P.1-22.
- ✓ Anne Yvrande Billon, « Concurrence et délégation de service publics : quelques enseignements de la théorie des coûts de transaction », Revue Française d'économie, Vol.22, n°3, PP.97-131.
- ✓ Armen Alchian A., Harold Demsetz, « *Production, Information costs, and economic organization*», *The American Economic Review*, Vol.62, n°05, December 1972, PP.777-795.
- ✓ Article 2 de la loi N°54-05 du février 2006, Maroc.
- ✓ Aude Le launier, Simon Porcher, «Public or private Management ? Benchmarking water utilities in France», Revue d'économie industrielle, Vol.4, n°140,2012, PP.19- 44.
- ✓ Avis du Conseil économique social et environnemental sur le projet de loi N°86-12 relative aux contrats de partenariat public-privé, Maroc.

- ✓ B.BELLON, G.CLAIRE, L.CARTELIER, J.P.FAUGERE et C.VOISIN, « L'État et le marché », Economica, Paris, 1994.
- ✓ Baumol William J., «Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure», American Economic Review, Vol.72, n°1, March 1983, PP.1-15.
- ✓ Baumol William J., Panzar John C., Willig's Robert.D, «Theory of contestable markets and industry structure: A summary of reactions», MPRA, 16 september 2012, USA, PP.1-10.
- ✓ Beltran Alain, « Gaz de France et le secteur gazier depuis 1940 », *In, Flux*, n°8, 1992, PP.29-38.
- ✓ Berle A.A et Means G.C, « The moderne corporation and private property», Mac millan, 1932, New York.
- ✓ bilan de la CREG sur l'activité de distribution de l'électricité et du gaz sur la période 1962-2010, 2010-2014, 2016-2020 et perspective 2018-2022, Février 2018.
- ✓ BOUAYAD Brahim, « Privatisation du secteur de l'Électricité au Maroc : Évaluation à l'aide de l'approche du vote majoritaire », Document présenté au colloque International du Réseau Monder sur la Mondialisation, Énergie, Environnement », Paris, Juin 2001, P.5.
- ✓ Christophe De Feuilly, « Le secteur électrique aux États Unis », *Mètropolis*, n°56-57, 2004, PP.112-126.
- ✓ Christophe Defeuilly, « Le gaz naturel en Europe. Entre libéralisation des marchés et géopolitique », *Flux*, vol 75, N°1, 2009, PP.99-111.
- ✓ Claude Javeau, « L'enquête par questionnaire : Manuel à l'usage du praticien », 3<sup>e</sup>édition, Éditions de l'université de Bruxelles, Belgique, 1988, PP.1-138.
- ✓ CREG, « Jumelage de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) : Renforcement des structures, pouvoirs et compétences de la CREG », *Revue Équilibre*, Numéro spécial, Aout 2018, PP.1-12.
- ✓ CREG, « La commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) publie son rapport d'activité 2008 », Direction de la communication, Fiche Médias/2009001, Alger, 31 mai 2009, PP.1-8.
- ✓ CREG, « Procédure de réclamation auprès du distributeur de l'électricité et du gaz », 26 septembre 2013, PP.1-10.

- ✓ CREG, «Approbation des nouveau plans d’engagements d’amélioration de la performance 2019-2023 », Rencontre nationale avec le concessionnaire de distribution de l’électricité et du gaz, 07 janvier 2019, PP.1-18.
- ✓ CREG, «Les énergies renouvelables en Algérie », Ministère de l’énergie, Berlin, 16 Février 2016, PP.1-22.
- ✓ Cyert Richard Michael et Mach James G., « A behavioral theory of the firm », Prentice Hall, Englewood cliffs, 1963.
- ✓ Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre, 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité, Journal officiel n° L 027 du 30/01/1997 p. 0020
- ✓ Directive 98/30/CE du Parlement Européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, Journal officiel n° L 204 du 21/07/1998 p. 0001
- ✓ Document de la banque mondiale, département du développement durable (MNSSD) : Région Moyen Orient et Afrique du Nord, « Royaume du Maroc : analyse d’impacts socio-économiques de la politique de croissance verte au Maroc-volet énergie : une évaluation en équilibre général », Décembre 2013, PP.1-41.
- ✓ Dominique Lorrain, « Administrer, gouverner, réguler », Les annales de la recherche urbaine, n°80-81, 1998, PP.84-92.
- ✓ Elisabeth Campagnac et Géry Deffontaines, « *A critical socioeconomic analysis of PPPs* », Revue d’économie industrielle, n°140, 2012, PP.45-79.
- ✓ Emilie Hersant, « Les collectivités territoriales et le secteur énergétique », Thèse de doctorat en droit public, Université d’Orléans, 2010, PP.1-501.
- ✓ Eshien Chong, Carine Stapolis, Anne Yvrande Billon, « *Actions versus negotiations in public procurment : An empirical analysis* », Revue d’économie industrielle, n°141, 2013, PP.51-72.
- ✓ Étude du ministère Tunisien du développement et de la coopération international sur la participation du privée dans les infrastructures en Tunisie, Juin 2004, P.45.
- ✓ Fares Naceredine, « Dimensionnement, simulation et analyse des réseaux de gaz », 1ère journée nationale pour le traitement, le stockage, le transport et la distribution des hydrocarbures, PP.1-22.

- ✓ Fédération Nationale des collectivités concédante et régies FNCCR, « Étude technique sur la fragilité du réseau public de distribution d'électricité face aux événements climatiques majeurs », KB intelligence, 10 septembre 2009, PP.1-62.
- ✓ Fethi Zouhir Nouri, « La politique énergétique des pays du Maghreb », Tendances économiques, AFKAR/IDEES, 2009, PP.68-71.
- ✓ Florence Bonnet Beaugrand, « La gouvernance locale face à l'incomplétude des contrats de délégation des services publics : l'exemple de l'eau et de l'assainissement », Thèse en science de gestion, École Nationale Supérieure des mines de paris, 2008, PP.1-452.
- ✓ FNNCR « Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ? », Le livre blanc, 20 Octobre 2011, P.11.
- ✓ François Benchendikh, « L'essentiel de la délégation de services public », GUALINO, Paris, 2014, S.P.
- ✓ François Mirabel, « La déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz », Collection développement durable, Paris, 2012, P.24.
- ✓ Frédéric Blanc Brude, « *Risk transfer, self-seclction and ex post efficiency in public procurement* », Revue d'économie industrielle, n°141, 2013, PP.149-180.
- ✓ Frédéric Marty, « Les partenariats public-privé dans les infrastructures à haut et très haut débit : les enjeux concurrentiels », Revue d'économie industrielles, n°141, 2013, PP.73-116 ;
- ✓ Géraldine Pflieger, « Domination du consommateur et résistance du citoyen : les tensions entre les figures de l'utilisateur au sein du système de régulation de l'eau en France », Flux n°48/49, Septembre 2002, PP.20-34.
- ✓ Gilbert Abraham Frois et Brigitte Desaignes, « Du "Consensus de Washinhton" au "Consensus Stiglitzien" », Revue d'Économie politique, vol N°113, 2003/1, P.1-13.
- ✓ Gilles Darmois et Jean Pierre Favennec, « Les marchés de l'énergie : L'énergie à quel prix », Edition TECHNIP, 2<sup>ème</sup> édition, 2013, Paris, PP.1-211.
- ✓ Graciela Schneier-Madanes, « La construction des catégories du service public dans un pays émergent : les conflits de la concession de l'eau à Buenos Aires », Flux n°44- 45, Février 2001, PP.46-64.
- ✓ Guelil Mohammed Seghir, « Modélisation dynamique de la trajectoire énergétique : Analyse de la relation causale pour le recours à la co-intégration en données de

- panel », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, 16 Janvier 2016, PP.1-188.
- ✓ Guide méthodologique de l'Union Européenne, « Suivre de la performance et choix des indicateurs », République Tunisienne, Ministère des finances, Décembre 2009, P.1-36.
  - ✓ Guillaume Bouvier, « Les collectivités locales et l'électricité : territoires, acteurs et enjeux autour du service public local de l'électricité en France », thèse de doctorat en géographie, Université de Paris 8, 1995, PP.1-538.
  - ✓ Guillaume Fernet, « La privatisation de l'Industrie électrique au Royaume-Uni », Gérer et comprendre, N°77, Septembre 2004. P.41.
  - ✓ Hadri Khoussa Sid Ahmed. (2009). L'électricité et le gaz de ville, les facteurs de la hausse de la consommation et la gestion dans la Daïra Es-Sénia. Mémoire de master, l'Université Paris 1 Panthéon- Sorbonne, octobre 2009, P.49.
  - ✓ Henri Corivaud, « les concessions de distribution d'énergie électrique en France se justifient-elles encore aujourd'hui ? », CREDEN, n°08.01.72, Janvier 2008, PP.1-14.
  - ✓ Hydro Québec, « les creux de tension », Bulletin sur la qualité de l'électricité, 2014, P.1.
  - ✓ Ian Roderik Macneil, « *The money futures of contract* », Southern Ca, 1974.
  - ✓ Islem Belkhou, « L'impact du progrès technique sur l'évolution du concept de service public », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Montpellier I, Janvier 2007, PP.1-371.
  - ✓ Issor Zineb (2017). « La performance de l'entreprise : un concept complexe aux multiples dimensions ». *Projectics / Proyéctica / Projectique*, 17(2), 93-103. [www.cairn.info/revue-projectique-2017-2-page-93.htm](http://www.cairn.info/revue-projectique-2017-2-page-93.htm)
  - ✓ Ives Joncour, « L'irresponsabilité partagée dans la gestion déléguée des services publics », *Politiques et management public*, Vol.19, n°1, 2001, PP.59-79.
  - ✓ Jacques Chevalier, « les nouvelles frontières du service public », *Regards croisés sur l'économie*, n°2, Février 2007, P.24.
  - ✓ Jacques Percebois, « Énergie et théorie économique : un survol », *Revue d'Économie politique*, n°06, Vol.111, 2001, PP.815-860.
  - ✓ Jacques Percebois, « Les missions des régulateurs de service publics dans un environnement dérégulé : objectifs, contraintes et moyens », *Papier de colloque*, P.1.

- ✓ Jacques Percebois, « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz de l'électricité (quelques enseignements au vu de l'expérience Européenne) », Revue d'Économie publique, N°2003/1, P.73.
- ✓ Jacques Percebois, L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques, 1999, CREDEN, N°99.11.15, Montpellier, P.2-36.
- ✓ Jacques Percebois, Laurant David, « Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès », CREDEN, n°01.05.21, Mai 2001, PP.1- 29.
- ✓ Jean Beauve, Julie de Brux, Stephane Saussier, « *Renegotiating for long lasting partnerships : Empirical analysis of concession contracts* », Revue d'économie industrielle, n°141, 2013, PP.117-148.
- ✓ Jean Bergougnot, Gaz et électricité : deux énergies en réseau, deux problématiques d'introduction de la concurrence, Février 2001, P.16-26.
- ✓ Jean Marie Chevalier et Jaques Percebois, Rapport sur « Gaz et électricité un défi pour l'Europe et pour la France », Conseil d'analyse Économique, Paris, 2008, PP.01-148.
- ✓ Jean Marie Chevalier, 2008, *Les 100 mots de l'énergie*, Paris, PUF, 1<sup>ère</sup> édition, 127 p.
- ✓ Jean Pierre ANGELIER, Nourédine HADJSAID et Jean Claude SABONNADIÈRE, « La distribution de l'électricité face aux défis ouverts par la concurrence », Revue de l'énergie, vol 60, N°588, Décembre 2009, P.1.
- ✓ Jean TIROLE, « Concurrence imparfaite », Ed Economica, Paris, 1985, P.10.
- ✓ Jean-Jacques Laffont et Jean Tirole, « *A theory of incentives in procurement and regulation* », MIT Press, 1993.
- ✓ Jean-Marc Revaz, « services publics municipalisés et ouverture des marchés du gaz et de l'électricité. Risques et perspectives dans le contexte suisse », Flux 2008/2 (n° 72-73), P.120-125.
- ✓ Jean-Marie Chevalier et David Rapin, « Les réformes des industries électriques et gazières en Europe », Institut de l'entreprise, Juillet 2004, Nancy, PP.1-91.
- ✓ Jean-Marie Chevalier, « Les réseaux de gaz et d'électricité multiplication des marchés contestables et nouvelles dynamique concurrentielle, Revue d'économie industrielle, Vol 72, 2<sup>ème</sup> trimestre, 1995, PP.7-29.
- ✓ Jean-Paul Domin et Martino Nieddu, « La pluralité des approches en termes de performance », *Économie et institutions* [En ligne], 18-19 | 2012, mis en ligne le 15 octobre 2012, consulté le 24 août 2019.

- ✓ Jean-Pierre Angelier, « Électricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée », Une perspective historique, 2005 PP.1-36.
- ✓ Joel Sotamoune, « La délégation du service public de gestion des déchets solides en Afrique : A la recherche d'indicateurs de performance », *9th international conference of territorial intelligence*, ENTI, Strasbourg, Novembre 2010, PP.1-13.
- ✓ John Moore, « *Cartels Facing Competition in Public Procurement : An empirical analysis* », Discussion paper series, n°09, 2012, PP.1-26.
- ✓ JORA n°03 du 19 mai 2010, Décret exécutif n°10-138 du 13 mai 2010 « fixant les règles techniques de conception d'exploitation et d'entretien des réseau de distribution de l'électricité et du gaz », PP.4-10.
- ✓ JORA n°19 du 21 mars 2010, décret exécutif n°10-95 du 17 mars 2010 « Fixant les règles économiques pour les droits de raccordement aux réseaux et autres actions nécessaires pour satisfaire les demandes d'alimentation des clients en électricité et gaz », PP.9-24.
- ✓ Josef Doucet A., «La restructuration des marches de l'électricité: un portrait de la situation mondiale », Document de synthèse du groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN) , Université de LAVAL, Montréal, 1998, PP.1-31.
- ✓ Kenneth Joseph Arrow, « The organization of economic activity: Issues pertinent to the choice of market versus non-market allocations », Washington D.C, Analysis and evaluation of public expenditures: *The PPP systeme*, Vol.1, Government printing office, PP.47-64.
- ✓ L.Berthet (EDF R&D), X.Mamo (EDF R&D), X.Yang (EDF R&D), «Évolution de la qualité de l'énergie électrique», J3eA, Vol.5, Hors série 1, 2006, PP.1-5.
- ✓ La CREG, « La qualité de service dans la distribution de l'électricité et du gaz », Revue Equilibres, N°19, Décembre 2012, PP.1-10.
- ✓ La CREG, « Le service public de l'électricité et du gaz bila 2015 », Revue Équilibres, N°31, Juin 2016, PP.1-12.
- ✓ La CREG, « Les transformations dans le secteur de l'électricité et de la distribution du gaz », Revue Équilibres, Numéro spécial, Janvier 2014, PP. 1-16.
- ✓ Labeled Djamel, « Production décentralisée te couplage au réseau », Thèse de doctorat d'État en Électronique, Université de Mentouri, Constantine, 2008, P.1-166.



- ✓ Laurant David, « La restructuration des industries gazières Américaines et Britannique : La réglementation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs », Thèse de doctorat, en sciences économique, Université de Montpellier 1, 2000, PP.1-
- ✓ Laure ATHIAS et Stéphane SAUSSIÉ, « Un partenariat public-privé rigide ou flexible ? : théorie et application aux concessions routières à péage », , revue économique, N°03, 2007, P.565-576.
- ✓ Laure Athias, Stéphane Saussier, « *Contractual flexibility or rigidity for public private partnership ? theory and evidence from infrastructure concession contracts*», MPRA, 2007, PP.1-45.
- ✓ Laure Bouet, « Concurrence imparfaite et régulation », Article de veille en économie, CREG, 2012, PP.1-9.
- ✓ LE TEXIER.Y, Gliz.A, « Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché de l'électricité de l'Union Européenne », Action 05 des plans opérationnels annuels 2008 et 2009 : Harmonisation des méthodologies de tarification, Rapport définitif sur le programme MEDA de l'Union Européenne, 26 Octobre 2009.
- ✓ Liaqat Ali SHAH, *Value-risk based performance evaluation of industrial systems*, 2012, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, centre de Metz. P.1-49.
- ✓ Luke Haywood, Martin Koenig, « Avoir les coudes serrés dans le métro parisien : évaluation contingente du confort des déplacements », Revue d'économie industrielle, n°140, 2012, PP.111-144.
- ✓ M.Katz et C.Shapiro, « *Network externalities, competition, and compatibility*», *The American Economic Review*, VOL.75, No.3, 1985.
- ✓ Mael Dif-Pradacier, « Libéralisation du marché de l'énergie, réorganisation du travail et mobilisation collective dans l'entreprise : le cas du gaz de Bordeaux », Thèse en sociologie, Université de Bordeaux 2, 13 Novembre 2009, PP.1-633.
- ✓ Marcelo SAGUAN et Oliver SAUTEL, « L'ouverture à la concurrence du secteur électrique : rôle et gains du client », la revue Flux, N°84, 2011/2, P.1.
- ✓ Marjorie Cosson, « Stabilité du réseau électrique de distribution : Analyse du point de vue automatique d'un système complexe », Thèse de doctorat en Automatismes, Université Paris-Sarclay, Septembre 2016, PP.1-220.
- ✓ Masahiko Aoki, « *Information incentives, and bargaining in the Japanese economy*», Cambridge University Press, 1988, PP.1-320.

- ✓ Mathias Laffont, « Perte d'énergie dans le réseau de distribution d'électricité », Juin 2009, PP.1-6.
- ✓ Max Weber, « Économie et société », Plon, 1971.
- ✓ Meriem Brahim, Nidhal Ouerfelli et Kelly Robin, « La Tunisie face à ses défis énergétiques », L'Économiste Maghrébin, du 12 au 26 juillet 2017, PP.40-41.
- ✓ Merrien François Xavier, 1999, La Nouvelle Gestion publique : un concept mythique, Lien social et politiques, N°41, P.95-103.
- ✓ Michael Jensen C., William Meckling H., «*Theory of the firm: Managerial behavior, Agency costs and ownership structure*», Journal of financial economics, 1976/3, PP.305-360.
- ✓ Miguel Calahorrano C., « La déréglementation de l'industrie électrique en Amérique Latine : le cas de l'Argentine, du Brésil, du Chili et de la Colombie », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Montpellier I, Février 2004, PP.1- 347.
- ✓ Ministère de l'énergie et des mines, « Règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et règles de conduites du système électrique », Février 2008, PP.1-82.
- ✓ Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, « Guide d'application de la réglementation relative aux travaux de proximité des réseaux », Fascicule 2, version 2, Décembre 2016, PP.1-230.
- ✓ Ministère des finances et de la privatisation : direction des études et des prévisions financières du royaume du Maroc, « Perspectives de l'utilisation du gaz naturel au Maroc », Décembre 2004, PP.1-13.
- ✓ Ministère du développement durable-DGPR/BARPI, « Canalisations de distribution de gaz », ARIA, 2017, PP.25-28.
- ✓ Mohammed Amine BENABDALLAH, « La gestion déléguée du service public au Maroc », REMAL, n°9, 2010, PP.1-7.
- ✓ Mounir Debbarh A., « L'énergie : développement énergétique au Maroc depuis 1955, perspective 2025 », Gt8-2, 25/01/06, PP.63-90.
- ✓ Nadia Benalouache, « Une mise à l'épreuve des politiques énergétiques tunisiennes : Diffusion et territorialisation de l'usage domestique de l'énergie solaire en milieu urbain », Environnement urbain/*Urban environment*, Vol.7, 2013, PP. a.116-a.132.

- ✓ Nadia Benalouache, «L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : Transition énergétique et jeux d'échelles », Thèse de doctorat en géographie, Université d'Aix Marseille et université de Sfax, 30 Juin 2017, PP.1-480.
- ✓ Nicholas Miranda, *Concession Agreements: From Private Contract to Public Policy*, 117 Yale L.J. (2007).
- ✓ Nicolas Derhy, Aurélie Le Maitre, Nga Thauh, Mamel Ruiz, Sylvain Mouret, « Problème combinatoire sur le réseau de transport de gaz », ARTELY/CRIGEN, ENGIE/Direction recherche et technologie, PP.1-15.
- ✓ *North American Electric Reliability Corporation (NERC) : Reliability assessment staff roster*, « 2011 special reliability assessment : A primer of the natural gas and electric power interdependency in the United States», December, 2011, PP.1-150.
- ✓ Notice d'information de la Sonelgaz.SPA, « Emprunt obligataire », Mai 2006, PP.01-45.
- ✓ Oliver E. Williamson, « Les institutions de l'économie », Inter Edition, Paris, 1994, P.6.
- ✓ Patrick Jacob, « Distribution de l'énergie », Réseau de distribution, Vol.1.6, Académie d'Aix-Marseille d'Électrotechnique, Avril 2016, PP.1-31.
- ✓ Paul Henry Serge Moscovici, « Problèmes de l'analyse de contenu », Langages, Socio-linguistique, n°11, Septembre 1968, PP.36-60.
- ✓ Paul N'da, « Recherche et méthodologie en sciences sociales et humaines : Réussir sa thèse, son mémoire de master ou professionnel, et son article », L'Harmattan, 2015, Paris, PP.1-172.
- ✓ Philippe Brachet, « Problématique du partenariat de service public », Politique et management public, Vol.13, n°01, 1995, PP.87-105.
- ✓ Philippe waulin , « L'analyse de contenu comme méthode d'analyse qualitative d'entretiens : une comparaison entre les traitements manuels et l'utilisation de logiciels », Acte d u colloque Bilan et perspectives de la recherche qualitative, hors série, N°3, Université de Luxembourg, 2007, PP.243-272.
- ✓ Pierre Barret, « Chapitre 6. L'évaluation contingente de la performance globale des entreprises : une méthode pour fonder un management socialement responsable ? », Responsabilité sociale de l'entreprise, Méthodes et recherches Management 2006, PP.135-152. (Chapitre d'un livre)

- ✓ Pierre LOUART, « Structures organisationnels : vers un continuum public-privé », Revue Française de gestion, N°115, Septembre-Octobre 1997, P.14.
- ✓ Pierre Mongeau, « Réaliser son mémoire ou sa thèse : coté Jeans et coté tenue de soirée », Presse de l'Université de Québec, PP.1-145.
- ✓ Pierre-André CHARDON, « méthodes pratiques de dépouillement de questionnaires », Thèse en sciences économiques, Université de Neuchâtel, 1981, PP.1-143.
- ✓ Plane Jean-Michel, « Théorie des organisations », DUNOD, Paris, 2013, P.64.
- ✓ *Powering Business Worldwide* (EATON), « Améliorez la fiabilité du réseau en plaçant les disjoncteurs, ré-enclencheurs aux emplacements optimaux », États Unis, Novembre 2014, PP.1-2.
- ✓ Projet de loi n°94-17 relative au secteur aval du gaz naturel, Note de représentation du 08/12/2017, Ministère de l'énergie, des mines et du développement durable, Rabat, PP.1-22.
- ✓ Rapport d'activité de la STEG, Direction de la production et du transport gaz, 2016, PP. 1-19.
- ✓ Rapport d'activité du ministère délégué auprès du chef du gouvernement chargé des affaires générales et de la gouvernance du royaume du Maroc, Octobre 2016, PP.1-18.
- ✓ Rapport de l'OCDE, « Maroc : Renforcer l'intégrité dans le secteur de l'énergie, des transports et de la santé », Relations Mondiales : Moyen Orient et Afrique du nord, Juin 2018, PP.1-61.
- ✓ Rapport de l'OCDE, « Perspective économique en Afrique », 2003, P.84.
- ✓ *Régional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE)*, « Appui technique/prestation de services pour l'évaluation de l'impact économique, technologique et environnemental de la réglementation nationale et des incitations relatives aux énergies renouvelable et à l'efficacité énergétique », Étude documentaire Algérie (projet), Avril 2010, PP.1-40.
- ✓ Renaud Menard, « Investissement dans le réseau électrique : un moyen de lutte efficace contre les pouvoirs du marché des producteurs », CREDEN, n°09.04.83, Avril 2009, PP.1-18.
- ✓ Richard Nelson R., Sidney Winter G., « Evolutionary Theorizing in economics », Journal of economic perspectives, Vol.16, n°02, 2002, PP.23-46.
- ✓ Richardson G.B, «The organization of industry», The economic journal, Vol.82, n°327, 1972, PP.883-896.

- ✓ Ronald Coase, «The nature of the firm», *Economica*, n°4, 1937, PP.386-405.
- ✓ Samira AIT ABDESLAM, « Du monopole au marché : Cas d'EDF, entreprise en mutation », thèse de doctorat, 30 Juin 2008, Université de Nancy 2, P.17.
- ✓ Satéphane Buttigieg, « Transition énergétique : stratégies d'innovation groupes électriques européens », Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Paris Dauphine, 30 septembre 2016, PP. 1-323.
- ✓ SDA/Direction commerciale et marketing, « Procédure de traitement des demandes de la clientèle relative au raccordement en énergie électrique, de puissance inférieure ou égale à 15000 kw, au réseau de distribution de l'électricité haute tension classe « A » et basse tension (HTA/BT), décision D/06-13/cd, 26 septembre 2013, PP.1-11.
- ✓ Serge Paquier et Jean-Pierre Willot, « L'industrie du gaz en Europe au XIXe et XXe Siècles », Euroclio, N°20, 2005, Bruxelles, PP.1-445.
- ✓ Sophie Meritet, « La convergence des industries de l'électricité et du gaz naturel : les fusions-acquisitions aux États Unis », thèse de doctorat en science économique, Université de paris 9, 2000, PP.1-
- ✓ Stéphane SAUSSIÉ « Introduction : partenariat public privé et performance des services publics », revue d'Économie Industrielle, 4<sup>ème</sup> trimestre 2012, P.2.
- ✓ Stéphane Saussier et Phuong Tra Tran, « *The efficiency of public private partnerships in France : An initial quantitative Evaluation* », Revue d'économie industrielle, n°140, 2012, PP.81-110.
- ✓ Steven Levine, Paul carpenter, Anul Thapa, « *Understanding natural gas market*», Report America Pétroleum Institute, Digital Media, Juin 2014, PP. 1-24.
- ✓ VEDEL.G., Droit administratif, Ed THEMIS Droit, paris, 1976, P.8.
- ✓ Vincenzo Balzano, « Défaut encadré : une gestion fine et sélective des défauts diminue les pannes », ABB review, Avril 2014, Dalmine (Italie), PP.17-21.
- ✓ Wan Azelee Wal Abu Bakar, Rusmidah Ali, "Natural gas", *Natural Gas*, Vol.276, PP.1-38.
- ✓ Word Banque Groupe, « une vision stratégique pour le secteur tunisien de l'énergie : Réflexion des thèmes prioritaires », *MENA energy series, Report n°88 965-TN*, 2014, PP.1-122.
- ✓ [www.algérie360.com](http://www.algérie360.com) .
- ✓ [www.archives-ouvertes.fr](http://www.archives-ouvertes.fr) .

- ✓ [www.creg.ac-versailles.fr](http://www.creg.ac-versailles.fr) , « concurrence imparfaites », publié le 07/01/2006, consulté le 07/01/2006.
- ✓ [www.energy.gov.dz](http://www.energy.gov.dz).
- ✓ [www.enregy.gov.dz](http://www.enregy.gov.dz) .
- ✓ [www.ensto.com](http://www.ensto.com).
- ✓ [www.huffpostmaghreb.com](http://www.huffpostmaghreb.com).
- ✓ [www.latribune.fr](http://www.latribune.fr) .
- ✓ [www.mercator-publicitor.fr](http://www.mercator-publicitor.fr) .
- ✓ [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com) .
- ✓ [www.sadeg.dz](http://www.sadeg.dz).
- ✓ [www.Sonlegaz.dz](http://www.Sonlegaz.dz).
- ✓ [www.steg.com.tn](http://www.steg.com.tn) .
- ✓ [www.techno-science.net](http://www.techno-science.net) .
- ✓ Yves Broussolle, « Les principales dispositions de la loi SAPIN pour la transparence de la modernisation de la vie économique », Gestion et finances publiques, N°02, 2/2017, PP.108-113.
- ✓ Yves Donato, Indicateurs clés de performance des Technologies de l'information - État de la situation et recommandations, Essai présenté au Département d'informatique en vue de l'obtention du grade de maître en technologies de l'information (maîtrise en génie logiciel incluant un cheminement de type cours en technologies de l'information), faculté des sciences université de Sherbrooke Longueuil, Québec, Canada, février 2013.

# ANNEXES

---

**Annexe n°01** : les domaines de tension.

Domaines de tension		Valeur de tension Nominale	
		En courant alternatif	En courant continu lisse
TBT		UN ≤ 50 V	UN ≤ 120 V
BT*	Plus de distinction BTA/BTB	50 V < UN < 1000 V	120 V < UN < 1,5 KV
HT**	HTA	1 KV < UN ≤ 50 KV	1,5 KV < UN ≤ 75 KV
	HTB	50 KV < UN	75 V < UN

\*Pour les moyennes et faibles puissances et les courtes distances.

\*\*Pour les fortes puissances et les longues distances.

Source : JACOB Patrick, Avril 2014, Op.cit., P.7.

**Annexe n° 02** : pressions et matières.

Type et matière	Pressions
Moyenne pressions C (MPC). PE jusqu'à 8 bar ou acier.	4 bar < MPC ≤ 25 bar
Moyenne pressions A et B (MPA et MPB). PE , Acier, cuivre	400 mbar < MPB ≤ 4 bar 50 mbar < MPA ≤ 400 mbar
Basse pression (BP) PE, acier, fonte ductile, tôle bitumée, plomb, cuivre	50 mbar au maximum

Source : ministère de l'environnement de l'énergie et de la mer, Décembre 2016, P.30.

**Annexe n°03** : le tableau récapitulatif des textes législatifs qui régissent les énergies renouvelables en Algérie.

Loi et autres	Date de parution	Intitulé
Loi n° 02-01	5 février 2002	Relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation et ses textes d'application.
Loi n° 04-09	14 Aout 2004	Relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.
Loi n° 14-10	30 décembre 2014	Loi de finance 2015
Loi n° 15-18	30 décembre 2015	Loi de finance 2016
Décret exécutif n°13-218	18 juin 2013	Fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production de l'électricité.
Décret exécutif n°15-69	11 février 2015	Fixant les modalités de certification de l'origine de l'énergie renouvelable et de l'usage de ces certifications.
Arrêté (JORA n°23 du 23 avril 2014 P.25)	2 février 2014	Fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leurs applications pour l'électricité produite à partir des installations utilisant les filières éolienne et photovoltaïque.



Arrêté (JORA n°18 du 08 avril 2015 P.19)	1 septembre 2014	Fixant les tarifs d'achats garantis et les conditions de leurs applications pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière de cogénération.
--	------------------	--

Source : construction personnelles, 2020.

**Annexe n°04** : la réglementation régissant l'activité de la distribution de l'électricité et du gaz

<b>La réglementation</b>	<b>Date de publication</b>	<b>Intitulé</b>
La loi n°02-01	05-févr-02	Relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.
Décret exécutif n°05-182	18-mai-05	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.
Décret exécutif n°08-114	09-avr-08	Fixant les modalités d'attribution et de retrait des concessions de distribution de l'électricité et du gaz et le cahier des charges relatif aux droits et aux obligations du concessionnaire
Décret exécutif n°10-95	17-mars-10	Fixant les règles économiques pour les droits de raccordement aux réseaux et autres actions nécessaires pour satisfaire les demandes d'alimentation des clients en électricité et gaz.
Décret exécutif n°10-138	13-mai-10	Fixant les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz.
Décret exécutif n°10-331	29-déc-10	Fixant les limites du périmètre de protection autour des installations et infrastructures de transport et de distribution d'hydrocarbures, d'électricité et de gaz.
Arrêté	14-juin-11	Fixant les limites, conditions et les modalités d'occupation du périmètre de protection autour des installations et infrastructures de transport et de distribution de l'électricité et du gaz.
Arrêté	06-févr-11	Relatif aux procédures applicables en matière d'instruction et de délivrance du permis de construire des ouvrages d'énergie électrique et gazière.
Arrêté	22-févr-15	Fixant les spécifications et procédures techniques relatives à l'entretien des ouvrages de distribution de l'électricité et du gaz
Arrêté	11-mars-15	Fixant les spécifications et procédures techniques de conception et de réalisation des ouvrages de distribution de l'électricité.
Arrêté	11-mars-15	Fixant les spécifications et procédures techniques de conception et de réalisation des ouvrages de distribution du gaz
Arrêté	11-mars-15	Fixant les spécifications et procédures techniques d'exploitation des ouvrages de distribution gaz
Arrêté	11-mars-15	Fixant les spécifications et procédures techniques d'entretien des ouvrages de distribution

Arrêté	18-mars-15	Fixant les spécifications et procédures techniques d'exploitation des ouvrages de distribution de l'électricité
Décision CREG D/05-13/CD	26-sept-13	Portant approbation des valeurs des puissances mises à disposition (PMD) pour les clients alimentés à partir du réseau de distribution en basse tension ou en haute tension de classe A
Décision CREG D/02-13/CD	26-sept-13	Portant fixation des valeurs normalisées des débits mis à disposition (DMD) pour les clients alimentés en moyenne pression.
Décision CREG D/29-13/CD	31-déc-13	Portant sur les procédures de raccordement des clients HTB/HP, HTA/BT, MP/BP et de traitement des réclamations procédure interne du distributeur et procédure de recours auprès de la CREG

Source : Construction personnelle à partir des données du bilan de la CREG sur l'activité de distribution de l'électricité et du gaz sur la période 1962-2010, 2010-2014, 2016-2020 et perspective 2018-2022, Février 2018.

#### Annexe n°05 : le processus d'élaboration des plans d'engagements.

Phase	Responsabilité	Observation
Lancement du processus au mois de juin de l'année précédent le quinquennat considéré (exercice en cours), à l'issue de l'examen du bilan annuel de l'exercice écoulé (Note de cadrage en direction du concessionnaire)	CREG	
Les concessionnaires renseignent les canevas par: les réalisations de l'exercice écoulé; les réalisations de clôture de l'exercice en cours; les objectifs prévisionnels sur le quinquennat considéré (Projection sur les 05 années)	Concessions	Délai de 06 mois
Au mois de Novembre de l'exercice en cours, les concessionnaires procèdent: A l'injection des données au niveau de la plate forme web distribution; la restitution des plans à partir de la plateforme, leur signature par les premiers responsables de la concession et de la Société (SDC); envoi à la CREG des plans signés.	Concessions	Délai de 01 mois
La CREG procède à l'analyse des propositions d'objectifs et prépare son avis et l'envoie au Ministre qui statuera sur leur approbation ou non.	CREG	Délai de 15 jours
Le Ministre statue par la délivrance d'une décision d'approbation ou par le rejet des plans d'engagement.	Ministère de l'Énergie	

Source : éléments principaux concernant les processus d'engagements d'amélioration de la performance des concessionnaires et de déclaration des concessions, CREG, 2019.

**Annexe n° 06** : le processus de suivi des plans d'engagements.

<b>Phase</b>	<b>Responsabilité</b>	<b>Observation</b>
Lancement du processus au mois de janvier de l'année précédent l'exercice considéré (Note de cadrage en direction du concessionnaire).	CREG	
Au mois d'avril, les concessionnaires procèdent à l'injection des réalisations au niveau de la plateforme web distribution (les données doivent être validées par le conseil d'administration par rapport au bilan définitif)	Concessions	Délai global de 03 mois et demi Le verrouillage de la plateforme intervient le 15 avril
La CREG Procède à l'analyse des réalisations et prépare son avis pour l'envoi au Ministre.	CREG	Délai de 01 mois.

Source : éléments principaux concernant les processus d'engagements d'amélioration de la performance des concessionnaires et de déclaration des concessions, CREG, 2019.

**Annexe n°07** : le processus de réajustement des objectifs du plan d'engagement.

<b>Phase</b>	<b>Responsabilité</b>	<b>Observation</b>
A l'issu de l'examen des bilans de l'exercice écoulé conformément au processus ci-dessus, la CREG lance, au mois de mai de l'exercice en cours (n), le processus de réajustement éventuel des objectifs relatifs aux exercices restants du quinquennat (n+1) et (n+2), etc. sans toucher) l'objectif de fin de période.	CREG	
Au mois de juin, les concessionnaires procèdent à l'injection des nouveaux objectifs proposés au niveau de la plateforme web distribution (validé par le conseil d'administration).	Concessions	Délai de 01 mois
La CREG procède à l'analyse des nouveaux objectifs et prépare son avis qu'elle soumet au Ministre de l'Énergie.	CREG	Délai de 01 mois

Source : éléments principaux concernant les processus d'engagements d'amélioration de la performance des concessionnaires et de déclaration des concessions, CREG, 2019.

Annexe n°08 : les définitions et les formules des indicateurs étudiés.

Tableau n°01 : indicateurs techniques Électricité.

Indicateurs	Unité de mesure	Définition	Méthodes de calcul et méthodologie	Périodicité
<b>SAIDI (MT) et SAIDI (BT) liés aux incidents distribution</b>	Heures Décimales	Durée moyenne d'interruption du système	$\frac{\sum N_n * D_n}{N_s}$ <p><b>Dn</b> : durée interruption  <b>Nn</b> : nombre de postes interrompus (mixtes + livraison) pour la MT  <b>Nn</b> : nombre de postes interrompus (mixtes + DP) pour la BT  <b>Ns</b> : nombre total de postes (mixtes + livraison) pour la MT  <b>Ns</b> : nombre total de postes (mixtes + DP) pour la BT</p> <p><b>Durée des interruptions prises en compte</b> :&gt;3mn</p> <p><b>Type d'incidents pris en compte</b> : Interruptions suite incident distribution (non pris en compte les délestages et incidents amont. Les incidents dus aux intempéries seront pris en compte dans le calcul  <b>Source de calcul</b> : Système SIE (suivi des interruptions électriques)  Le système représente le réseau HTA de la Concession</p>	<b>Annuelle</b>
<b>SAIFI (MT) et SAIFI (BT) liés aux incidents de distribution</b>	Interruptions	Fréquence d'interruption du système	$\frac{\sum N_n}{N_s}$ <p><b>Nn</b> : nombre de postes interrompus (mixtes et livraison) pour la MT  <b>Nn</b> : nombre de postes interrompus (mixtes + DP) pour la BT  <b>Ns</b> : nombre total de postes (mixtes + livraison) pour la MT  <b>Ns</b> : nombre total de postes (mixtes + DP) pour la BT  <b>Durée des interruptions prises en compte</b> :&gt;3mn  <b>Type d'incidents pris en compte</b> : Interruptions suite incident distribution (non pris en compte les délestages et incidents Amont. Les incidents suite aux intempéries seront pris en compte dans le calcul.  <b>Source de calcul</b> : Système SIE (suivi des interruptions électriques)  Le système représente le réseau HTA de la Concession</p>	<b>Annuelle</b>

Source : SDC/RDO, 2019.

Tableau n°02 : indicateurs techniques Gaz.

Indicateurs	Unité de mesure	Définition	Méthodes de calcul	Source données
<b>Temps moyen de coupure (incidents)</b>	Heures décimales	Durée moyenne des interruptions par client suite aux incidents sur réseau de distribution	$\Sigma (T_{ci} * N_i) / N$ <b>T<sub>ci</sub></b> : temps d'interruption (min) <b>N<sub>i</sub></b> : Nombre de clients interrompus <b>N</b> : Nombre total des clients de la concession à la fin de la période	<b>Fichier Excel</b>
<b>Fréquence moyenne de coupure</b>	Nombre	Fréquence moyenne des interruptions par client	$\Sigma (N_i) / N$ <b>N<sub>i</sub></b> : nombre de clients interrompus <b>N</b> : nombre total des clients de la concession à la fin de la période Tient compte de tout type d'interruptions (incidents, travaux, entretien : propres à la concession)	<b>Fichier Excel</b>

Source : SDC/RDO, 2019.

Tableau n° 03: indicateurs commerciaux Électricité.

Indicateurs	Unité de mesure	Définition	Méthodes de calcul	Source des données et périodicité  Trimestrielle
<b>Délai de satisfaction de la demande de raccordement</b>  -Branchement simple  - Extension de réseaux	Jours	Écart entre la date de mise sous tension ou mise en service du branchement ou extension et la date de la demande de raccordement	$\frac{[\sum (date\ devis - date\ réception) + \sum (date\ demande\ ADC - date\ paiement) + \sum (date\ Fint\ rvx - date\ ADC)]}{Nombre\ demandes\ recues\ validés}$ <p><b>Date de réception</b> : correspond à la date de réception du dossier validé (complet)</p> <p><b>Date ADC</b> : correspond à la date d'obtention de l'ADC.</p> <p><b>ADC</b> : autorisation de construire</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Branchement simple</li> <li>• Extension de réseaux</li> </ul>	<b>- Branchements simples:</b> SGC ou Registre d'accueil des Services Commerciaux  <b>- Extensions de réseaux</b> Registres de suivi des demandes RCN ou application informatique
<b>Délai de réponse des réclamations</b>	Jours	Mesure le délai moyen de réponse aux réclamations reçues	$\frac{\sum (date\ de\ réponse - dates\ de\ réclamation)}{Nombre\ de\ réclamations\ traitées}$	-Registres de suivi des réclamations ou application informatique  -Call center

Source : SDC/RDO, 2019.

Tableau n°04 : indicateurs commerciaux Gaz.

Indicateurs	Unité de mesure	Définition	Méthodes de calcul	Source des données et périodicité  Trimestrielle
<b>Délai de satisfaction de la demande de raccordement</b>  - Branchement simple  - Extension de réseaux	Jours	Écart entre la date de mise sous tension ou mise en service du branchement ou extension et la date de la demande de raccordement	$\frac{[\sum (date\ de\ devis - date\ réception) + \sum (date\ demande\ ADC - date\ paiement) + \sum (date\ Fint\ rvx - date\ ADC)]}{Nombre\ de\ demandes\ reçues\ validés}$ <p><b>Date de réception</b> : correspond à la date de réception du dossier validé (complet)</p> <p><b>Date ADC</b> : correspond à la date d'obtention de l'ADC.</p> <p><b>ADC</b> : autorisation de construire</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Branchement simple</li> <li>• Extension de réseaux</li> </ul>	<b>- Branchements simples</b> : SGC ou Registre d'accueil des Services Commerciaux  <b>- Extensions de réseaux</b> : Registres de suivi des demandes RCN ou application informatique
<b>Délai de réponse des réclamations</b>	Jours	Mesure le délai moyen de réponse aux réclamations reçues	$\frac{\sum (date\ de\ réponse - dates\ de\ réclamation)}{Nombre\ de\ réclamations\ traitées}$	-Registres de suivi des réclamations ou  -Application informatique  -Call center

Source : SDC/RDO, 2019.



Tableau n°05 : indicateurs Financier Électricité.

Indicateur	Unité de mesure	Définition	Méthodes de calcul	Source des données
<b>Pertes électricité sur les réseaux MT/BT</b>	%	Écart entre les achats aux fournisseurs et les ventes facturées aux clients (englobent les pertes techniques)	$\frac{(\sum Achatsnets + \Delta Echangesnets) - (\sum VentesBT + \sum VentesHTA)}{(\sum Achatsnets + \Delta Echangesnets)}$ $\Delta Echanges = \sum EnergiesRe cues - \sum EnergiesEmises$ <p><b>Achats</b> : Énergies comptabilisées mensuellement par poste HTB/HTA</p> <p><b>Δ Échanges</b> : Bilan des échanges inter concessions</p> <p><b>Énergies Reçues</b> : énergies achetées des concessions limitrophes</p> <p><b>Énergies Émises</b> : énergies vendues aux concessions limitrophes</p> <p><b>Ventes BT</b> : Énergies facturées aux clients BT durant le mois</p> <p><b>Ventes HTA</b> : Énergies facturées aux clients HTA durant le mois</p>	<p><b>Achats</b> : Relève par GRTE/SD des comptages des postes HTB/HTA</p> <p><b>Échanges</b> : Relève des comptages inter concessions</p> <p><b>Ventes BT et HTA</b>: Restitutions du SGC (R50)</p>
<b>Délai crédit client BT (Abonnés ordinaires et Abonnés FSM) et HTA</b>	<b>Jours</b>	Crédit moyen accordé à un client pour régler sa facture	$\frac{\sum Montants des créances}{\sum RecettesTTC} \times \text{Nbre de jours de la période}$	<p><b>Créances</b> : Clients Ordinaires : solde des comptes 47003 et 47004 ; Clients FRM : solde des comptes 47002 et 470284 ; Clients MT privés solde des comptes 47025 et 470284 ; <b>Chiffre d'affaires</b> : Restitutions du SGC AO, FRM, MT/MP privés</p>

Source : SDC/RDO, 2019.

Tableau n° 06 : indicateurs Financier Gaz.

Indicateurs	Unité de mesure	Définition	Méthodes de calcul	Source des données
<b>Pertes gaz sur les réseaux MP/BP</b>	%	Écart entre les achats aux fournisseurs et les ventes facturées aux clients (englobent les pertes techniques)	$\frac{\left(\sum Achatsnets + \Delta Echangesnets\right) - \left(\sum VentesBP + \sum VentesMP\right)}{\left(\sum Achatsnets + \Delta Echangesnets\right)}$ $- \frac{\left(\sum stockfinal - \sum stockdebut\right) pour legpl}{\left(\sum Achatsnets + \Delta Echangesnets\right)}$ $\Delta Echanges = \sum EnergiesRe cues - \sum EnergiesEmises$ <p><b>Achats</b> : Énergies comptabilisées mensuellement par poste de détention livraison y compris le GPL  <b>Δ Échanges</b> : Bilan des échanges inter concessions  <b>Énergies Reçues</b> : énergies reçues des concessions limitrophes  <b>Énergies Émises</b> : énergies émises aux concessions limitrophes  <b>Ventes BP</b> : Énergies facturées aux clients BP durant le mois  <b>Ventes MP</b> : Énergies facturées aux clients MP durant le mois</p>	<p><b>Achats</b> : Relève par GRTG des comptages des postes de détention de livraison</p> <p><b>Échanges</b> : Relève des comptages inter concessions</p> <p><b>Ventes BP et MP</b>: Restitutions du SGC (R50)</p>
<b>Délai crédit client : BP</b> (Abonnés ordinaires et Abonnés FRM) et <b>MP</b>	Jours	Crédit moyen accordé à un client pour régler sa facture	$\frac{\sum \text{Montants des créances}}{\sum \text{Recettes}} \times \text{Nbre de jours de la période}$	<p><b>Créances</b> : Clients Ordinaires : solde des comptes 47003 et 47004 ; Clients FRM : solde des comptes 47002 et 470284 ; Clients MT privés solde des comptes 47025 et 470284 <b>Chiffre d'affaires</b> : Restitutions du SGC AO, FRM, MT/MP privés</p>

Source : SDC/RDO, 2019.

Annexe n°09 : le détail des concessions par Société/Région de distribution.

<b>Société de distribution Alger SDA</b>			
<b>Période</b>	<b>13/07/2008 au 31/12/2013</b>	<b>01/01/2014</b>	<b>01/01/2016</b>
<b>Concessions</b>	BOLOGHINE	BOLOGHINE	ALGER (Fusion des 04 concessions)
	BELOUZDAD	BELOUZDAD	
	EL HARRACH	EL HARRACH	
	GUE DE CONSTANTINE	GUE DE CONSTANTINE	
	TIPAZA	/	
	BOUMERDES	/	/
<b>Total</b>	<b>06 CONCESSIONS</b>	<b>04 CONCESSIONS</b>	<b>01 CONCESSION</b>

<b>Société de Distribution du centre SDC devenue Région de Distribution du Centre</b>			
<b>Période</b>	<b>13/07/2008 au 31/12/2013</b>	<b>01/01/2014</b>	<b>01/01/2016</b>
<b>Concession</b>	/	TIPAZA	TIPAZA
	/	BOUMERDES	BOUMERDES
	BLIDA	BLIDA	BLIDA
	TIZI OUZOU	TIZI OUZOU	TIZI OUZOU
	MEDEA	MEDEA	MEDEA
	BOUIRA	BOUIRA	BOUIRA
	DJELFA	DJELFA	DJELFA
	OUARGLA URBAIN	OUARGLA URBAIN	OUARGLA (Fusion des deux concessions)
	OUARGLA RURAL	OUARGLA RURAL	
	LAGHOUAT	LAGHOUAT	LAGHOUAT
	GHARDAIA	GHARDAIA	GHARDAIA
	BISKRA	BISKRA	BISKRA
	EL OUED	EL OUED	EL OUED
	TAMANRASSET	TAMANRASSET	TAMANRASSET
	ILLIZI	ILLIZI	ILLIZI
<b>Total</b>	<b>13 CONCESSIONS</b>	<b>15 CONCESSIONS</b>	<b>14 CONCESSIONS</b>

<b>Société de Distribution de l'Est SDE devenue Région de Distribution de l'Est</b>		
<b>Période</b>	<b>13/07/2008 au 31/12/15</b>	<b>01/01/2016</b>
<b>Concession</b>	OUM EL BOUAGHI	OUM EL BOUAGHI
	BATNA	BATNA
	TEBESSA	TEBESSA
	BEJAIA	BEJAIA
	JIJEL	JIJEL
	SETIF- OLD	SETIF(Fusion des deux concessions)
	EL HIDHAB	
	SKIKDA	SKIKDA
	ANNABA-OLD	ANNABA(Fusion des deux concessions)
	SEYBOUSE	
	GUELMA	GUELMA
	CONSTANTINE-OLD	CONSTANTINE(Fusion des deux concessions)
	ALI MENDJELI	
	MSILA	MSILA
	BORDJ BOU ARRERIDJ	BORDJ BOU ARRERIDJ
	EL TARF	EL TARF
	KHENCHELA	KHENCHELA
SOUK AHRAS	SOUK AHRAS	
MILA	MILA	
<b>Total</b>	<b>19 Concessions</b>	<b>16 concessions</b>

<b>Société de Distribution de l'Ouest SDO devenue Région de Distribution de l'Ouest</b>		
<b>Période</b>	<b>13/07/2008 au 31/12/2015</b>	<b>01/01/2016</b>
<b>Concession</b>	AIN DEFLA	AIN DEFLA
	BECHAR RURAL	BECHAR (Fusion des deux concessions)
	BECHAR URBAIN	
	MASCARA	MASCARA
	MOSTAGANEM	MOSTAGANEM
	NAAMA	NAAMA
	ORAN-OLD	ORAN(Fusion des deux concessions)
	ES SENIA	
	RELIZANE	RELIZANE
	SBA	SBA
	TIARET	TIARET
	TINDOUF	TINDOUF
	TISSEMSILT	TISSEMSILT
	TLEMCEN	TLEMCEN
	CHLEF NORD	CHLEF(Fusion des deux concessions)
	CHLEF-OLD	
	SAIDA	SAIDA
	ADRAR	ADRAR
	EL BAYADH	EL BAYADH
AIN TEMOUCHENT	AIN TEMOUCHENT	
<b>Total</b>	<b>20 Concessions</b>	<b>17 Concessions</b>

Source : une correspondance entre l'auteur et la CREG, 2018.

**Annexe n°14:** enquête sur la performance des concessions de distribution de l'électricité et du gaz de la région ouest.



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique Et Populaire



Université d'Oran 2  
Mohamed Ben Ahmed  
Faculté des Sciences Sociales

## QUESTIONNAIRE

### A L'ATTENTION DES DIRECTEURS DES CONCESSIONS

*Dans le cadre de la préparation, par Madame GHARBI Amal Hadjbia, d'une thèse de doctorat d'Etat en « Management », portant sur « La gestion déléguée des services publics en Algérie : Concession de distribution de l'électricité et du gaz », Cette enquête établie sous forme d'un questionnaire, en direction des Directeurs des concessions, permettra de compléter la démarche empirique, adoptée pour l'évaluation du service public exercé par les concessionnaires de distribution de l'électricité et du gaz au niveau de la région de distribution de l'Ouest, soient 17 concessions sur les 48 couvrant le territoire national.*

*Cette enquête permettra d'identifier les difficultés rencontrées par les concessions, dans la mise en œuvre des plans d'engagements d'amélioration de la performance en liaison avec les indicateurs pertinents, considérés dans ces plans pour l'évaluation de la performance des concessions par l'Autorité concédante.*

*Les résultats issus de l'analyse de ces questionnaires permettront de cibler les insuffisances et d'identifier les axes d'améliorations, afin de permettre aux concessions d'exercer leur mission de service public, dans de meilleures conditions qui devraient répondre à la satisfaction de la clientèle en terme de qualité et de continuité de service.*

### I- Identification

- Wilaya : .....
- Concession de : .....
- Nombre de communes desservies : .....
- Nombre d'agences commerciales : .....
- Nombre de districts (E+G) : .....
- Nombre d'abonnés (E+G) : .....
- Adresse postale de la Concession : .....
- Tél : ..... Fax: .....

## II- Appréciation des indicateurs de performance par le concessionnaire

*Veillez donner votre appréciation de l'ensemble des indicateurs de performance déclinés par volet, par rapport aux difficultés rencontrées dans leur suivi périodique et donner vos suggestions éventuelles.*

**Le volet commercial :**

**Pour l'énergie électrique :**

Indicateurs	Difficultés	Suggestions
Délai de satisfaction de la demande de raccordement Branchements simples		
Délai de satisfaction de la demande de raccordement Extension de réseaux		
Délai de réponse aux réclamations		

## Pour l'énergie gazière :

Indicateurs	Difficultés	Suggestions
Délai de satisfaction de la demande de raccordement Branchements simples		
Délai de satisfaction de la demande de raccordement Extension de réseaux		
Délai de réponse aux réclamations		

**Le volet technique :****Pour l'énergie électrique :**

<b>Indicateurs</b>	<b>Difficultés</b>	<b>Suggestions</b>
Temps de coupure liée aux incidents des réseaux de distribution (Saidi BT incidents)		
Temps de coupure liée aux incidents des réseaux de distribution (Saidi HTA incidents)		
Fréquence de coupure liée aux incidents des réseaux de distribution (saifi BT incidents)		
Fréquence de coupure liée aux incidents des réseaux de distribution (saifi HTA incidents)		



## Pour l'énergie gazière :

Indicateurs	Difficultés	Suggestions
Temps moyen de coupure liée aux incidents des réseaux de distribution (TMC)		
Fréquence moyenne de coupure par client (FMC)		

**Le volet financier :****Pour l'énergie électrique :**

<b>Indicateurs</b>	<b>Difficultés</b>	<b>Suggestions</b>
Taux de Pertes sur les réseaux HTA et BT		
Délai du crédit client BT Abonnés ordinaires		
Délai du crédit client BT FSM		
Délai du crédit client HTA		

## Pour l'énergie gazière :

Indicateurs	Difficultés	Suggestions
Taux de pertes gaz sur les réseaux MP/BP		
Délai du crédit client BP Abonnés ordinaires		
Délai du crédit client BP FSM		
Délai du crédit client MP		



Commentez votre réponse :

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

4- Quels sont les moyens qui manquent ou que vous jugez insuffisants et qui ne permettent pas à votre concession d'être plus performante :

- Moyens humains
- Moyens matériels
- Autres

Commentez votre réponse :

.....

.....

.....

.....

.....

5- Quelles sont les méthodologies (techniques et technologies) adoptées par votre concession pour améliorer les indicateurs de performance suscités (Question 1) ?

	Électricité	Gaz
Technique		
Commercial		
Financier		

6- Quelle différence avez-vous constaté entre la période antérieure au régime de concessions et celle de la période actuelle (à partir de 2008 date de la mise en place du régime de concession) par rapport à la gestion du service public et à la performance de votre concession ? :

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

7- Êtes-vous bien informés sur le régime de concessions comme mode de gestion déléguée du service public de l'électricité et du gaz ?

OUI

NON

8- Si OUI par quel moyen ?

.....  
.....  
.....  
.....  
.....

9- Pensez-vous que la nouvelle organisation de l'activité de distribution répond au mieux au régime de concessions (organisation centralisée : une seule société de distribution au lieu de quatre) :

.....  
.....  
.....