



جامعة تونس الافتراضية
Université Virtuelle de Tunis

Mastère professionnel en Optimisation et Modernisation des Entreprises MOME

Rapport de soutenance

Présenté par

Malek Ben Mechlia

Pour l'obtention du

Diplôme de mastère professionnel

Etude des options de développement d'un parc de production de l'électricité de la Tunisie

Réalisé à

La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz

Soutenu le

Devant le Jury :

Président	:	M./Mme	
Rapporteur	:	M^{me}	
Encadreur Organisme d'accueil	:	M.	Khaled Debbabi
Encadreur UVT	:	M^{me}	Nejib Sfayhi

Année Universitaire : 2015/2016

« Dis-moi et j'oublie

Enseigne-moi et je me souviens

Fais-moi participer et j'apprends »

Benjamin Franklin

Dédicaces

À mon cher et adorable père

Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon affection et mon profond respect.

Vous avez été pour moi la personne idéale et j'ai toujours voué une grande admiration pour votre force de caractère, votre sagesse et votre générosité qui font de vous un père exceptionnel.

Je ferai de mon mieux pour rester un sujet fidèle à vos yeux avec l'espoir de ne jamais vous décevoir.

Puisse Dieu vous garder et vous procurer santé, bonheur et longue vie.

À ma chère et admirable mère

Ma chère mère, aucun mot, aucune expression ne saura faire ressortir toute émotion avec laquelle je vous dédie ce modeste travail, résultat de vos sacrifices démesurés, de vos conseils judicieux, de vos prières, de votre bienveillance, de votre affection et de votre présence permanente.

Que Dieu, le grand puissant vous procure la sincérité et une longue vie saine paisible et heureuse.

À mon cher frère et adorable sœur

Merci d'être toujours à mes côtés, par votre présence, par votre amour dévoué et votre tendresse, pour donner du goût et du sens à ma vie. En témoignage de mon amour et de ma grande affection, je vous prie de trouver dans ce travail l'expression de mon estime et mon sincère attachement. Je prie Dieu, le tout puissant, pour qu'il vous donne bonheur et prospérité

À la Mémoire de mon grand-père

Votre départ m'est très pénible. J'espère avoir atteint le seuil de votre espérance. Que ce travail soit l'expression de ma profonde affection. Je vous remercie pour le soutien moral et l'encouragement que vous m'avez accordés.

Que Dieu, garde votre âme dans sa miséricorde.

À la Mémoire de ma grand-mère

Votre départ m'est très pénible. Je suis incapable pour exprimer ma gratitude, ma reconnaissance de m'avoir aimé, protégé et aidé. Mon souhait est que votre âme soit mise au courant de mon succès.

Que Dieu, garde votre âme dans sa miséricorde.

À mes amis

Je vous dédie
ce travail en signe de reconnaissance, de respect et d'amour.

Je vous souhaite beaucoup de succès et bonheur.

Avertissement

Ce rapport de stage contient des informations confidentielles appartenant à la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) et, à ce titre,

- Il ne peut être publié ou faire l'objet d'une divulgation, par quelque moyen que ce soit à l'extérieur de l'établissement où est inscrit son auteur sans l'accord écrit préalable de la STEG.

- Il doit être utilisé et diffusé au sein de l'établissement où est inscrit son auteur uniquement pour les besoins de la soutenance et ne peut être reproduit qu'à des fins exclusives d'archivage auprès de cet établissement.

Tout manquement par quiconque à ces dispositions est susceptible de causer un préjudice grave à la STEG qui pourra en obtenir réparation par tout moyen de droit.

Remerciements

Exprimer les remerciements reste une tâche assez difficile pour moi, que ce soit à l'oral ou à l'écrit. À défaut de télépathie, je tâcherai d'exprimer ma gratitude en quelques lignes à toutes les personnes qui ont, socialement ou professionnellement, donné à mes résultats une forme plus attrayante. On m'a appris que les remerciements les plus longs sont parfois les moins sincères. Je tâcherai donc d'être concis.

Tout d'abord je remercie « Allah », le tout puissant pour m'avoir donné le courage et la détermination pour bien mener ce projet.

J'adresse mes remerciements les plus sincères aux membres du jury pour m'avoir honoré d'évaluer mon mémoire de Master.

Je commence par remercier le directeur chargé du projet M. Mustapha Fekih Ali de m'avoir accueilli au sein de son établissement.

Je tiens à remercier conjointement et tout particulièrement mon affable encadrant, monsieur Khaled Debbabi (Encadrant Industriel), pour son encadrement et son soutien qui m'ont permis de mener à bien ce projet. Je le remercie vivement pour son encouragement et ses conseils prodigieux, pour sa bonne humeur et les conditions favorables qu'il a toujours assuré ainsi que pour la confiance qu'il m'a accordé. Je tiens promptement à exprimer ma profonde reconnaissance envers lui.

Un remerciement très particulier est dédié à monsieur Nejib Sfayhi (Encadrant Universitaire), pour son aide inconditionnelle. C'est grâce à sa bonne humeur que j'ai pu surmonter les situations les plus difficiles. Être encadré par une personne si compétente, en quête éternelle d'excellence est pour moi une chance inouïe.

En pensant à une entité qui a su combiner la motivation et le dévouement de jeunes compétents avec l'expertise et le savoir-faire des superviseurs chevronnés, j'en profite pour remercier mes collègues Aymen, Hamdi, Ali, Mahran, Chakib, Bassem, Chokri, Riadh, Narjes, Basma, Houda et Dorra pour leur amabilité. Ils n'ont jamais hésité à me proposer de l'aide.

Je tiens aussi à remercier très vivement ma famille et principalement mon cher père BEN MECHLIA Netij pour son soutien et ses conseils et d'avoir été toujours à mes côtés.

Résumé

Etude des options de développement d'un parc de production de l'électricité de la Tunisie.

L'étude 'mix-énergie de la Tunisie', entreprise par la STEG, se propose d'évaluer les différentes options de développement du parc de production de l'électricité pour répondre aux besoins du pays. La prévision de la demande en électricité pour 2016-2031 a été effectuée sur la base d'hypothèses relatives aux changements démographiques, socio-économiques et industriels. **Ce travail s'inscrit dans le cadre d'un projet. Dans une première étape il a contribué à la production d'information sur les besoins futurs en énergie électrique sur des périodes de cinq ans, en utilisant le modèle de simulation (MAED). Les données obtenues et les estimations des coûts de production par les technologies étudiées ont permis d'effectuer des simulations des solutions optimales pour 'mix-énergies'. Le résultat du modèle (WASP) favorise l'adoption d'unités à gaz (7), au charbon (3), nucléaire (1) et éoliennes (3).**

Mots clés : Prévision, Demande énergie, Programme optimal.

Abstract

Study on the development options of electricity generation capacity for Tunisia.

The study 'energy mix of Tunisia' conducted by the STEG company, aims to assess the development options of the electricity generation in order to meet the needs of the country. Forecasting the demand for electricity for 2016-2031 was carried out on the basis of assumptions concerning demographic, socio-economic and industrial scenarios. The present work is part of this project. In a first step it has contributed to the production of information on future electricity needs over periods of five years, using the simulation model (MAED). The data obtained was used along with estimates of production costs concerning the relevant technologies in order to determine optimal solutions for 'energy mix'. Simulation results of the model (WASP) promotes the adoption of units using gaz (7), coal (3), nuclear power (1) and wind (3).

Key words: Forecasting, Energy needs, Optimal program.

ملخص

دراسة خيارات تنمية محطة لتوليد الكهرباء في تونس.

تقوم الستاغ على طرح دراسة الطاقات العديدة في تونس. هته الدراسة تهدف إلى تقييم خيارات تطوير توليد الكهرباء و ذلك لتلبية حاجيات البلاد. كما أن توقعات الطلب على الكهرباء خلال الفترة القادمة 2016 - 2031 قامت بالأساس على فرضيات متعلقة بالتحويلات الديمغرافية، الإقتصادية و الصناعية. هذا العمل هو جزء من دراسة مشروع. في خطوة أولى بالأساس، ساهم هذا العمل في إستخراج بيانات متعلقة بالاحتياجات المستقبلية للكهرباء على مدى فترات من خمس سنوات، وذلك باستخدام نموذج محاكاة لتحليل الطلب على الطاقة (MAED). كما تجدر الإشارة الى ان البيانات التي تم الحصول عليها و تقديرات تكاليف الإنتاج عن طريق تقنيات المحاكاة طرح الحل الأمثل للبلاد. كما ثبتت أيضا النتائج المتحصّل عليها من خلال تقنية المحاكاة (WASP) على ضرورة اعتماد وحدات لإنتاج الكهرباء عن طريق الغاز (7)، الفحم الحجري (3)، الطاقة النووية (1) و إستعمال الرياح (3).

كلمات مفاتيح: توقعات، طلب الطاقة، البرنامج الأمثل.

Table des matières

Liste des figures	10
Liste des tableaux	12
Liste des abréviations	14
Préambule.....	15
<u>Partie 1</u> : Cadre général du projet d'étude des options de développement d'un parc de production de l'électricité de la Tunisie	17
1. Introduction	18
1.1 Contexte et objectif de l'étude	18
1.2 Organisation de l'étude	18
1.3 Description générale de la méthodologie	19
1.4 Organisation du rapport	21
2. Description du secteur électro-énergétique du pays.....	22
2.1 Organisation du secteur	22
2.2 Parc existant de production de l'électricité	22
2.3 Installation et déclassement décidés d'unités de production	23
2.4 Capacités disponibles à la suite des installations et déclassements décidés.....	24
<u>Partie 2</u> : La prévision de la demande future de l'énergie électrique en tenant compte des différents coûts.....	27
3. Prévision de la demande future en électricité.....	28
3.1 Méthodologie de prévision utilisée	28
3.2 Principales hypothèses pour la prévision de la demande	28
3.2.1 Description qualitative des scénarios	28
3.2.2 Hypothèses de la croissance démographique	28
3.2.3 Hypothèses de la croissance économique et de changement de la structure de l'économie.....	30
3.2.4 Hypothèse relatives à la demande future d'énergie du secteur industrie	32
3.2.5 Hypothèse relatives aux futures caractéristiques du secteur des ménages (Milieux urbain et Rural).....	32

3.2.6	Hypothèse relatives au développement du secteur des services	33
3.2.7	Hypothèses relatives au développement du secteur transport	34
3.3	Projection de la demande d'électricité	35
3.3.1	Analyse de la projection de la demande d'électricité par secteur	35
3.3.2	Caractéristiques de la courbe de charge de la STEG.....	37
3.3.3	Projection des modèles de charges électriques.....	42
4.	Prévision des prix des combustibles fossiles et nucléaires	43
5.	Coût externes des technologies de production de l'énergie électrique	49
Partie 3 : Description des différentes options de développement d'un parc de production d'électricité.....		54
6.	Technologies de production de l'énergie électrique.....	55
6.1	Option de développement du parc de production.....	55
6.1.1	Le charbon.....	55
6.1.2	Le nucléaire	55
6.1.3	Les énergies renouvelables.....	56
6.1.4	Le gaz naturel	57
6.2	Analyse de (Screening) des options de développement du parc de production	58
6.3	Analyse coût-bénéfice (coût nivelé de production) des options de développement du parc de production.....	60
7.	Programmes de développement à moindre coût du parc de production de l'électricité.....	71
7.1	Le modèle WASP.....	71
7.2	Hypothèses des analyses WASP	71
7.3	Résultats des analyses WASP	73
7.4	Le programme de développement optimal.....	74
Conclusion générale		78
Annexe 1 Valeurs des paramètres techniques et économique de l'unité nucléaire.....		79
Annexe 2 Valeurs des paramètres techniques et économique de l'unité à charbon.....		81
Annexe 3 Valeurs des paramètres techniques et économique de l'unité à cycle combiné		83
Annexe 4 Valeurs des paramètres techniques et économique de la turbine à gaz		85
Références bibliographiques		87

Liste des figures

Figure 1. 1: Organigramme de l'étude	19
Figure 1. 2: La méthodologie de la première partie de l'étude	20
Figure 2. 1: Répartition de la puissance développable du parc de production.....	23
Figure 2. 2: Evolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie	26
Figure 2. 3: Réseau de transport interconnecté de la boucle méditerranéenne	26
Figure 3. 1: Evolution de la répartition des parts du PIB par secteur (%) entre le passé et le futur	31
Figure 3. 2: Courbe de charge par saison du jour ouvrable.....	37
Figure 3. 3: Courbe de charge pour un jour ouvrable de l'hiver	38
Figure 3. 4: Courbe de charge pour un jour férié de l'hiver.....	38
Figure 3. 5: Courbe de charge pour le jour ouvrable du printemps.....	39
Figure 3. 6: Courbe de charge pour le jour férié du printemps	39
Figure 3. 7: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'été.....	40
Figure 3. 8: Courbe de charge pour le jour férié de l'été	40
Figure 3. 9: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'automne.....	41
Figure 3. 10: Courbe de charge pour le jour férié de l'automne	41
Figure 4. 1: Prévisions du prix du gaz naturel faites par différentes organisations	44
Figure 4. 2: Le cycle du combustible nucléaire.....	45
Figure 4. 3: Quantité annuelle d'uranium naturel nécessaire pour un réacteur nucléaire	46
Figure 4. 4: Structure du coût du combustible nucléaire.....	46
Figure 4. 5: Comparaison des prix des combustibles fossiles.....	47
Figure 4. 6: Comparaison des prix du charbon vapeur et du combustible nucléaire (historiques et prévisionnels)	47
Figure 5. 1: Coûts externes totaux des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie (\$ / MWh).....	51
Figure 5. 2: Coûts externes (effet des GHG uniquement) des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie (\$/MWh).....	53

Figure 6. 1: Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice, variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles	64
Figure 6. 2: Structure du coût nivelè de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien	65
Figure 6. 3: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice	68
Figure 6. 4: Structure du coût de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production	68
Figure 6. 5: Coûts de production, sans externalités, des options de développement du parc de production tunisien	69
Figure 6. 6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des options de développement du parc de production tunisien	70
Figure 7. 1: Fenêtre de saisie des données d'entrées du logiciel WASP.....	73
Figure 7. 2: Evolution de la puissance installée du parc de production tunisien, sans tenir compte des énergies renouvelables	74
Figure 7. 3: Evolution de la puissance installée du parc de production tunisien en tenant compte des énergies renouvelables	76
Figure 7. 4: Organisation de la production électrique par type de combustible.....	77

Liste des tableaux

Tableau 2. 1: Evolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie (Période 2016 – 2031)	25
Tableau 3. 1: Evolution de la croissance démographique pour le scénario de référence.....	29
Tableau 3. 2: Evolution de la population pour les trois scénarios.....	29
Tableau 3. 3: Projection du taux de croissance de PIB par scénario.....	30
Tableau 3. 4: Projection des parts du PIB par secteur à l’horizon 2031	31
Tableau 3. 5: Consommation de l’électricité de l’électroménager dans le secteur des ménages (KWh / ménage / an)	33
Tableau 3. 6: Part des employés dans le secteur des services (%)	34
Tableau 3. 7: Intensité énergétique des usages spécifiques de l’électricité du secteur des services (KWh / \$).....	34
Tableau 3. 8: Demande de l’électricité par secteur (GWh).....	35
Tableau 3. 9: Demande finale de l’électricité (GWh)	36
Tableau 3. 10: Projections de la demande d’électricité pour le scénario sde référence (y compris les pertes dans les réseaux de transport et distribution)	42
Tableau 4. 1: Calcul du coût du combustible nucléaire avec les prix typiques.....	46
Tableau 4. 2: Variantes de l’évolution du prix du gaz naturel	48
Tableau 4. 3: Variantes de l’évolution du prix du charbon vapeur	48
Tableau 4. 4: Variantes de l’évolution du prix du combustible nucléaire.....	49
Tableau 5. 1: Coûts externes totaux des technologies existantes et futures de production de l’électricité en Tunisie (\$ / MWh).....	50
Tableau 5. 2: Coûts externes (effet des GES uniquement) des technologies existantes et futures de production de l’électricité en Tunisie (\$ / MWh).....	52
Tableau 6. 1: Critères de sélection de la taille de l’unité nucléaire en fonction de la taille du système électrique	56
Tableau 6. 2: Données d’entrée pour les analyses de ‘Screening’, variantes de référence des coûts d’investissement et des prix des combustibles	59
Tableau 6. 3: Coûts de production des options de développement du parc de production tunisien par une analyse de « Screening », variantes de référence des coûts d’investissement et des prix des combustibles.....	60

Tableau 6. 4: Paramètres techniques et économiques des options de développement du parc de production tunisien analysées par la méthode coût-bénéfice	61
Tableau 6. 5: Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice.....	63
Tableau 6. 6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice	67
Tableau 7. 1: Les données d'entrée du logiciel WASP pour toutes les options de développement du parc de production tunisien.....	72
Tableau 7. 2: Programme de développement optimal du parc de production	75

Liste des abréviations

ACM	Agriculture, Construction et Mines
AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie
BP	British Petroleum
CO ₂	Dioxyde de carbone
CPC	Carthage Power Company
DGE	Direction Générale de l'Énergie
DEP	Direction des Etudes et de la Planification (de la STEG)
DT	Dinars Tunisien
EIA	Energy Information Administration (du Département de l'Énergie des Etats-Unis)
ELMED	Projet de production de l'électricité en Tunisie destinée aux marchés tunisien et italien
EPIC	Entreprise publique à caractère industriel et commercial
GES	Gaz à effet de serre
GPL	Gaz Propane Liquéfié
HT	Haute Tension
INS	Institut National de la Statistique
IPP	Indépendant Power Producer (producteur indépendant)
MAED	Model for Analysis of the Energy Demand
MI	Ministère de l'Industrie
MDCI	Ministère de Développement et de la Coopération Internationale
PCE	Projet de la Centrale Electronucléaire (de STEG)
PIB	Produit Intérieur Brut
PV	Photovoltaïque
PWR	Pressurised Water Reactor
REP	Réacteur à Eau Pressurisée
SEEB	Société d'Électricité d'El Bibane
SO ₂	Dioxyde de soufre
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
TA	Taux d'actualisation
TG	Turbine à gaz
WASP	Wien Automatic System Planning

Préambule

Le présent rapport se propose d'évaluer les différentes options de développement en mix-énergie du parc de production de l'électricité de la Tunisie. Il s'inscrit dans le cadre de la décision présidentielle de mener une étude de faisabilité technico-économique pour l'implantation d'une centrale électronucléaire en Tunisie. Cette décision est motivée principalement par une demande croissante en électricité et une production limitée des hydrocarbures dont les coûts sont en perpétuelle croissance.

Ce projet est réalisé par une équipe mixte de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) regroupant des membres de l'équipe du Projet Centrale Electronucléaire et de la Direction des Etudes et de la Planification avec notamment la collaboration de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA).

La méthodologie adoptée dans ce projet repose sur deux étapes. La première concerne l'élaboration de la prévision de la demande nationale d'électricité en utilisant le modèle MAED (Model for Analysis of the Energy Demand) de l'AIEA. La deuxième étape consiste à évaluer, d'une manière optimale, le programme d'équipement en moyens de production de l'électricité pour différents scénarios, grâce notamment à l'usage de l'outil WASP (Wien Automatic System Planning) de l'AIEA, tout en mettant en compétition plusieurs technologies, tout particulièrement, celles du nucléaire, du charbon et des énergies renouvelables.

Le rapport de cette étude comporte trois parties présentant :

- La diversification et la description générale de la méthodologie des sources de production de l'électricité dans le pays.
- La description du secteur électro-énergétique tunisien
- L'élaboration des paramètres technico-économiques des différentes technologies de production de l'électricité, en particulier celles des renouvelables et du nucléaire.
- Les prévisions des prix des combustibles fossiles et nucléaires des centrales candidates
- L'évaluation des coûts externes des différentes technologies de production de l'électricité

- La méthodologie et les résultats de la deuxième phase de cette étude relatifs à l'évaluation, d'une manière optimale, des différents scénarios de développement des moyens de production de l'électricité.

**Partie 1 : Cadre général du projet
d'étude des options de développement
d'un parc de production de l'électricité
de la Tunisie**

1. Introduction

1.1. Contexte et objectifs de l'étude

Sur décision du Président de la République, la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) a été chargée, en collaboration avec le Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique, de réaliser une étude de faisabilité technico-économique pour l'implantation d'une centrale électronucléaire en Tunisie. Cette décision est motivée principalement par les facteurs suivants:

- Une demande croissante en électricité à un taux annuel moyen de 5%.
- Une production nationale limitée des hydrocarbures et une évolution rapide des prix affectant sensiblement le coût du kWh.
- Une faible part du combustible nucléaire par rapport au coût global du kWh produit.
- Une diversification des sources d'approvisionnement pour une meilleure sécurité énergétique.
- Une réduction des émissions des gaz à effet de serre (GES).
- Le développement de l'industrie nationale et la création d'emploi.

Ainsi, une étude est lancée pour fixer la stratégie à moyen et long terme de la Tunisie en matière électro-énergétique. Les objectifs de cette étude visent à :

- Effectuer une analyse détaillée du développement du parc de production de l'électricité en mix-énergie.
- Effectuer une analyse de la compétitivité de l'énergie nucléaire en comparaison avec d'autres sources de production d'électricité.
- Effectuer une analyse de la compétitivité des énergies renouvelables en comparaison avec des sources de production d'électricité à base du nucléaire et du combustible fossile.

Le rapport de cette étude analysera, par différentes méthodes, les technologies candidates, particulièrement celle du nucléaire, pour la production à moindre coût de l'électricité en Tunisie tout en satisfaisant la demande totale en électricité. Il comporte les résultats relatifs à l'optimisation du parc de production de l'électricité pour différents scénarios.

1.2. Organisation de l'étude

L'étude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie est réalisée par une équipe mixte de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG). Elle est constituée de membres du Projet de la Centrale Electronucléaire (PCE) et de la Direction des Etudes et de la Planification (DEP). Le Département de la Demande de l'Electricité à la (DEP) a travaillé sur les parties relatives à la planification énergétique du pays et les prévisions de la demande de l'électricité à l'horizon 2031. Cette planification est réalisée avec le modèle MAED (Model for Analysis of Energy Demand) de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA). Le Département de la Planification des Moyens de Production, quant à lui, a réalisé les simulations des différents scénarios relatifs au programme de développement à moindre coût du parc de production. Ces simulations ont été effectuées en

utilisant le modèle WASP (Wien Automatic System Planning) de l'AIEA. L'équipe du PCE a participé à l'étude des différents paramètres technico-économiques des centrales nucléaires et à la coordination des différentes tâches de cette étude. Signalons que dans ce cadre un consultant externe, expert auprès de l'AIEA, a été mandaté par la STEG pour l'élaboration des données relatives aux options technologiques des énergies renouvelables et la prévision à long terme des coûts des combustibles fossile et nucléaire.

Il est à noter que durant les différentes phases de cette étude, l'équipe STEG a collaboré avec des experts de l'AIEA de manière continue.

La Figure suivante présente l'organigramme des entités qui ont participé à l'élaboration de l'étude.

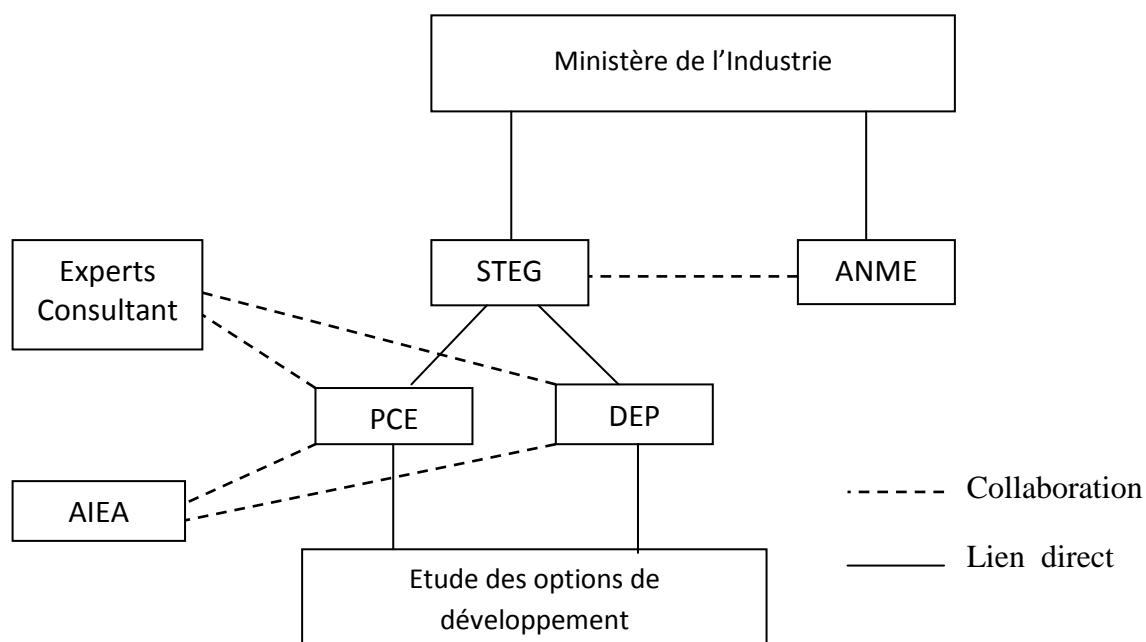


Figure 1.1 : Organigramme de l'étude

1.3. Description générale de la méthodologie

La méthodologie adoptée dans cette étude s'articule autour de la démarche utilisée pour l'élaboration des données relatives à la prévision de la demande d'électricité (Phase1) et la stratégie suivie pour aboutir à un développement optimal des moyens de production de l'électricité (Phase 2). Nous décrivons dans ce qui suit la méthodologie relative à chaque phase.

✚ La première phase de cette étude nécessite l'analyse rétrospective de la consommation en vue d'élaborer la projection de la demande énergétique. Elle a été basée sur le modèle MAED.

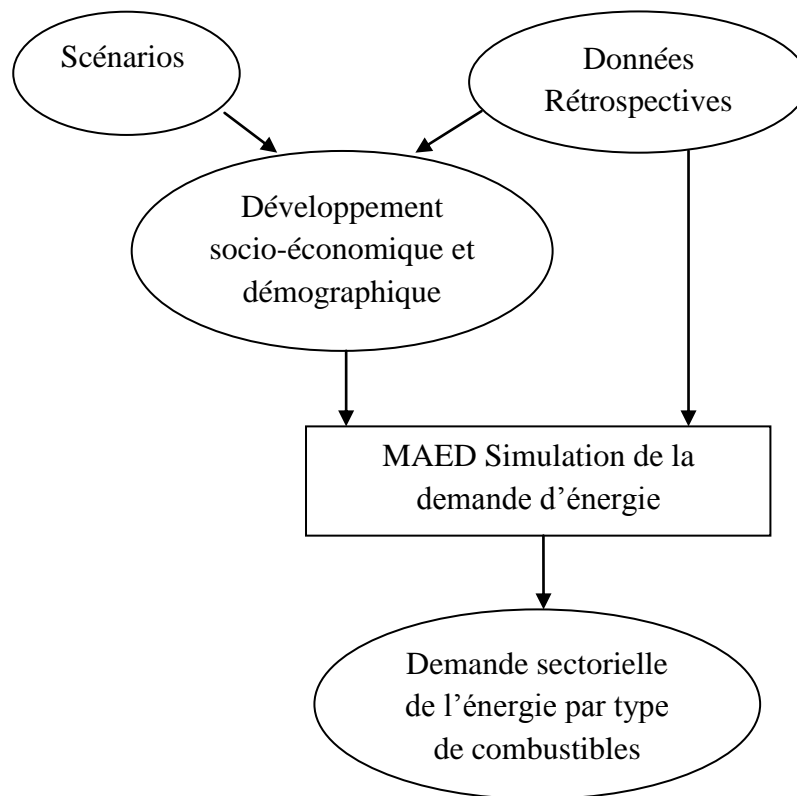


Figure 1.2 : La méthodologie de la première partie de l'étude

Le modèle MAED évalue la demande future en énergie sur la base de scénarios de développement socio-économique, technologique et démographique du pays à moyen et long terme. Le modèle relie de manière systématique la demande spécifique d'énergie, pour produire différents biens et services identifiés dans le modèle, aux facteurs économiques, sociaux et technologiques correspondants qui affectent cette demande.

La demande d'énergie est désagrégée en un grand nombre de catégories d'utilisations finales, chacune correspondant à un service donné ou à la production d'un bien donné. La nature et le niveau de la demande de biens et de services sont fonction de plusieurs facteurs déterminants, parmi lesquels la croissance de la population, le nombre de personnes par ménage, le nombre d'appareils électroménagers utilisés par les ménages, la mobilité des habitants et leurs préférences pour différents modes de transport, les priorités nationales en termes de développement de certaines industries ou de certains secteurs économiques, l'évolution des rendements des différents types d'équipements consommateurs d'énergie, la pénétration de nouvelles technologies moins énergivores (climatisation par exemple) ou formes d'énergies dans le marché etc. Les évolutions attendues de ces facteurs déterminants, qui constituent des éléments des «scénarios», sont spécifiées par l'utilisateur d'une manière exogène.

En effet, les services, les ménages, le transport et l'industrie (incluant les secteurs agriculture, construction, mines et industries manufacturières) représentent des catégories principales dans la consommation énergétique et ces dernières sont en augmentent de jours en jours.

✚ La deuxième phase de cette étude consiste à élaborer une stratégie (hypothèses et modèles) permettant d'évaluer les options de développement du parc de production d'électricité en Tunisie. Elle utilise les résultats de la première phase comme « input » de l'outil WASP. Ce dernier définit une production d'électricité « optimale » respectant certaines contraintes à définir au préalable comme la disponibilité limitée de combustibles, les exigences en matière de fiabilité du système, etc. Il explore toutes les séquences possibles d'augmentation de la capacité du système de production de l'énergie électrique capable de satisfaire la demande tout en répondant aux exigences en matière de fiabilité du système. Il prend en considération tous les coûts associés aux centrales de production existantes et nouvelles, à la capacité de réserve et à l'électricité dédiée à leur fonctionnement.

Il est à noter que les données et les résultats des différentes phases de cette étude ont été revus par un groupe de travail national comprenant la STEG, l'ANME et la DGE et par des experts de l'AIEA.

Par ailleurs, un consultant (expert auprès l'AIEA) a été associé au choix de certains paramètres technico-économiques des modèles considérés, comme l'étude de l'évolution des prix des combustibles, le choix des technologies des énergies renouvelables à considérer dans le modèle mix-énergie de la Tunisie ainsi que l'évaluation des externalités.

1.4. Organisation du rapport

Outre l'introduction générale et la conclusion générale, ce rapport comporte trois grandes parties. La première partie représente le cadre général du projet, où on trouve la description du secteur électro-énergétique tunisien tout en présentant le parc existant de la production de l'électricité ainsi que les nouvelles installations décidées et les déclassements programmés. Dans la deuxième partie, nous abordons la prévision de la demande future en électricité en exposant la méthodologie adoptée et les hypothèses considérées pour obtenir les projections de la demande de l'électricité. Les prévisions des prix des combustibles fossiles et nucléaires sont présentées aussi dans cette partie. Dans cette partie, on évalue les coûts externes des différentes technologies de production de l'électricité. La troisième partie présente les analyses utilisées pour élaborer le programme optimal de développement du parc de production de l'électricité en Tunisie : La modélisation des options de développement, analyses coût-bénéfice et, tout particulièrement, les analyses d'optimisation à l'aide du modèle WASP. Un programme de développement optimal est représenté à la fin de cette partie.

2. Description du secteur électro-énergétique du pays

2.1. Organisation du secteur

Le secteur électrique est placé sous la tutelle du ministère en charge de l'énergie, actuellement le Ministère de l'Industrie (MI). Le suivi du secteur est assuré par la Direction Générale de l'Énergie (DGE) et plus précisément par la Direction de l'Électricité et de la Maîtrise de l'Énergie au sein du Ministère de l'Industrie. L'Etat tunisien a confié toute la filière (production, transport et distribution de l'électricité) à la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG). La STEG est une entreprise publique à caractère industriel et commercial (EPIC) dotée de la personnalité civile et de l'autonomie financière. Jusqu'à 1996, seuls les auto-producteurs avaient la possibilité de produire de l'électricité pour leurs propres besoins et de céder leurs éventuels excédents à la STEG.

Avec la promulgation de la Loi 96-27 du avril 1996, des producteurs indépendants « IPP » ont eu la possibilité de produire et de vendre de l'électricité à la STEG. Le transport et la distribution restent quant à eux sous la direction de la STEG.

C'est en 2002 que la première concession indépendante de production d'électricité est entrée en exploitation sur le site de Radès. Cette première centrale indépendante avait été attribuée à Carthage Power Company (CPC).

Avec la promulgation de la Loi 99-93 du 17 août 1999, le code des hydrocarbures autorise les détenteurs de concessions d'exploitation d'hydrocarbures, à valoriser du gaz « non commercial » par la production d'électricité inférieure à 40 MW. La concession de la production d'électricité est, de ce fait, attribuée par convention entre le MIT et le concessionnaire. C'est ainsi que fut créée la Société d'Électricité d'El Bibane (SEEB) pour l'exploitation des gaz associés au champ pétrolier d'El Bibane.

Dans la même thématique, la loi du 9 février 2009 autorise aussi l'autoproduction de l'électricité à partir des énergies renouvelables avec le droit de vendre à la STEG un maximum de 30% de l'électricité générée à un prix équivalent au tarif de vente Haute Tension (HT). Les autoproducteurs sont autorisés à utiliser le réseau électrique national pour transporter l'électricité produite jusqu'aux points de leur consommation, moyennant le paiement d'un droit de transport, fixé actuellement à 0,005 DT/kWh.

2.2. Parc existant de production de l'électricité

La puissance maximale développable totale du parc de production d'électricité en Tunisie est estimée à 3416 MW dans les conditions des sites.

La part de la puissance du parc de la STEG est équivalente à 85%, soit 2918 MW. Le reste, soit 15%, revient aux deux centrales El Bibane et IPP Radès II gérées respectivement par :

- La société d'électricité d'El Bibane (Centrale composée de deux turbines à gaz de puissance totale 27 MW mises en service en 2003).
- Carthage Power Company (Centrale à cycle combiné de 471 MW mise en service en 2002)

Les ouvrages de production de la STEG sont constitués de:

- Centrales thermiques vapeur totalisant une puissance développable de 990 MW, fonctionnant au gaz naturel et au fuel.
- Centrales à turbines à combustion totalisant une capacité de 1448 MW dont 100 MW au gas-oil.
- Une centrale à cycle combiné de Sousse de 360 MW,
- Centrales hydroélectriques d'une puissance installée totale de 66 MW. Cette puissance est tributaire du mode d'utilisation des divers barrages pour l'agriculture et de la pluviométrie.
- Un parc éolien d'une puissance de 55 MW tributaire des aléas de vent.

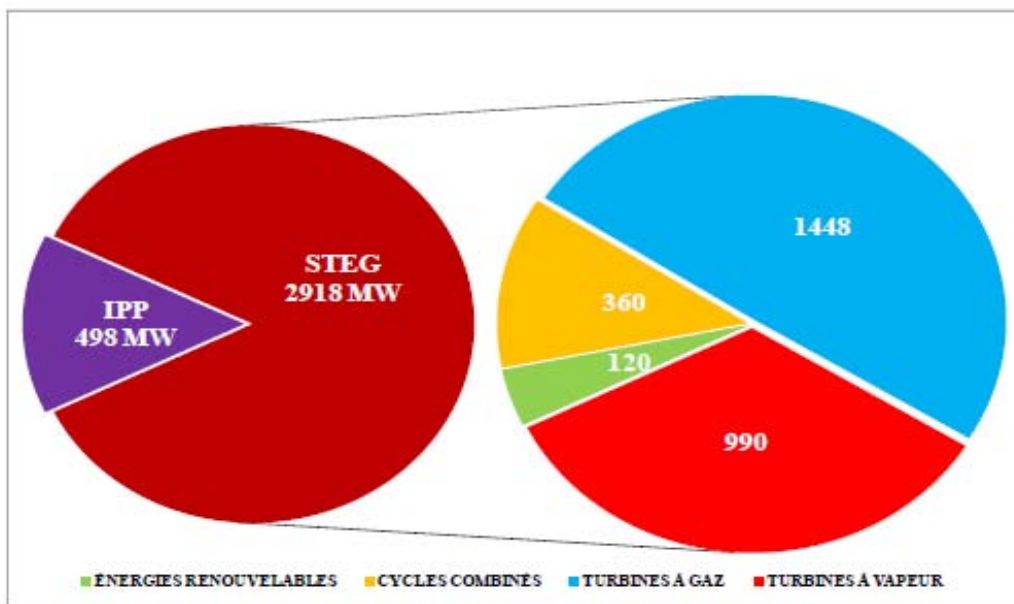


Figure 2.1: Répartition de la puissance développable du parc de production

2.3. Installations et déclassements décidés d'unités de production

Dans le cadre du développement du parc de production de l'électricité, un programme d'équipement pour la prochaine période a été élaboré sur la base, d'une étude de développement d'un parc de production ayant pour objectif la satisfaction des besoins

Ce programme prévoit l'étude de la faisabilité d'une première centrale électronucléaire en Tunisie.

Parallèlement, le gouvernement tunisien s'est proposé de pré-qualifier des promoteurs potentiels pour la réalisation en Tunisie d'un pôle de production (Pôle de Production ELMED) de 1200 MW dont 400 MW sont destinés au marché local et 800 MW à l'exportation vers le marché italien via une interconnexion d'une capacité d'environ 1000 MW qui sera réalisée en partenariat avec TERNA (Gestionnaire du réseau italien).

Le Pôle de Production ELMED sera constitué d'une composante thermique et d'une composante en énergie renouvelable d'au moins 100 MW et devra se conformer aux normes environnementales tunisiennes et européennes en vigueur.

Le combustible (gaz naturel ou charbon) et le quota d'énergie renouvelable à intégrer dans le Projet, en plus du minimum imposé, seront au choix du promoteur.

2.4. Capacités disponibles à la suite des installations et déclassements décidés

Suite à la mise en exploitation du projet ELMED, la capacité disponible du parc de production serait de 4506 MW. Cette puissance se réduit à 4146 MW suite aux déclassements prévisionnels des groupes de production vétustes à savoir :

- Les deux turbines à vapeur de l'étape A de Sousse.
- Les huit turbines à gaz des centrales électriques de Korba, Kasserine, Bouchemma, et Sfax.
- Les quatre turbines à combustion au gas-oil de Zarzis, Robbana et Menzel Bourguiba.

À partir de 2020, la puissance développable du parc de production décroît progressivement pour atteindre 2626 MW en 2031 suite aux déclassements projetés de 38% de la puissance totale des centrales IPP (471MW du central cycle combiné CPC et 27MW de la TG El Bibane) et de 36% de la puissance totale des centrales propres à la STEG (1022 MW).

L'évolution de la puissance développable du parc de production pour la période 2016-2031, en tenant compte uniquement des installations jusqu'à cette année 2016, étant donné que le programme de développement est figé jusqu'à cette date, et des déclassements programmés pour la période 2016-2031, est décrite par le Tableau 2.1 et illustrée par la Figure 2.2.

Tableau 2.1 : Évolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie (période 2016-2031)

Année	Centrales de la STEG								Centrales IPP				Puissance développable totale
	Énergies renouvelables			Cycles combinés	Turbines à gaz	Turbines gas- oil	Turbines à vapeur	Total (STEG)	ELMED	Cycles combinés	Turbines à gaz	Total-IPP	
	Centrales Hydraulique	Centrales éoliennes	Puissance Totale										
2016	66	244	310	1170	1288	100	940	380	-	871	27	898	4706
2017	66	244	310	1170	1078	0	650	320	-	871	27	898	4106
2018	66	244	310	1170	1078	0	650	320	-	871	27	898	4106
2019	66	244	310	1170	1078	0	650	320	400	871	27	1298	4506
2020	66	244	310	810	1078	0	650	284	400	871	27	1298	4146
2021	66	244	310	810	1078	0	340	253	400	871	27	1298	3836
2022	66	244	310	810	1078	0	340	253	400	871	0	1271	3809
2023	66	244	310	810	842	0	340	230	400	871	0	1271	3573
2024	66	244	310	810	724	0	340	218	400	871	0	1271	3455
2025	66	244	310	810	724	0	340	218	400	871	0	1271	3455
2026	66	244	310	810	724	0	340	218	400	871	0	1271	3455
2027	66	244	310	810	724	0	340	218	400	400	0	800	2984
2028	66	244	310	810	724	0	340	218	400	400	0	800	2984
2029	66	244	310	810	606	0	340	206	400	400	0	800	2866
2030	66	244	310	810	366	0	340	182	400	400	0	800	2626
2031	66	244	310	810	366	0	340	182	400	400	0	800	2626

La Figure 2.2 montre l'évolution de la puissance totale installée en tenant compte des ajouts des capacités des installations programmées ainsi que les déclassements décidés

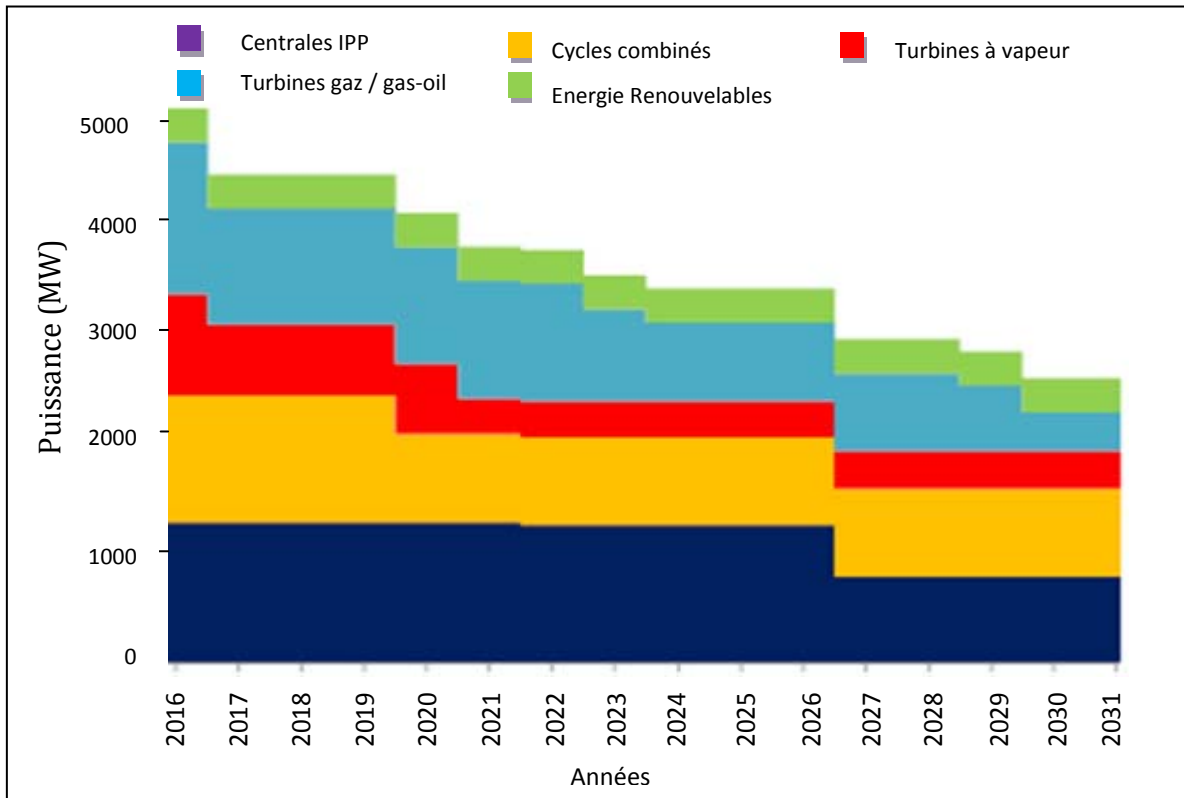


Figure 2.2 : Évolution de la puissance développable des différentes technologies du parc de production de la Tunisie

Le système électrique de la Tunisie est interconnecté avec ceux des pays voisins pour former la boucle méditerranéenne. Il y a plusieurs connexions avec la Libye et l'Algérie à des niveaux de tension différents (90, 150, 220 et 400 kV), des nouvelles connexions étant prévues avec l'Italie (Figure 2.3).

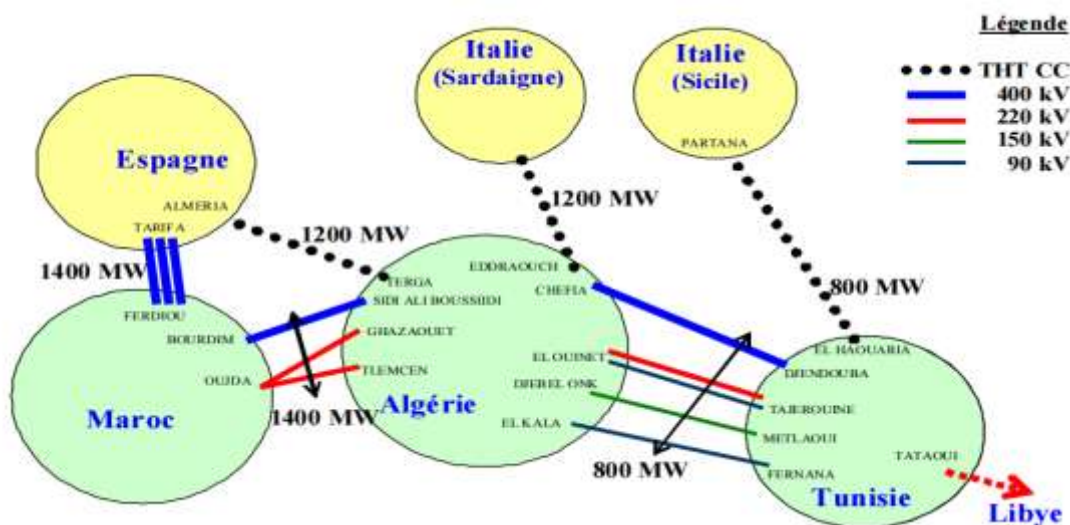


Figure 2.3 : Réseau de transport interconnecté de la boucle méditerranéenne

**Partie 2 : La prévision de la demande
future de l'énergie électrique en tenant
compte des différents coûts**

3. Prédiction de la demande future en électricité

3.1. Méthodologie de prédiction utilisée

Pour l'étude de la prédiction de la demande de l'énergie finale à long terme en Tunisie, nous avons utilisé le modèle MAED.

Dans sa conception, MAED utilise pour la modélisation de la demande future d'énergie d'un pays ou d'une région, une multitude de paramètres, partant de l'échelle macroéconomique vers le détail sectoriel.

3.2. Principales hypothèses pour la prédiction de la demande en électricité

Cette tâche a permis de réaliser des projections de la demande du pays par type d'énergie à l'horizon 2031. Toutefois, d'un point de vue pratique, MAED fait ces projections non pas annuellement mais par tranches successives de cinq années ce qui va de pair avec les Plans de développement économique et social. Pour cette tâche, nous avons choisi de travailler sur les années 2016, 2021, 2026, 2031, en prenant 2011 comme année de base.

3.2.1. Description qualitative des scénarios

Pour cette étude et à fin de parvenir à des résultats réalistes et précis, nous avons supposé trois scénarios, à savoir:

- Un scénario de référence ou de base qui reflète la continuation des tendances historiques en tenant compte des variations observées au niveau du PIB tout en tenant compte des programmes d'efficacité énergétique,
- Un scénario fort (mettant sur pied une construction ambitieuse et très positive de l'avenir) en tenant compte des méga-projets programmés pour l'avenir,
- Un scénario faible (permettant de prendre en compte la possibilité d'un concours de circonstances défavorables à la réalisation des projections du scénario de base).

Les hypothèses relatives aux différents scénarios ont été arrêtées par un comité représentant les divers ministères considérés avec la collaboration de l'AIEA.

3.2.2. Hypothèses de la croissance démographique

➤ Scénario de référence

L'évolution démographique à l'horizon 2031 a fait l'objet d'une étude réalisée par l'INS (Institut Nationale de Statistique) qui a proposé trois scénarios possibles du taux de croissance démographique dans le pays.

De même pour la population active potentielle, nous nous référons aux données de l'INS.

Le Tableau 3.1 montre l'évolution de la croissance démographique pour le scénario de référence. On note que le taux annuel de croissance de la population à une tendance vers la baisse ; il passe de 1,1% en 2016 à 0,9% en 2021 pour arriver à 0,5% en 2031.

Tableau 3.1 : Evolution de la croissance démographique pour le scénario de référence

	Unité	2016	2021	2026	2031
Population	[million]	11,3	11,8	12,2	12,6
Taux de croissance	[%p.a.]	1,1	0,9	0,7	0,5
Population urbaine	[%]	69,5	71,5	72,8	73,9
Pers./ménage	[pers.] [million]	3,8	3,6	3,3	3,1
Ménages urbains		2,1	2,3	2,7	3,0
Population rurale	[%]	30,5	28,5	27,2	26,1
Pers./ménage	[pers.] [million]	4,2	4,0	3,7	3,4
Ménages ruraux		0,8	0,8	0,9	1,0
Pop. active potentielle	[%]	37,3	37,7	38,1	39,2
Population occupée	[%]	85,1	88,1	92,8	93,0
Population active	[million]	3,6	3,9	4,3	4,6
Pop. des grandes villes	[%]	49,2	49,8	51,6	53,2
Pop. des grandes villes	[million]	5,5	5,9	6,3	6,7

Source : INS (Institut Nationale de Statistique)

➤ **Scénario fort**

Pour le scénario fort, les hypothèses ont été fournies par l'INS (Tableau 3.2).

➤ **Scénario faible**

Pour le scénario faible, les hypothèses ont été fournies par l'INS (Tableau 3.2).

Le Tableau suivant montre l'évolution de la population pour les trois scénarios.

Tableau 3.2 : Evolution de la population pour les trois scénarios

	Unité	2016	2021	2026	2031
Scénario fort	[million]	11,2	11,6	12,0	12,2
Scénario de reference	[million]	11,3	11,8	12,2	12,6
Scénario faible	[million]	11,3	11,9	12,4	12,8

3.2.3. Hypothèses de la croissance économique et de changement de la structure de l'économie

Pour obtenir les parts sectoriels des valeurs ajoutées sectorielle selon le format demandé par le modèle MAED, nous avons dû agréger certains secteurs ou émettre certaines hypothèses par rapport au format normal des statistiques nationales tels que décrits ci-dessous:

- Pour le secteur des Mines : nous avons considéré 20% de la valeur ajoutée des hydrocarbures dans la Valeur Ajoutée des mines. Ces 20% correspondent aux activités d'extraction d'hydrocarbures.
- Pour le secteur de l'énergie, nous avons comptabilisé 100% de la VA de l'électricité plus 80% de la VA des Hydrocarbures (hors les 20% passées aux Mines)
- Pour le secteur de l'agriculture, nous avons pris 100% de la VA de l'agriculture et pêche plus la V.A du secteur de l'eau.
- Pour le secteur de construction, nous avons considéré le total de la V.A du secteur construction et bâtiment.
- Enfin, pour le secteur des services, nous avons considéré les V.A des secteurs commerce et loisir, transport et télécoms, organismes financiers et services marchands et non marchands.

➤ Scénario de référence

Les hypothèses du scénario de référence se fondent sur les données du Ministère de Développement et de la Coopération Internationale (MIT).

➤ Scénario fort

On suppose une augmentation du taux de croissance du PIB de:

6% pour la période 2017-2021, 5,5% entre 2022 et 2026, 5% entre 2027 et 2031 (Tableau 3.3).

➤ Scénario faible

Pour le scénario faible, on a estimé une variation du PIB avec des taux de croissance annuels moyens entre 4% entre 2017-2021, 3,5% entre 2022-2026 et 3% entre 2027-2031.

Le tableau suivant présente la projection du PIB suivant chaque scénario

Tableau 3.3 : Projection du taux de croissance du PIB par scénario (% / an)

	2017-2021	2022-2026	2027-2031
Fort	6	5,5	5
Référence	4,8	4,5	4,2
Faible	4	3,5	3

Les valeurs du PIB sont celles publiées par le MDCI ont été arrêtées en commun accord avec un expert de l'AIEA.

➤ Répartition de la valeur ajoutée par secteur

L'analyse des données de la Figure 3.1 nous a permis de constater que :

- La part des valeurs ajoutées de la majorité des secteurs a varié légèrement durant la période 1989-2007.
- La part de la valeur ajoutée du secteur de l'énergie et de l'agriculture a enregistré des baisses remarquables au profit du secteur des services.

Compte tenu de ce qui précède, nous avons gardé la même répartition des taux pour les trois scénarios.

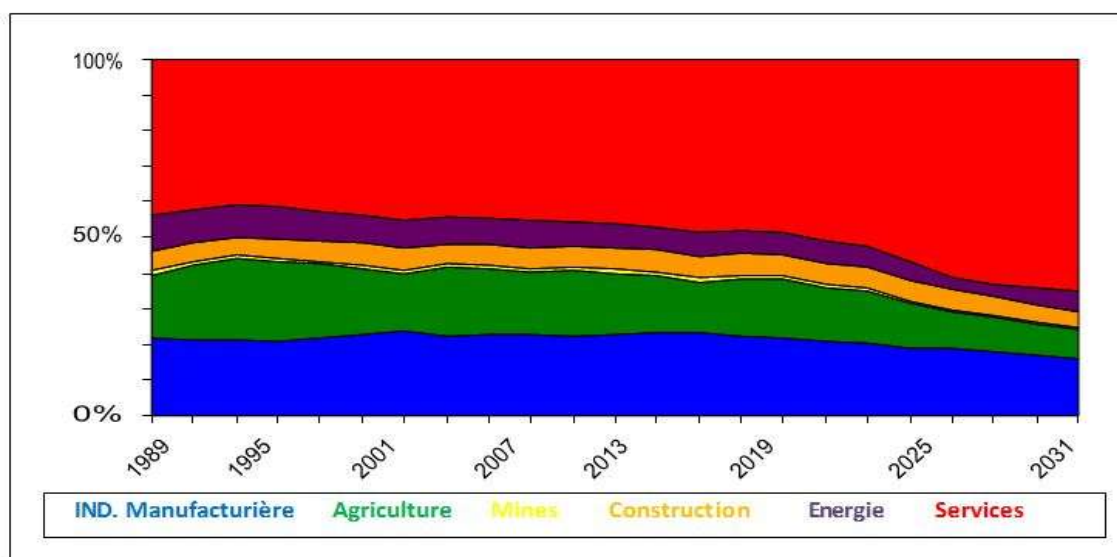


Figure 3.1 : Evolution de la répartition des parts du PIB par secteur (%) entre le passé et le futur

La projection des parts du PIB par secteur est présentée dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4 : Projection des parts du PIB par secteur à l'horizon 2031

Secteur		Année	2011	2016	2021	2026	2031
Agriculture	[%]		12,55	10	9,5	8,9	8,2
Constructions	[%]		5,75	5,6	5,2	4,90	4,3
Mines	[%]		0,65	0,6	0,6	0,5	0,4
Industries manufacturières	[%]		19	19	18	17	16
Services	[%]		57	61	63,	64	65
Énergie	[%]		5,2	3,8	3,6	4,7	6,1

Les projections des parts de la majorité des secteurs ont tendance à la baisse ; seul le secteur des services connaîtrait une hausse de sa part dans le PIB.

3.2.4. Hypothèses relatives à la demande future d'énergie du secteur Industrie

➤ Scénario de référence

■ **Agriculture** : Pour l'agriculture, on s'est basé sur les hypothèses suivantes:

- ✓ introduction du solaire pour les usages thermiques,
- ✓ baisse de l'intensité énergétique pour les carburants due à la saturation actuelle des machines agricoles et remplacement par des nouvelles,
- ✓ baisse de l'intensité énergétique totale du secteur due à la pénétration des équipements électriques dans le secteur agricole,
- ✓ pour l'usage thermique, on suppose un remplacement des anciennes technologies par des nouvelles, ce qui diminuerait l'intensité énergétique pour cet usage.

■ **Mines** : Pour les mines on s'est basé sur les hypothèses suivantes :

- ✓ diminution de l'utilisation de l'électricité et des combustibles fossiles pour les usages thermiques des mines,
- ✓ pénétration du solaire pour les usages thermiques des mines.

■ **Industries manufacturières**

- ✓ augmentation de la part des fours et usage direct des combustibles pour l'énergie thermique,
- ✓ introduction des systèmes de cogénération pour la production de la vapeur et de l'eau chaude pour certaines industries,
- ✓ amélioration du rendement de cogénération,
- ✓ baisse de l'intensité énergétique de l'industrie manufacturière pour tous les usages due aux remplacements des anciennes technologies par des nouvelles.
- ✓ Augmentation des équipements dans l'industrie.

➤ Scénarios fort et faible

Pour le secteur industriel, on a conservé les hypothèses du scénario de référence.

3.2.5. Hypothèses relatives aux futures caractéristiques du secteur des Ménages (milieux urbain et rural)

➤ Scénario de référence

On a pris en compte les considérations suivantes:

- ✓ disparition graduelle des combustibles traditionnels,
- ✓ pénétration du gaz naturel à la place du GPL,

- ✓ taux d'électrification de 100%,
- ✓ pénétration massive de la climatisation,
- ✓ programme de maîtrise de l'énergie (chauffe-eau solaire, lampe basse consommation, efficacité thermique, ...).

➤ **Scénario fort**

On suppose une évolution pour la consommation de l'électricité par l'électroménager (tableau 3.5).

➤ **Scénario faible**

On suppose que la consommation de l'électricité par l'électroménager serait moins importante que dans le scénario de référence, soit 2049 kWh/ménage/an en 2021 et 2522 kWh/ménage/an en 2031 (Tableau 3.5).

Tableau 3.5: Consommation de l'électricité de l'électroménager dans le secteur des ménages (KWh / ménage / an)

	2011*	2016	2021	2026	2031
Fort	1731	2066	2418	2749	3125
Référence	1642	1950	2261	2558	2894
Faible	1585	1811	2049	2284	2522

* : Année de référence pour MAED

3.2.6. Hypothèses relatives au développement du secteur des Services

La consommation d'énergie dans le secteur des services dépend de l'évolution de la surface des locaux occupés par ce secteur et la consommation spécifique d'énergie par chaque usage: usages spécifiques de l'électricité, climatisation, usages thermiques, augmentation d'usage des locaux etc...

➤ **Scénario de référence**

On s'est basé sur les hypothèses suivantes :

- ✓ augmentation de la part de l'électricité dans le chauffage,
- ✓ augmentation de la part du solaire et baisse de la part de l'électricité pour le chauffage de l'eau,
- ✓ augmentation de la surface climatisée.

➤ **Scénario fort**

- ✓ La part des employés dans le secteur des services est plus importante que dans le scénario de référence (tableau 3.6).
- ✓ On suppose une augmentation dans les intensités énergétiques pour usage spécifique de l'électricité (tableau 3.7).

➤ **Scénario faible**

- ✓ La part des employés dans le secteur des services est moins importante que dans le scénario de référence (tableau 3.6)
- ✓ L'évolution de l'intensité énergétique est moins importante que pour le scénario de référence.

Tableau 3.6: Part des employés dans le secteur des services (%)

	2011*	2016	2021	2026	2031
Fort	47,5	48	48,5	49	50
Référence	47	47,5	47,8	48	48,5
Faible	46,6	46,7	46,8	46,9	47

* : Année de référence pour MAED

Tableau 3.7 : Intensité énergétique des usages spécifiques de l'électricité du secteur des services (kWh/\$)

	2011*	2016	2021	2026	2031
Fort	0,145	0,156	0,18	0,175	0,170
Référence	0,14	0,155	0,175	0,165	0,164
Faible	0,138	0,152	0,17	0,163	0,162

* : Année de référence pour MAED

3.2.7. Hypothèses relatives au développement du secteur transport

➤ **Scénario de référence**

- ✓ introduction et encouragement des moyens de transport utilisant d'autres ressources,
- ✓ évitement des moyens utilisant le GPL,
- ✓ augmentation du facteur de charge des avions suivant le rythme de vie,
- ✓ augmentation du taux d'utilisation de l'électricité dans le transport ferroviaire,
- ✓ augmentation excessive du nombre des moyens de transport.

➤ **Scénario fort**

- ✓ augmentation de la distance urbaine et interurbaine parcourue,
- ✓ augmentation du taux de motorisation (personne/voiture),
- ✓ augmentation de la distance parcourue par voiture.

➤ **Scénario faible**

- ✓ variation de la distance urbaine parcourue pour passer de 14 km/pers/jour en 2016 à 15 km/pers/jour en 2031,

- ✓ la distance interurbaine varie entre 4000 km/pers/an en 2016 à 5000 km/pers/an en 2031,
- ✓ le taux de motorisation varie de 5 pers/voiture en 2016 à 4 pers/voiture en 2031,
- ✓ la distance parcourue par voiture varie de 2100 km/voiture/an à 2500 km/voiture/an.

3.3. Projections de la demande d'électricité

3.3.1. Analyse de la projection de la demande d'électricité par secteur

Pour le scénario de référence, on remarque que l'évolution de la demande de l'électricité relative aux secteurs des ménages et des services serait la plus importante à l'horizon 2031. En effet, la demande pour le secteur des ménages passerait de 5790 GWh en 2016 à 11 987 GWh en 2031. Pour le secteur des services, la demande de l'électricité serait de 7937 GWh en 2031 contre 5282 GWh en 2016.

Tableau 3.8: Demande de l'électricité par secteur (GWh)

	Scénario faible			
	2016	2021	2026	2031
Industrie	6940	6777	6714	7081
Transport	140	152	165	175
Ménages	5418	6856	8639	10375
Services	5179	6444	7090	6833
Total	17677	20229	22608	24465
	Scénario de référence			
	2016	2021	2026	2031
Industrie	7074	7178	7481	8372
Transport	120	136	148	166
Ménages	5790	7530	9689	11987
Services	5282	6808	7825	7937
Total	18266	21651	25143	28461
	Scénario fort			
	2016	2021	2026	2031
Industrie	7631	8205	8935	10374
Transport	167	191	218	247
Ménages	6069	7991	10380	12970
Services	5654	7683	9231	9676
Total	19520	24070	28764	33267

Ces évolutions remarquables sont dues au développement du secteur des services en Tunisie et son évolution dans l'avenir ainsi que la pénétration accélérée des nouveaux usages de l'électricité au niveau des ménages, notamment la climatisation, le chauffage, l'équipement informatique et l'électroménager.

La demande d'électricité dans le secteur du transport augmenterait de valeur entre 2016 et 2031 à cause des nouveaux projets programmés pour ce secteur.

Les différentes évolutions de la demande de l'électricité relatives aux secteurs principaux (industrie, transport, ménages, services) sont présentées dans le tableau suivant pour les trois scénarios.

➤ Analyse de la demande totale de l'électricité

Le Tableau suivant montre la projection de la demande totale de l'électricité pour les trois scénarios. La demande de l'électricité varierait pour le scénario de référence entre 18266 GWh en 2016 et 28461 GWh en 2031. Pour le scénario fort, la demande passerait à 33267 GWh en 2031 alors que la demande pour le scénario faible serait de 24465 GWh en 2031.

Pour les trois scénarios, on a pris en considération l'impact du programme national d'efficacité énergétique. La différence se présente dans le degré de développement des différents secteurs.

Tableau 3.9: Demande finale de l'électricité (GWh)

scénario		2016	2021	2026	2031
Faible	Energie (GWh)	17677	20229	22608	24465
	taux annuel %	4,4	2,7	2,2	1,6
Référence	Energie (GWh)	18266	21652	25143	28461
	taux annuel %	5,0	3,5	3,0	2,5
Fort	Energie (GWh)	19520	24070	28764	33267
	taux annuel %	6,1	4,3	3,6	3,0

Source : STEG, Société Tunisienne de l'Electricité et du gaz, rapport de prévision.

3.3.2. Caractéristiques de la courbe de charge de la STEG

La courbe de charge de la STEG se caractérise par ce qui suit :
Une composante saisonnière importante, essentiellement une différenciation entre hiver et été.
La courbe de charge de l'hiver est caractérisée par une pointe soir très aigue (pointe éclairage, chauffage) et qui est en forte évolution par rapport à la pointe du jour. La courbe de charge de l'été est caractérisée par une pointe jour très importante (pointe climatisation) et qui est en forte évolution par rapport à la pointe du soir.

Les saisons sont définies comme suit :

- ✓ La saison de l'hiver : Décembre, Janvier et Février
 - ✓ La saison du printemps : Mars, Avril et Mai
 - ✓ La saison de l'été : Juin, Juillet et Août
 - ✓ La saison de l'automne : Septembre, Octobre et Novembre
 - ✓ Le mois de ramadan
- Une pointe nationale en été et pendant le jour,
 - Un creux qui se présente dans les fêtes religieuses,
 - Une structure spécifique pour le mois de ramadan,
 - Une pointe soir aigue en hiver pendant la nuit,
 - la semaine est décomposée en 4 types de jour à savoir : lundi, jour ouvrable (mardi à vendredi), samedi et jour férié (dimanche et jour de fête), dont les poids en énergie par rapport à une semaine moyenne sont 101%, 103%, 98% et 88%.

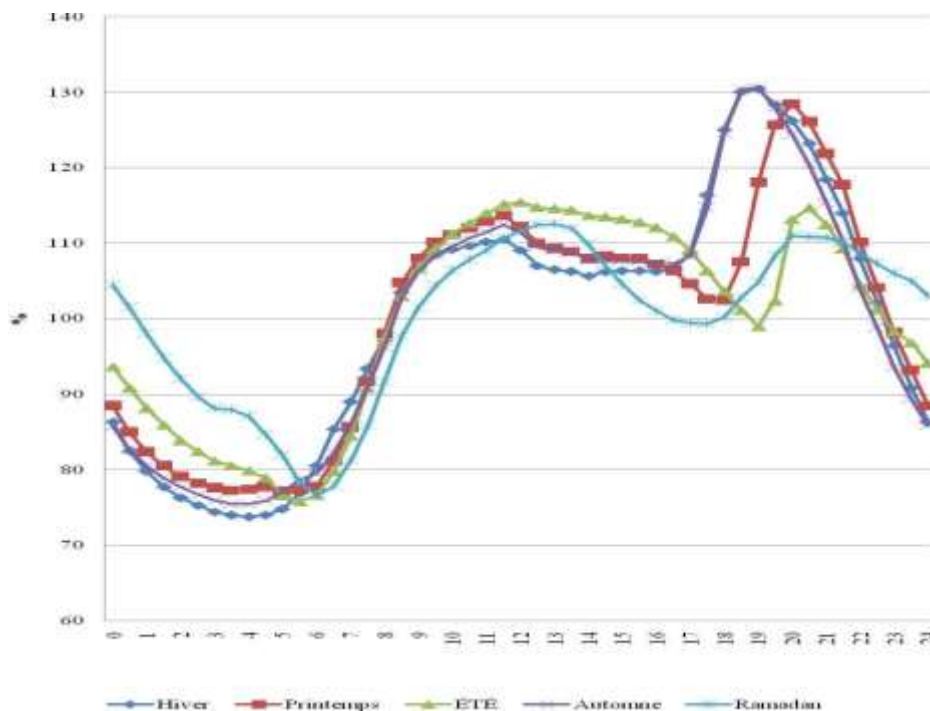


Figure 3.2 : Courbes de charge par saison du jour ouvrable

Evolution de la structure de la courbe de charge

D'après les courbes suivantes, on remarque les différents types de charges qui varient entre les saisons et les jours.

La première courbe représente un jour ouvrable de l'hiver, on remarque une évolution entre 18h et 22h. Pour la deuxième courbe, elle représente un jour férié de l'hiver.

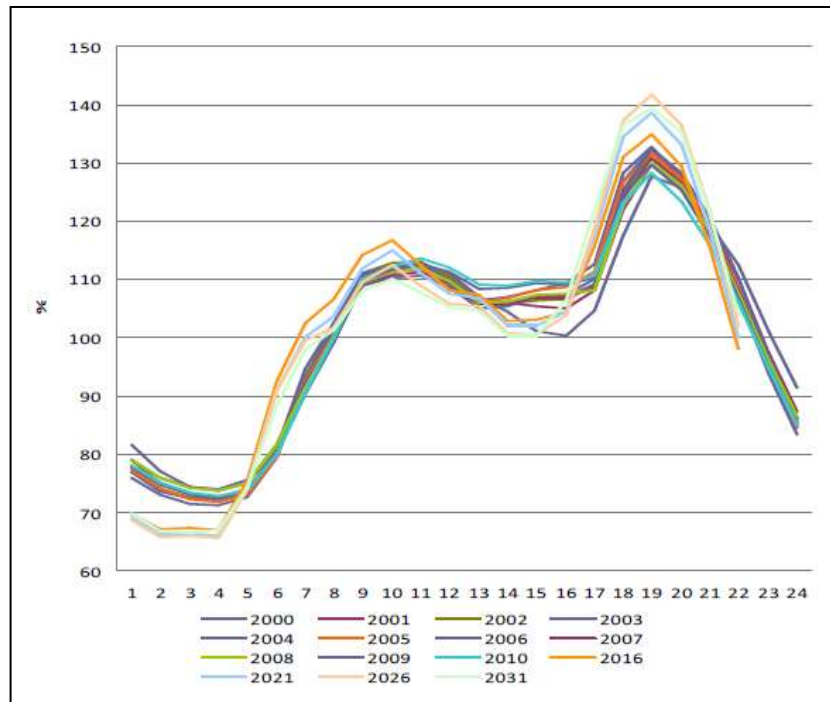


Figure 3.3: Courbe de charge pour un jour ouvrable de l'hiver

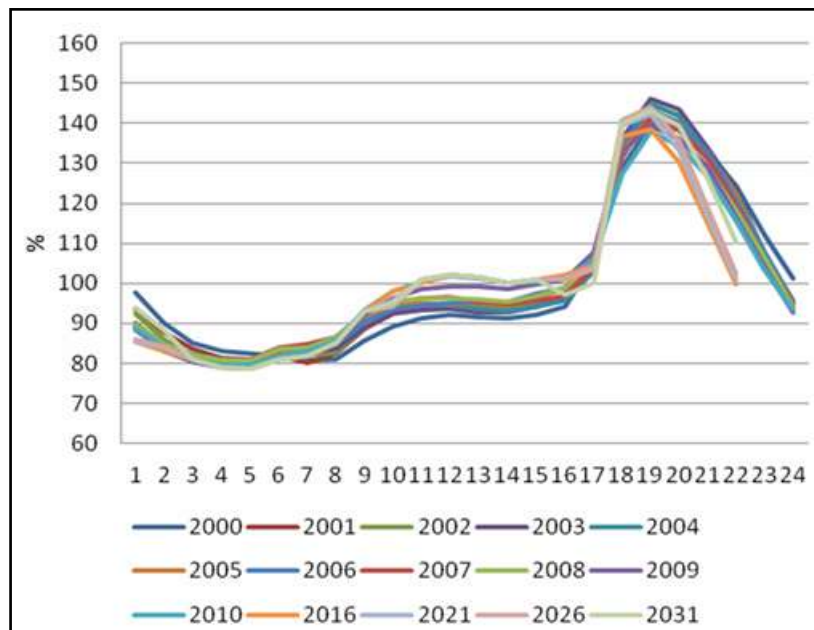


Figure 3.4: Courbe de charge pour un jour férié de l'hiver

La première courbe représente un jour ouvrable du printemps, on remarque une évolution à partir de 19h (Figure 3.5). La deuxième courbe (figure 3.6) représente un jour férié dans la même saison et d'après cette figure on remarque un pic de charge à 21h. En effet, la consommation s'augmente durant les nuits à partir de 20h pour les deux types de jour.

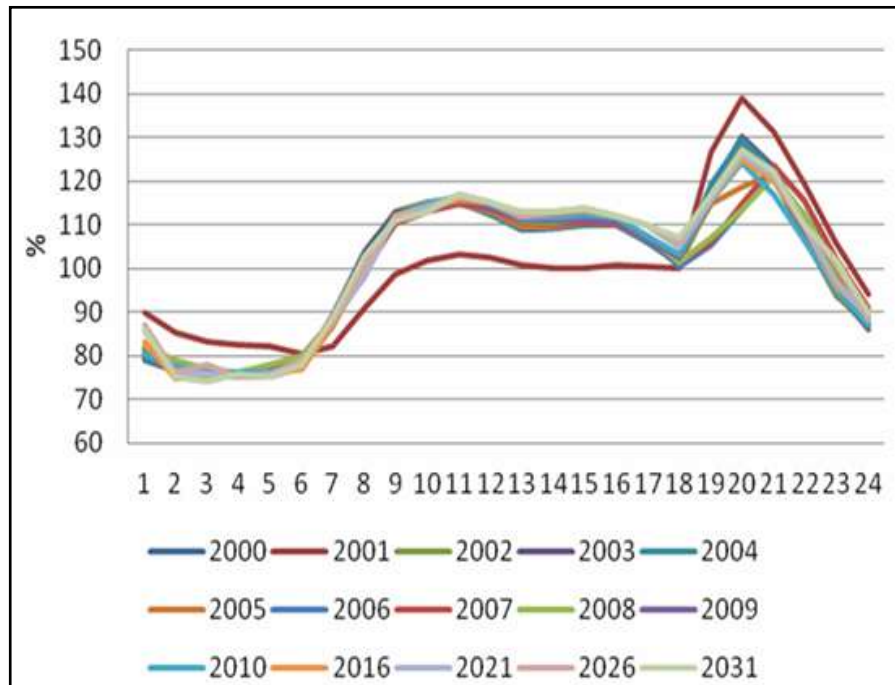


Figure 3.5: Courbe de charge pour le jour ouvrable du printemps

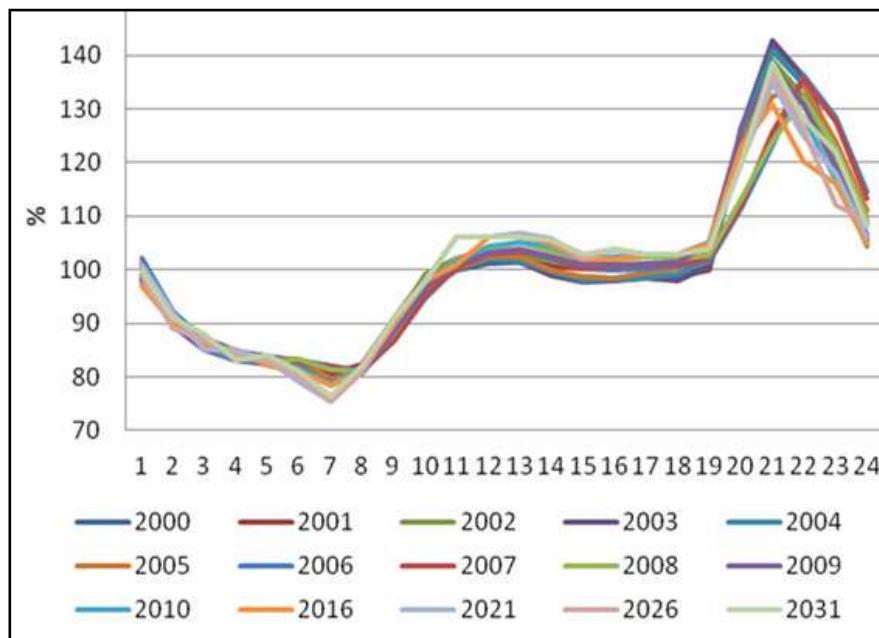


Figure 3.6: Courbe de charge pour le jour férié du printemps

La structure du jour ouvrable de l'été est stable, elle est caractérisée par une pointe jour plus importante que la pointe soir et un rapport entre ces deux pointes proche de 100% (figure 3.7).

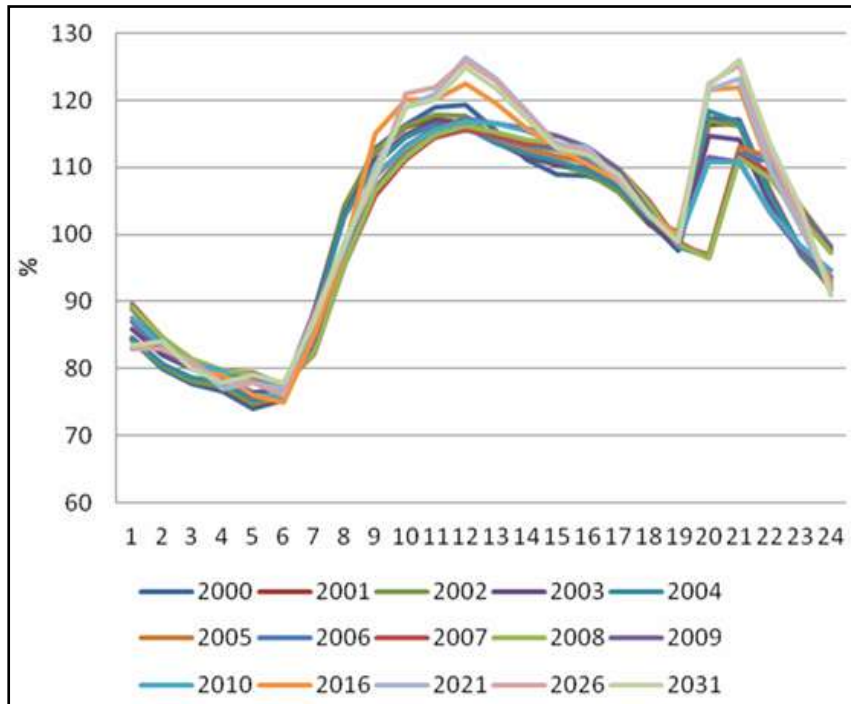


Figure 3.7: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'été

Le jour férié de l'été présente une structure stable avec une augmentation excessive de la consommation électrique durant la nuit (figure 3.8).

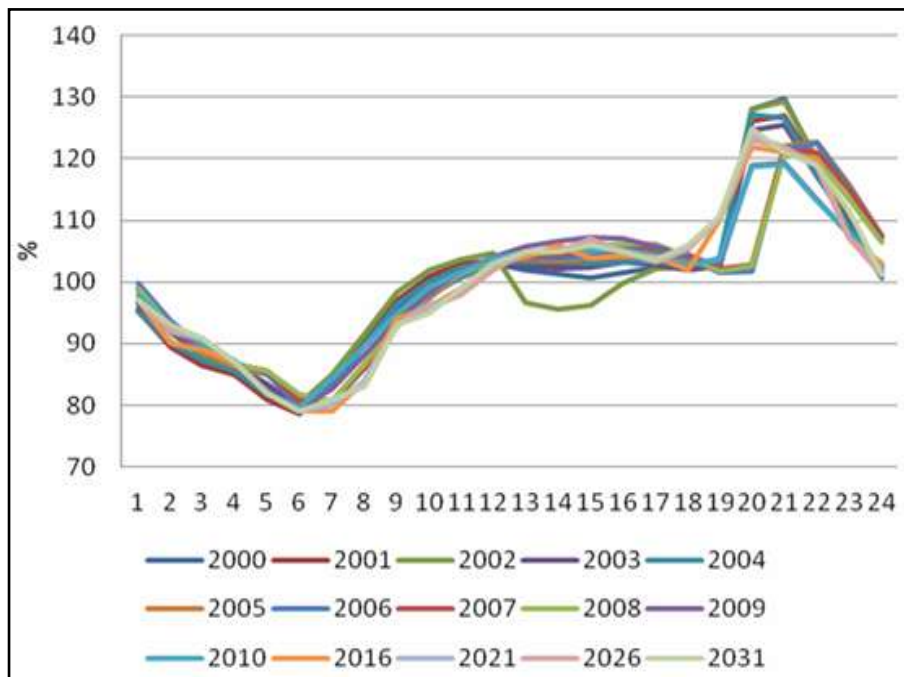


Figure 3.8: Courbe de charge pour le jour férié de l'été

La structure du jour ouvrable de l'automne est stable, elle se caractérise par une pointe soir plus élevée que la pointe jour (figure 3.9).

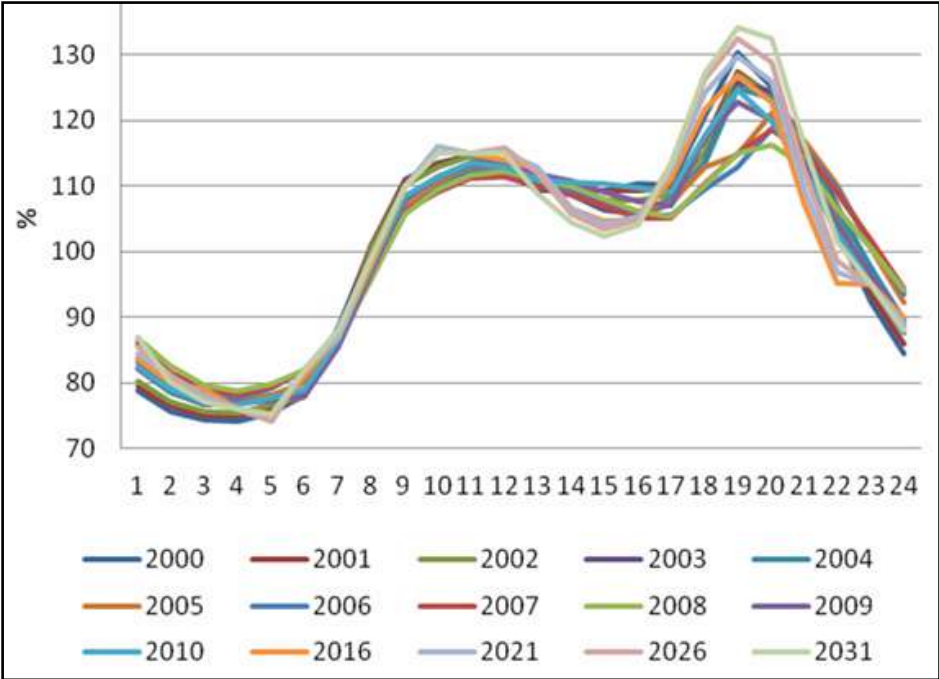


Figure 3.9: Courbe de charge pour le jour ouvrable de l'automne

Pour le jour férié de l'automne, la structure est stable avec une pointe jour qui apparait à partir de 18h30 et qui se confirme durant les différentes années, (figure 3.10).

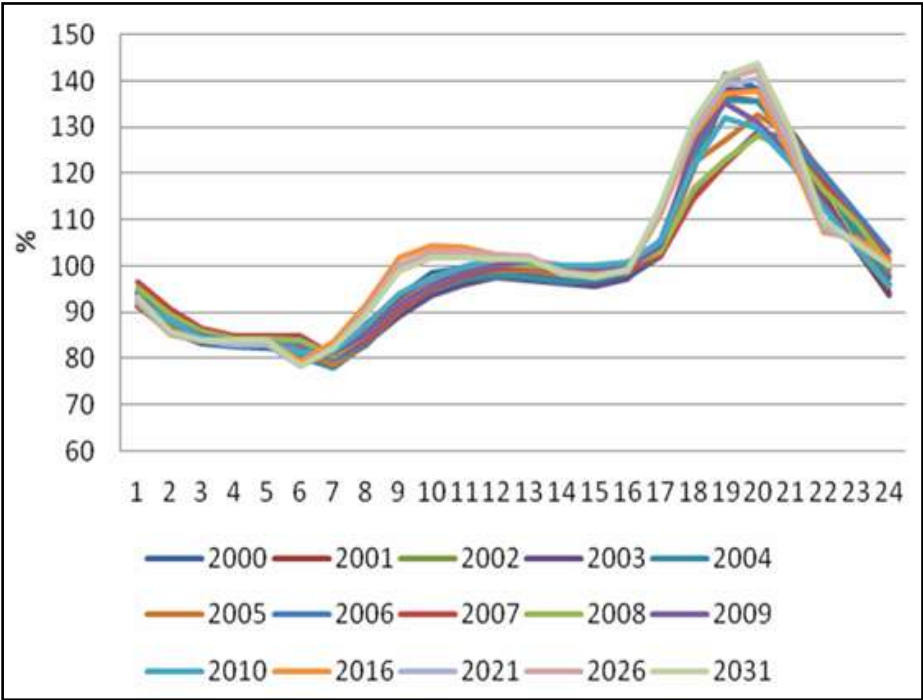


Figure 3.10: Courbe de charge pour le jour férié de l'automne

3.3.3. Projection des modèles de charges électriques

Dans le modèle MAED, l'année est décomposée en maximum 4 saisons et une saison spécifique (contrainte du modèle). Pour le cas de la Tunisie, les 4 saisons sont définies comme suit :

- La saison de l'hiver : Décembre, Janvier et Février
- La saison du printemps : Mars, Avril et Mai
- La saison de l'été : Juin, Juillet et Août
- La saison de l'automne : Septembre, Octobre et Novembre

Le mois de Ramadan représente la saison spécifique.

Les résultats du scénario de référence de MAED ont été utilisés comme données d'entrées pour les projections de la pointe nationale de l'électricité, de la production et du facteur de charge à l'horizon 2031.

Le Tableau suivant illustre les résultats obtenus pour ces projections à différents horizons.

Tableau 3.10: Projections de la demande d'électricité pour le scénario de référence (y compris les pertes dans les réseaux de transport et distribution)

	2016	2021	2026	2031
Production (GWh)	19952	23515	27158	30862
Pointe (MW)	3766	4472	5091	5687
Pointe Soir (MW)	3553	4308	4954	5609
Pointe jour/Pointe soir (%)	1.06	1.04	1.03	1.01
Facteur de charge (%)	60.2	59.9	60.8	61.8
Creux (MW)	1174	1374	1523	1738
Creux /Pointe Jour (%)	31	31	30	31

La production nationale passe de 19952 GWh en 2016 à 27158 GWh en 2026 et 30862 GWh en 2031. La pointe nationale aurait une évolution importante annuelle pour la décennie 2016-2026 et atteindrait par la suite 5687 MW en 2031.

L'évolution de la structure de la courbe de charge est conditionnée par l'évolution des secteurs où la climatisation est un usage dominant en été (le secteur des services et en particulier l'administration et le tourisme). De ce fait, les hypothèses retenues pour ces secteurs ont engendré une évolution des valeurs caractéristiques de la courbe de charge.

4. Prévisions des prix des combustibles fossiles et nucléaire

Les prix futurs des combustibles dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels on peut citer:

- ✓ Le niveau des réserves mondiales pour chaque combustible;
- ✓ La production et la consommation annuelles pour chaque combustible;
- ✓ Les prix de productions internationales ou nationales (les prix de production augmentent avec le temps);
- ✓ Le prix de transport;
- ✓ Niveau des taxes et des subventions etc...

Les projections des prix des combustibles fossiles de cette étude ont été faites en utilisant les sources suivantes:

a) Energy Information Administration (EIA) du Département de l'Énergie des États-Unis (US- DOE), qui publie chaque année le document Annual Energy Outlook (AEO), avec des projections des prix des combustibles fossiles pour les futures 25 ans.

b) L'agence Internationale de l'énergie (AIE) de l'organisation de coopération et de développement économique (OCDE), qui publie annuellement le rapport World Energy Outlook (WEO), avec des projections des prix des combustibles fossiles pour les prochaines 20-25 ans.

c) La commission Européenne, qui publie périodiquement ces propres prévisions des prix des combustibles fossiles dans les rapports European Energy and Transport, Trends to xxx (2030, dans la dernière édition d'avril 2008 du rapport) ou dans d'autres documents de la commission.

d) Département for business enterprise et regulator reform de Grande Bretagne, qui a un groupe pour energie (Energy Group) qui fournit périodiquement des prévisions des prix des combustibles fossiles (la dernière édition date de mai 2008 et va jusqu'à 2030).

e) La Banque Mondiale, qui publie annuellement le rapport Global Commodity Markets, Review and price forecast, en tant que compagnon des autres études de la banque : Global Economic Prospects ou Global Development Finance. Les deux les plus récentes versions du rapport Global Commodity Markets ont des prévisions des prix des combustibles fossiles jusqu'à 2020.

Même si les produits pétroliers ne sont utilisés pour la production de l'électricité que d'une manière marginale (dans les pays producteurs de pétrole, sur des îles sans approvisionnement en gaz naturel, pour des unités diesel dans des régions isolées etc.), le pétrole a un statut spécial parmi les autres combustibles fossiles. Le combustible majoritaire dans le transport et la matière première de la pétrochimie pour la production des plastiques, des textiles, des caoutchoucs, des cosmétiques etc... La variation du prix du pétrole brut sur le marché international se reflète dans les prix du gaz naturel, avec lequel les produits pétroliers sont interchangeables dans plusieurs utilisations: une portion des combustibles dans le transport,

matière première en pétrochimie, approvisionnement de certaines centrales électriques qui admettent une double alimentation, en gaz naturel ou en produits pétroliers. Le prix du charbon vapeur est lui aussi influencé par les prix du pétrole brut et du gaz naturel. Les prévisions des prix futurs des combustibles fossiles tiennent compte de l'évolution du temps.

Les prix des combustibles fossiles dans les prévisions disponibles ont été exprimés originellement en différentes monnaies (EUR, US\$, UK£, dollar canadien) de différentes années.

Les prévisions des prix pour chaque combustible fossile des différentes sources s'inscrivent dans un schéma assez large de valeurs, comme on peut le constater dans la Figure 4.1 pour le prix du gaz naturel.

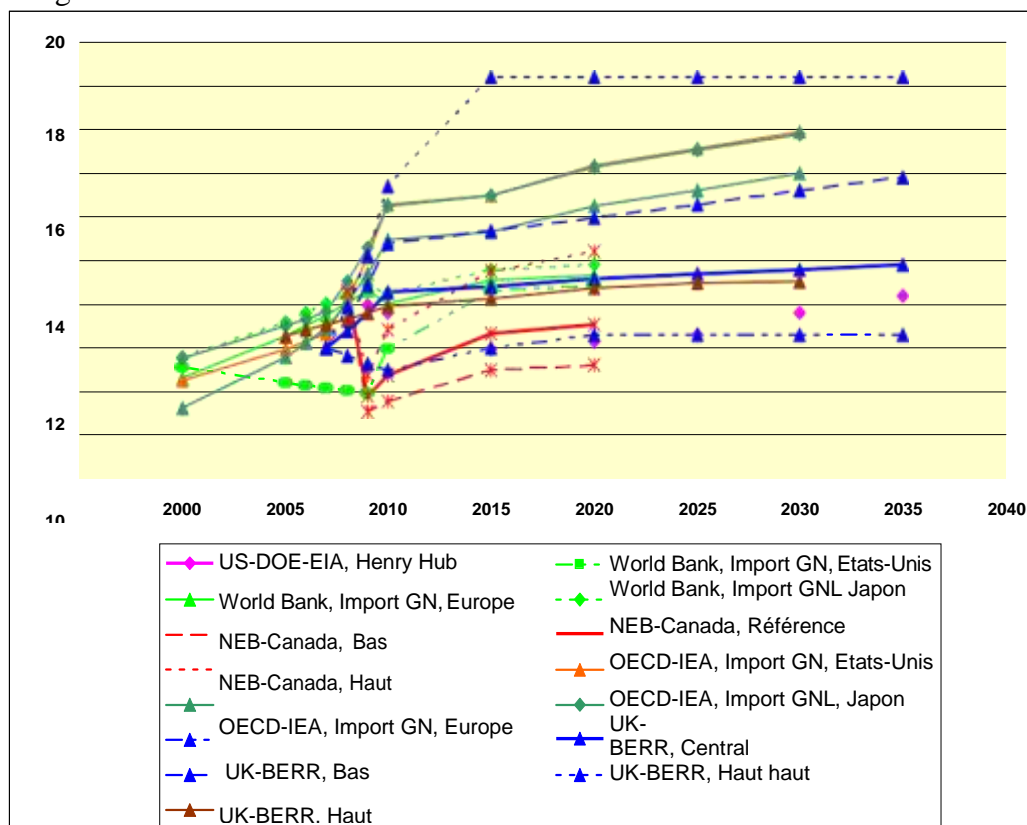


Figure 4.1 : Prévisions du prix du gaz naturel faites par différentes organisations

Notes: US-DOE-EIA: United States Department of Energy (US-DOE), Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook 2010, With projections to 2035, Reference case, March 2010

World Bank: The World Bank, Global Commodity Markets, Review and price forecast, A companion to Global Economic Prospects 2010, January 2010

NEB-Canada: National Energy Board (NEB), Canada, 2009 Reference case scenario: Canadian energy demand and supply to 2020, An energy market assessment, July 2009

OECD-IEA: Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2008

UK-BERR: United Kingdom (UK), Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (BERR), Communication on BERR Fossil Fuel Price Assumptions, May 2008

EC-DGET: European Commission (EC), Directorate-General for Energy and Transport (DGET), European Energy and Transport, Trends to 2030, Update 2007, April 2008.

Dans ces conditions, la variante de référence d'évolution du prix de chaque combustible fossile a été choisie comme la projection médiane de la courbe présentée en figure. Pour les variantes basse et haute, on a pris la valeur extrême basse et haute de la courbe pour l'année 2035 et on a supposé une variation linéaire du prix du combustible.

Etant donné le caractère du marché de l'uranium, les prévisions des prix futurs du combustible nucléaire sont très rares ou données seulement en format graphique, ce qui ne permet pas de connaître les vraies valeurs qui ont été à la base de la représentation graphique. Pour cette raison, on a utilisé pour cette étude la projection de la Commission de l'Energie de la Californie (California Energy Commission - CEC), Etats-Unis qui donne toute l'information nécessaire pour permettre le calcul du prix du combustible nucléaire en monnaie constante (\$) pour un horizon similaire à celui de notre étude.

Il est à noter que l'uranium extrait du sol n'est pas directement utilisable pour la production d'électricité. Ainsi, le coût final du combustible nucléaire dépend des coûts relatifs à de nombreuses opérations de transformation qui sont nécessaires avant qu'il puisse être employé dans une centrale nucléaire. Le cycle comprenant la transformation de l'uranium, depuis le minerai jusqu'au combustible nucléaire, et le traitement subséquent des déchets est appelé "cycle du combustible nucléaire" (voir Figure 4.2).

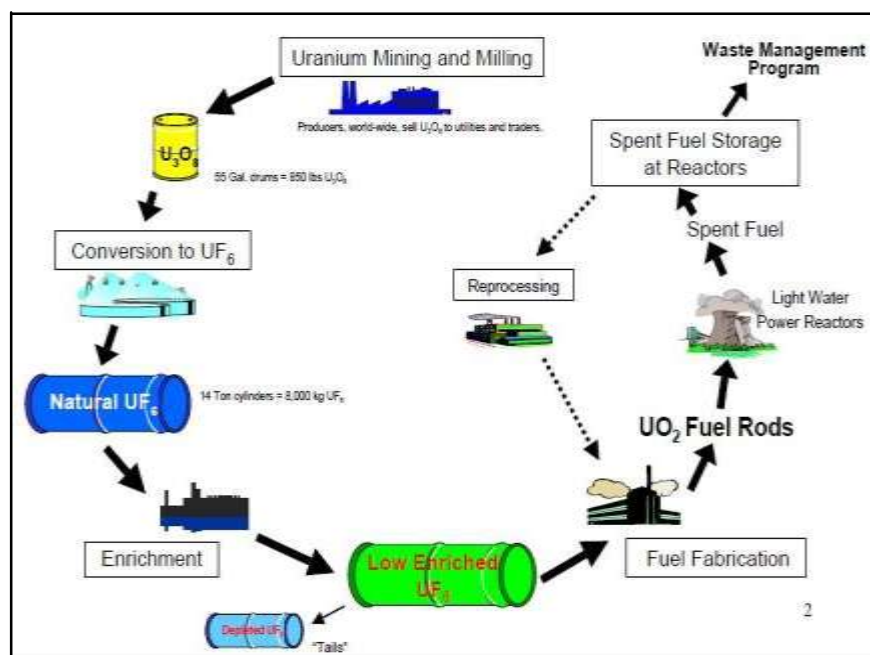


Figure 4.2: Le cycle du combustible nucléaire

Source: Dustin J. Garrow, Managing principal, Colorado Nuclear, Inc., Nuclear power and the international uranium market, April 2006.

La transformation de l'uranium naturel (U_3O_8) en combustible nucléaire (UO_2) et le taux de transformation de chaque étape sont illustrés dans la Figure 4.3, qui montre la quantité annuelle typique d'uranium naturel nécessaire pour un réacteur nucléaire de 1000 MW.

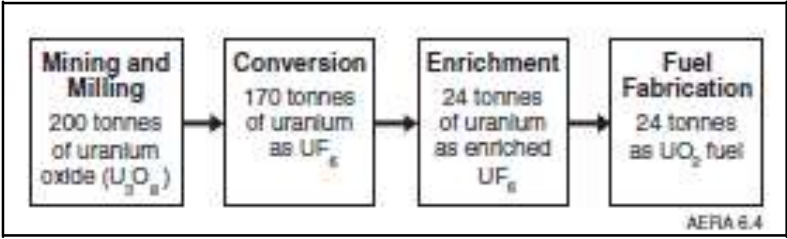


Figure 4.3 : Quantité annuelle d'uranium naturel nécessaire pour un réacteur nucléaire de 1000 MW

Source: Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE), Australian energy resource assessment, 2010

Les quantités de matériaux nécessaires et les coûts des étapes de transformation de l'uranium naturel (U_3O_8) en combustible nucléaire (UO_2) sont illustrés aussi par l'exemple du Tableau 4.1 et par la structure du coût du combustible nucléaire de la Figure 4.4.

Tableau 4.1: Calcul du coût du combustible nucléaire avec les prix typiques

Uranium:	8.9 kg U_3O_8 x \$115.50	US\$ 1028
Conversion:	7.5 kg U x \$12	US\$ 90
Enrichment:	7.3 SWU x \$164	US\$ 1197
Fuel fabrication:	per kg	US\$ 240
Total, approx:		US\$ 2555

Source: World Nuclear Association, The economics of nuclear power, January 2010

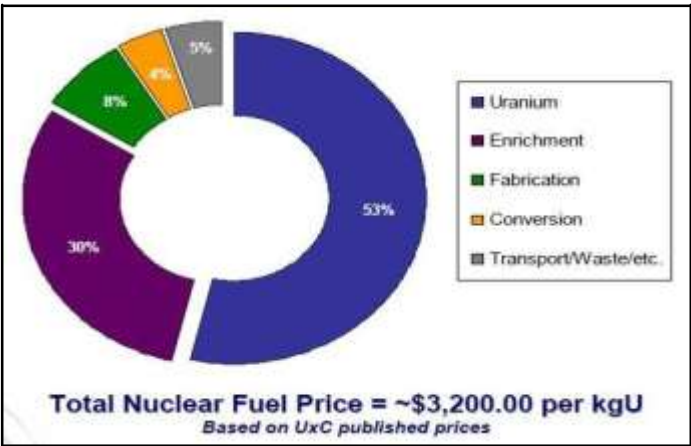


Figure 4.4: Structure du coût du combustible nucléaire

Source: Jonathan Hinze, Vice President, International Operations, The Ux Consulting Company, LLC, International nuclear fuel cycle growth, Presentation to 4th Annual Fuel Cycle Information Exchange (FCIX).

La Figure 4.5 montre la comparaison de l'évolution et les variantes d'évolution future des prix du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon vapeur, tandis que la Figure 4.6 présente, à une autre échelle, les prix du charbon vapeur et du combustible nucléaire.

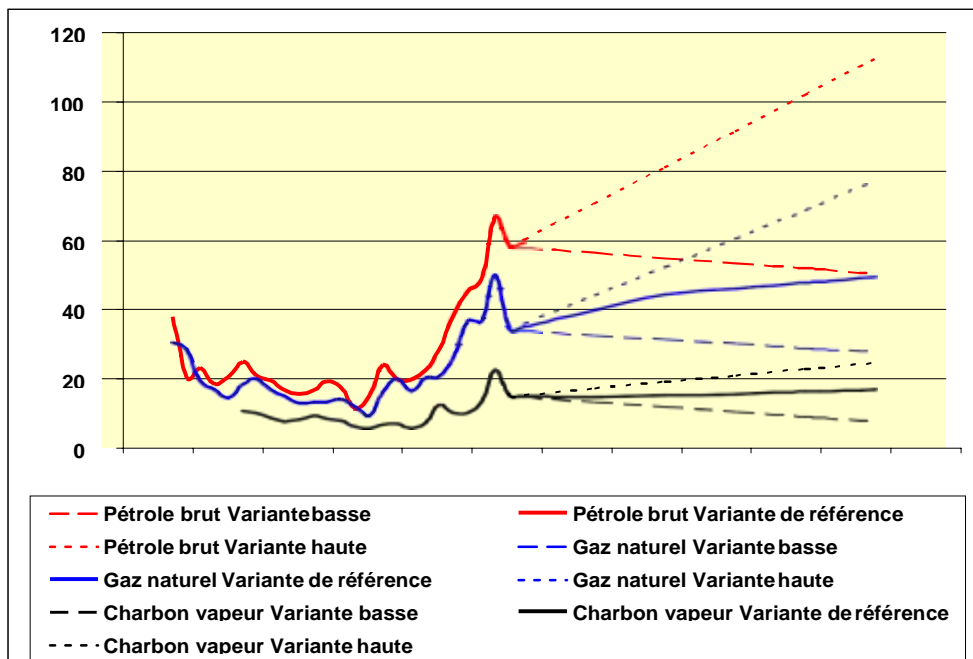


Figure 4.5: Comparaison des prix des combustibles fossiles, 1985-2035 (historiques et prévisions pour le futur)

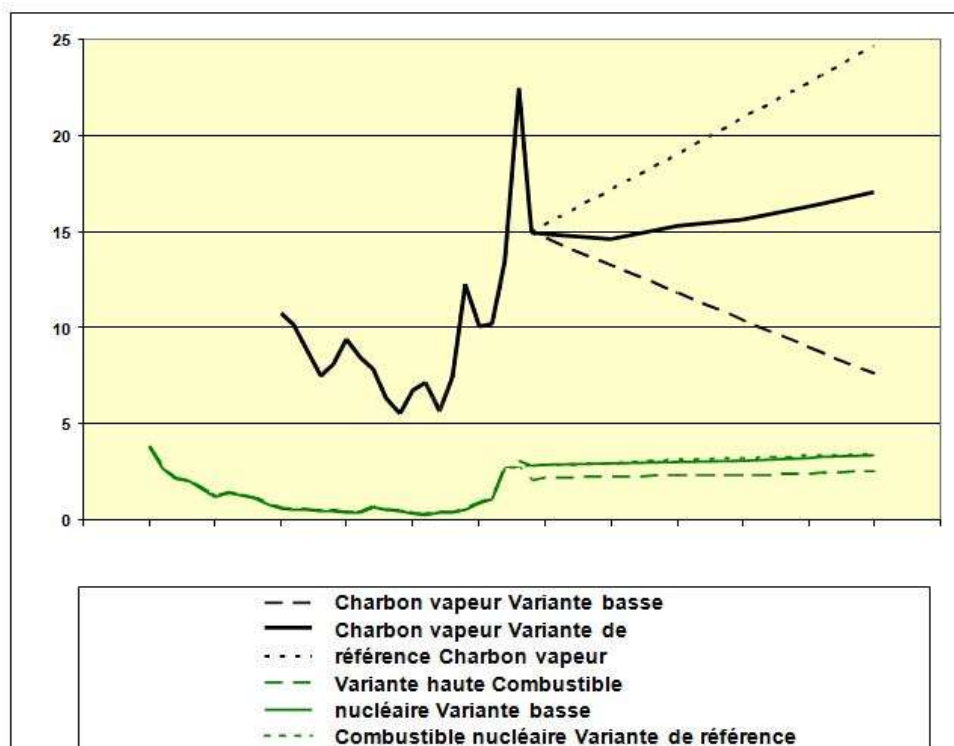


Figure 4.6: Comparaison des prix du charbon vapeur et du combustible nucléaire, 1985-2035 (historiques et prévisionnels)

Les mêmes prix des combustibles sont donnés dans le Tableau 4.2 pour le gaz naturel, le Tableau 4.3 (charbon vapeur) et le Tableau 4.4 (combustible nucléaire) pour les trois variantes d'évolution: basse, référence et haute, pour certaines années de référence entre 2016 et 2035,

Tableau 4.2: Variantes de l'évolution du prix du gaz naturel

Variante	Evolution du prix du gaz naturel						
	2016	2020	2025	2030	2031	2035	
Basse (UK-BERR, Bas)	7.78	7.49	7.19	6.89	6.83	6.59	\$ / GJ
	3259	3134	3010	2885	2860	2761	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	0.993	0.992	0.992	0.992	0.991	0.991	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)
Référence (Moyenne UK-BERR, Central et UK-BERR, Haut)	9.48	10.59	10.99	11.39	11.47	11.80	\$ / GJ
	3967	4434	4601	4768	4803	4942	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.025	1.022	1.007	1.007	1.007	1.007	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)
Haute (UK-BERR, Haut haut)	10.50	12.47	14.44	16.41	16.81	18.38	\$ / GJ
	4397	5222	6047	6871	7036	7696	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.042	1.035	1.030	1.026	1.024	1.023	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)

Note: 1 GJ = 0.23885 10⁶kcal

Note: UK-BERR: United Kingdom (UK), Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (BERR), Communication on BERR Fossil Fuel Price Assumptions.

Tableau 4.3: Variantes de l'évolution du prix du charbon vapeur

Variante	Variantes d'évolution du prix du charbon vapeur						
	2016	2020	2025	2030	2031	2035	
Basse (UK-BERR, Bas)	3.17	2.84	2.50	2.16	2.09	1.82	\$ / GJ
	1328	1187	1046	904	876	763	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	0.980	0.978	0.975	0.971	0.969	0.966	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)
Référence (UK-BERR, Haut)	3.49	3.66	3.74	3.90	3.94	4.07	\$ / GJ
	1461	1530	1565	1635	1649	1704	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	0.996	1.009	1.005	1.009	1.009	1.008	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)
Haute (UK-BERR, Haut haut)	4.11	4.55	5.00	5.44	5.53	5.88	\$ / GJ
	1721	1907	2092	2278	2315	2464	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.023	1.021	1.019	1.017	1.016	1.016	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)

Note: UK-BERR: United Kingdom (UK), Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (BERR), Communication on BERR Fossil Fuel Price Assumptions.

Tableau 4.4: Variantes de l'évolution du prix du combustible nucléaire

Variante	Variantes d'évolution du prix du combustible nucléaire						
	2016	2020	2025	2030	2031	2035	
Basse (CEC, Bas)	0.631	0.743	0.735	0.726	0.729	0.722	\$ / 10 ⁶ Btu
	250	295	292	288	289	286	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.023	1.033	0.998	0.998	1.005	0.997	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)
Référence (CEC, Moyen)	0.75	0.82	0.86	0.89	0.89	0.92	\$ / 10 ⁶ Btu
	298	325	341	351	355	367	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.031	1.018	1.010	1.006	1.009	1.008	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)
Haute (CEC, Haut)	0.86	0.90	0.98	1.04	1.07	1.13	\$ / 10 ⁶ Btu
	341	355	388	415	423	450	¢ / Gcal (unité FIXSYS et VARSYS)
	1.033	1.008	1.018	1.014	1.019	1.016	Taux d'escalade (parametre DYNPRO)

Note: 1 Btu = 0.252 kcal

Note: CEC: California Energy Commission, Comparative costs of California central station electricity generation, Final staff report

5. Coûts externes des technologies de production de l'énergie électrique

Un coût externe (externalité) peut-être défini comme le coût, ou le bénéfice, qui n'est pas intégré dans le prix d'un bien parce qu'il n'est pas compris dans le prix de l'offre ou de la demande. Cette définition est surtout utilisée quand il s'agit d'externalités environnementales négatives, comme la pollution de l'air qui nuit à la santé et endommage les cultures.

Les coûts des dommages environnementaux sont calculés en menant une analyse de voies d'impact – AVI ("impact pathways analysis") dont les étapes principales sont les suivantes :

- spécification des émissions (par ex. kg/an de particules émises par cheminée);
- calcul de l'augmentation de la concentration du polluant dans toutes les régions touchées (par ex. µg/m³ de particules, en utilisant des modèles de dispersion atmosphérique);
- calcul des impacts physiques;
- évaluation monétaire de ces impacts, etc...

Après avoir utilisé les résultats des principales études élaborées dans le monde sur le sujet des coûts externes des centrales électriques, appliqué les principes de la méthodologie externe et l'adaptation des valeurs pour les technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie, la figure et le Tableau suivant montrent la synthèse des résultats de cette analyse. Ces coûts externes seront utilisés dans les analyses coût-bénéfice et dans les optimisations effectuées avec le modèle WASP en deux variantes: sans et avec la prise en compte des externalités.

Tableau 5.1: Coûts externes totaux des technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie (\$/MWh)

<i>Catégorie</i>	<i>Sous-catégorie</i>	<i>Coût externe total de production de l'électricité (\$/MWh)</i>	
		<i>Centrales existantes</i>	<i>Centrales nouvelles</i>
<i>Gaz naturel</i>	<i>Cycle combine</i>	15	11.6
	<i>Autres</i>	28.8	23.7
<i>Produits pétroliers</i>	-	37.8	-
<i>Charbon (houille)</i>	<i>Centrale supercritique</i>	-	33.9
<i>Nucléaire</i>	-	-	4.8
<i>Eolien</i>	<i>On shore</i>	1.2	1.2
	<i>Offshore</i>	-	1.6
<i>Solaire photovoltaïque</i>	-	-	8.5
<i>Thermo-solaire (avec ou sans stockage de l'énergie thermique)</i>	<i>Sans combustible fossile d'appoint</i>	-	4.4
	<i>Avec combustible fossile d'appoint (15% de l'énergie annuelle)</i>	-	7.3
<i>Hybride cycle combiné –solaire (5% de l'énergie annuelle)</i>	-	-	11.2

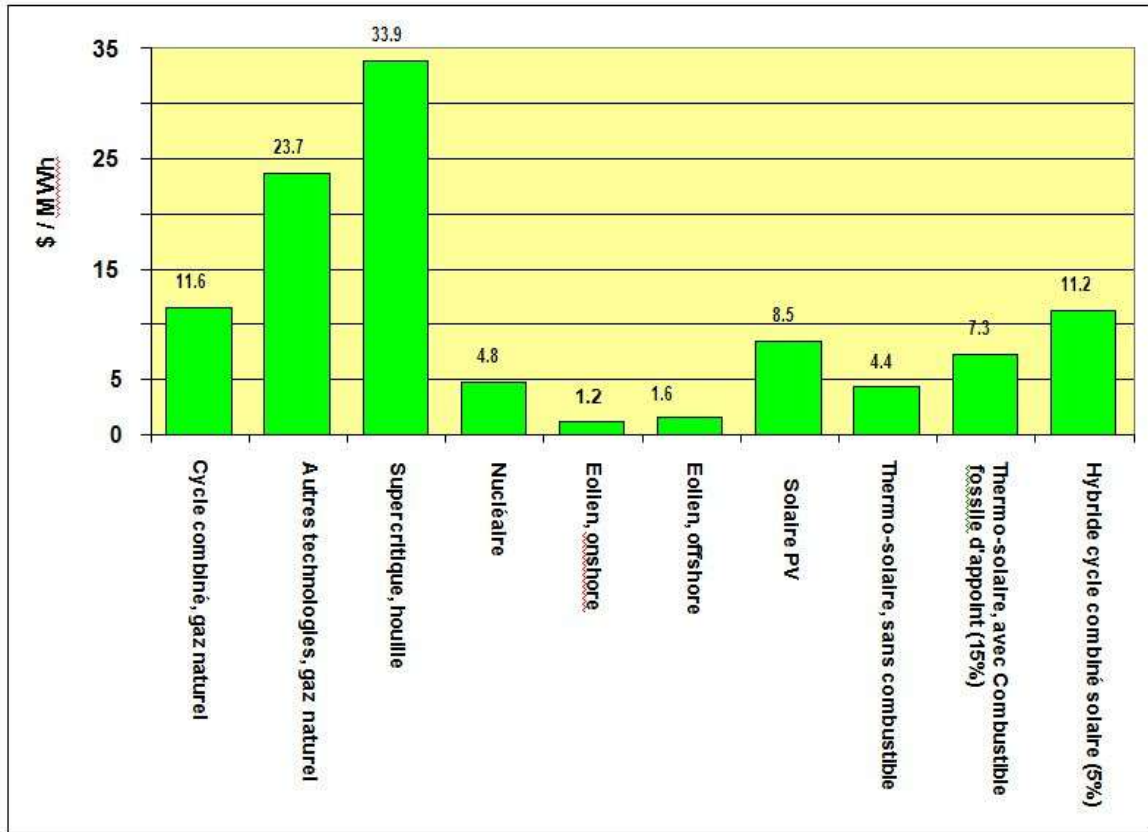


Figure 5.1: Coûts externes totaux des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie (\$/MWh)

Vu le degré élevé d'incertitude de l'évaluation monétaire des effets sur la santé humaine des émissions polluantes, les coûts externes des centrales existantes et futures de la Tunisie ont été estimés également en considérant que les effets des gazes à effet de serre (GES), avec un coût moyen des dommages de 21 \$/t CO₂. Ces nouveaux coûts externes sont présentés dans la figure et le tableau suivant.

Tableau 5.2: Coûts externes (effet des GES uniquement) des technologies existantes et futures de production de l'électricité en Tunisie, \$/MWh

Catégorie	Sous-catégorie	Coût externe GES de production de l'électricité (\$/MWh)	
		Centrales existantes	Centrales nouvelles
Gaz naturel	Cycle combine	11.1	8.7
	Autres	21	17.3
Produits pétroliers	-	18.9	-
Charbon (houille)	Centrale supercritique	-	19.8
Nucléaire	-	-	0.7
Eolien	On shore	0.2	0.2
	Offshore	-	0.3
Solaire photovoltaïque	-	-	2
Thermo-solaire (avec ou sans stockage de l'énergie thermique)	Sans combustible fossile d'appoint	-	0.7
	Avec combustible fossile d'appoint (15% de l'énergie annuelle)	-	3.2
Hybride cycle combiné –solaire (5% de l'énergie annuelle)	-	-	8.3

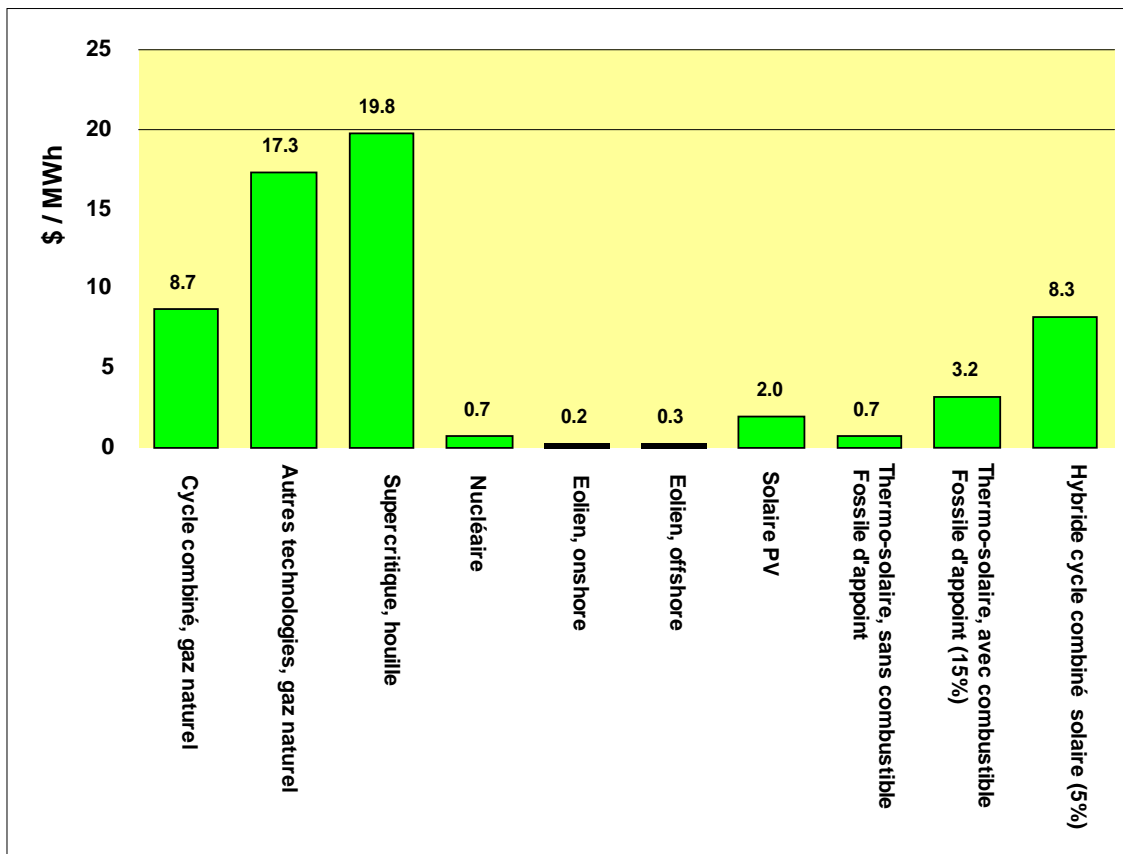


Figure 5.2: Coûts externes (effet des GES uniquement) des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie, \$/MWh

Partie 3 : Description des différentes options de développement d'un parc de production d'électricité

6. Technologies de production de l'énergie électrique

6.1. Options de développement du parc de production

Compte tenu de son poids dans la consommation énergétique totale, le secteur de l'électricité est appelé à jouer un rôle primordial dans la réalisation de l'équilibre du bilan énergétique du pays.

C'est ainsi que le développement du parc de production de l'électricité en centrales électriques, dont la réalisation est basée sur le moindre coût pour la collectivité, doit également assurer des conditions désormais prioritaires de la politique énergétique de la Tunisie telles que la flexibilité et la diversification des approvisionnements.

L'épuisement des disponibilités des hydrocarbures dans le futur et l'extension du parc de production de l'électricité intensifient la planification de la mobilisation des ressources énergétiques nouvelles et le recours en même temps au marché international des énergies primaires et aux autres formes d'énergie telles que les centrales éoliennes et solaires.

Par ailleurs, les prix des combustibles et les incertitudes qui caractérisent le marché énergétique, remettent en cause la compétitivité des moyens de production d'électricité les uns par rapport aux autres.

Ces considérations conduisent nécessairement à étudier les différentes options de la production de l'électricité et leur introduction dans le parc : le charbon, le nucléaire, les énergies renouvelables, le gaz naturel.

6.1.1. Le charbon

Plusieurs technologies peuvent être prises en considération pour produire de l'électricité à partir du charbon. Bien que relativement polluantes actuellement, notamment par rapport aux unités brûlant du gaz naturel, ces technologies possèdent un potentiel d'amélioration tant en matière de rendement qu'en matière d'émission des gaz à effet de serre.

- Les centrales à charbon pulvérisés
- Les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée

6.1.2. Le nucléaire

Dans une centrale nucléaire de production d'électricité, l'énergie libérée lors de la fission des noyaux des atomes constituant le combustible nucléaire sous forme de chaleur est transformée en énergie mécanique puis électrique. Cette industrie a acquis une longue expérience de plus de 55 ans. La notion de risque d'accident grave, toujours associé à cette technologie, est plus que jamais maîtrisée et réduite à des probabilités d'occurrence gérables. Le recours à l'énergie nucléaire produit des effets favorables à la sécurité d'approvisionnement en énergie, aux importations de combustibles, au savoir-faire en matière de haute technologie, à la création d'emplois qualifiés et à la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

D'après L'International Atomic Energy Agency (IAEA), l'introduction d'une première unité nucléaire dans un pays en voie de développement comme la Tunisie nécessite une durée d'environ 15 ans à partir de la date à laquelle le pays a exprimé officiellement un intérêt pour cette option. Donc, la date d'introduction d'une première unité nucléaire en Tunisie n'est envisageable qu'au-delà de 2031.

Par ailleurs, la puissance de pointe et la capacité installée prévisionnelles du système en 2031 sont estimées respectivement à 4710 MW et 6550 MW. Pour ces valeurs la taille acceptable de l'unité nucléaire serait comprise entre 330 MW et 1310 MW conformément au Tableau suivant.

Tableau 6.1: Critères de sélection de la taille de l'unité nucléaire en fonction de la taille du système électrique

Source	Critère	Taille acceptable de l'unité nucléaire (MW)
Jürgen Kupitz, Victor Mourogov, 1998	10-20% de la capacité installée du système	655 - 1310
Wayne Beaty, 2000	7-15% de la puissance de pointe	330 - 707
IAEA, 2008	10% de la capacité installée du système	655
World Nuclear Association, 2009	15% de la capacité installée du système	983

- Sources:** (1) Jürgen Kupitz, Victor Mourogov, *The role of small and medium-sized reactors (page 5), The Uranium Institute, Twenty Third Annual International Symposium 1998*
 (2) Wayne Beaty, *Handbook of electric power calculations (page 8.24), Third edition, McGraw- Hill calculations, September 2000*
 (3) IAEA, *International status and prospects of nuclear power, 2008*
 (4) World Nuclear Association, *Small nuclear power reactors, March 2009*

6.1.3. Les énergies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité est en progression. Sur le plan économique, les équipements à énergie solaire ou éolienne présentent des coûts de production assez élevés par rapport à ceux des centrales électriques classiques à énergies fossiles ; mais un certain nombre d'éléments jouent en leurs faveurs tels que l'impact sur l'environnement, la sécurité d'approvisionnement en combustibles et l'indépendance énergétique.

6.1.4. Le gaz naturel

Les centrales électriques de base au gaz naturel les plus performantes se basent sur la technologie des cycles combinés. La STEG a été parmi les premières compagnies à introduire cette technologie en Afrique avec la mise en service en 1995 du cycle combiné de Sousse qui a une puissance installée de 364 MW et un rendement de 51%. Ce projet a été suivi par la réalisation du cycle combiné de Radès en IPP dont la puissance et le rendement sont respectivement de 470 MW et de 47 %.

La technologie de la turbine à gaz possède des avantages : l'utilisation d'un combustible propre le gaz naturel et passage à des rendements de plus en plus élevés. La puissance unitaire des turbines à gaz utilisées en cycle simple peut aujourd'hui atteindre 270 MW. Le rendement de ces turbines se situe entre 35% et 40%.

➤ L'analyse des différentes options présentées ci-dessus mène à la considération dans le programme de développement du parc électrique tunisien des types d'unités de production suivants:

- Unité nucléaire de type REP – réacteur à eau pressurisée ("Pressurised Water Reactor" – PWR) de 1000 MW (code: **NUCL**);
- Unité supercritique (SC) à charbon (houille) pulvérisé de 600 MW, avec traitement des fumées (code: **H600**);
- Centrale à cycle combiné "single-shaft" au gaz naturel de 400 MW (code: **C400**);
- Turbine à gaz (TG) au gaz naturel de 270 MW (code: **T270**);
- Centrale hybride cycle combiné – solaire (La participation du solaire est d'environ 5% de la production annuelle d'énergie) de 175 MW (code: **HGNS**);
- Centrale éolienne terrestre de 60 MW (code: **EOLT**);
- Centrale solaire de 50 MW, avec combustible fossile d'appoint (environ 15% de la production annuelle d'énergie) et avec stockage de l'énergie thermique (code: **SAST**);
- Centrale solaire de 50 MW, avec combustible fossile d'appoint dont la participation est d'environ 15% de la production annuelle d'énergie, mais sans stockage de l'énergie thermique (code: **SSST**);
- Centrale solaire photovoltaïque (PV) de 10 MW (code: **PV10**).

6.2. Analyse de (Screening) des options de développement du Parc de production

Cette analyse consiste à calculer le coût de production des options de développement du parc de production en fonction de leurs facteurs d'utilisation. Ce dernier est défini comme le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'aurait produit une centrale électrique si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période. Le coût de production peut être exprimé en unité de frais variables (\$ / MWh) ou en unité de frais fixes (\$ / kW-an).

Le tableau 6.2 montre Les paramètres techniques et économiques des options de développement pour les variantes de référence des coûts d'investissement

Si on lit pour chaque option de développement et pour chaque année de référence: 2009, 2020 et 2031, le coût de production qui correspond au facteur d'utilisation qui est propre à la technologie respective, on obtient les valeurs du Tableau 6.3.

Tableau 6.2: Données d'entrée pour les analyses de «Screening », Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles

Paramètre	Unité	Année	Options de développement du parc de production de l'énergie électrique								
			NUCL	H600	C400	HGNS	T270	EOLT	SAST	SSST	PV10
Puissance	MW	-	1000	600	400	175	270	60	50	50	10
Durée de vie	ans	-	50	35	25	25	25	20	30	30	25
Coût d'investissement	\$ kW	2009	3820	2450	984	1461	658	1492	5412	4492	5478
		2020						1301	3433	2849	4000
		2031						1235	2182	1811	2942
Consommation spécifique de combustible	Kcal / kWh	-	2606	2150	1631	1712	2489	0	406	406	0
Prix combustible	¢ Gcal	2009	251	1498	3408	3408	3408	0	3408	3408	0
		2020	325	1530	4434	4434	4434				
		2031	355	1649	4803	4803	4803				
Frais E et M fixes	\$ kW-an	2009	70	30	12.1	13	10.9	12.3	74.5	74.5	28.8
		2020							50.7	50.7	23.5
		2031							34.5	34.5	23.5
Frais E et M variables	\$ MWh	2009	0.5	4.1	2.1	2.1	3.3	6.2	0	0	0
		2020						4.9			
		2031						4.7			
Facteur d'utilisation	%	2009	88	80	80	80	15	24.3	55	30	22.8
		2020						27			
		2031						29.8			

Source: OCDE, AIE, Eurostat, Manuel sur les statistiques de l'énergie.

Tableau 6.3: Coûts de production des options de développement du parc de production tunisien par une analyse de « Screening », Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles

Option de développement	Facteur d'utilisation	Coûts de production *					
		(\$ / MWh)			(\$ / kW-an)		
	(%)	2009	2020	2031	2009	2020	2031
NUCL	88	56.6	58.6	59.3	436.5	451.4	457.4
H600	80	70.6	71.3	73.8	494.7	499.5	517.4
C400	80	72.6	89.3	95.3	508.5	625.8	668.0
HGNS	80	81.8	99.4	105.7	573.5	696.6	740.8
T270	15	143.3	168.9	178.1	188.3	221.9	234.0
EOLT	29.8	83.4	66.1	57.6	177.4	156.4	150.4
SAST	55	129.1	91.8	66.9	621.9	442.4	322.3
SSST	30	194.0	133.6	93.8	509.9	351.1	246.6
PV10	22.8	271.4	199.4	149.8	542.0	398.2	299.1

Note: (*) Sans prendre en compte la durée de construction

6.3. Analyse coût-bénéfice (coût de production) des options de développement du parc de production

Parmi les critères de type coût-bénéfice d'évaluation économique des projets énergétiques on a choisi pour cette étude le critère "coût nivelé de production", défini comme le rapport des coûts annuels "Ct" et des productions annuelles d'électricité "Et", sur toute la durée de vie "N" du projet, actualisée avec le taux d'actualisation "i":

$$\frac{\sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Cette analyse coût-bénéfice a été effectuée sans et avec la prise en compte des coûts externes associés à la production de l'électricité et pour toutes les variantes (référence, minimum et maximum) des coûts d'investissement et des prix des combustibles. Les données de base utilisées pour cette analyse sont celles du Tableau 6.4.

Le Tableau 6.5 montre les coûts de production des différentes options de développement du parc de production de l'énergie électrique tunisien, pour toutes les variantes des coûts d'investissement et des prix des combustibles, sans la prise en compte des externalités.

La Figure 6.4 illustre les mêmes coûts de production pour les variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles, sans la prise en compte des externalités.

Tableau 6.4: Paramètres techniques et économiques des options de développement du parc de production tunisien analysées par la méthode coût-bénéfice

Paramètre	Année	Unité nucléaire	Unité SC à charbon	Cycle combiné "single-shaft"	Turbine à gaz	Hybride cycle combiné – solaire	Thermo-solaire avec stockage	Thermo-solaire sans stockage	Solaire PV	Eolienne onshore
Code de l'unité	-	NUCL	H600	C400	T270	HGNS	SAST	SSST	PV10	EOLT
Combustible	-	Uranium	Houille	gaz naturel	gaz naturel	gaz naturel 95%	gaz naturel d'appoint 15%	gaz naturel d'appoint 15%	-	-
Puissance (MW)	-	1000	600	400	270	175	50	50	10	60
Temps de construction (ans)	-	6	4	3	2	3	3	3	2	2
Durée de vie (ans)	-	50	35	25	25	25	30	30	25	20
Coût d'investissement (\$ / kW)	2009	3820	2450	984	658	1461	Min: 4749 Ref: 5412 Max: 6075	4492	Min: 3712 Ref: 5478 Max: 7243	Min: 1256 Ref: 1492 Max: 1728
	2020						Min: 2875 Ref: 3433 Max: 3991	2849	Min: 2430 Ref: 4000 Max: 5570	Min: 1132 Ref: 1301 Max: 1470
	2031						Min: 1742 Ref: 2182 Max: 2622	1811	Min: 1590 Ref: 2942 Max: 4295	Min: 1075 Ref: 1235 Max: 1395
Distribution du coût	1	10	10	20	50	20	22	22	5	5
	2	15	40	55	50	55	30	30	95	95
	3	25	40	25	-	25	48	48	-	-

d'investissement par an de construction (%)	4	25	10	-	-	-	-	-	-	-
	5	15	-	-	-	-	-	-	-	-
	6	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement, PCS (%)	-	33	40	52.7	34.5	52.5	-	-	-	-
Consommation spécifique de combustible (kcal / kWh)	-	2606	2150	1631	2489	1638	406	406	-	-
Coût combustible (\$ /Gcal)	2009	251	1498	3408	3408	3408	3408	3408	-	-
	2020	325	1530	4434	4434	4434	4434	4434	-	-
	2031	355	1649	4803	4803	4803	4803	4803	-	-
Facteur d'utilisation (%)	2009	88	80	80	15	80	55	30	22.8	24.3
	2020									27
	2031									29.8
Frais E et M fixes (\$ / kW-an)	2009	70	30	12.1	10.9	13	74.5	74.5	28.8	12.3
	2020						50.7	50.7	23.5	
	2031						34.5	34.5	23.5	
Frais E et M variables (\$ / MWh)	2009	0.5	4.1	2.1	3.3	2.1	0	0	0	6.2
	2020									4.9
	2031									4.7
Externalités GES (\$ / MWh)	-	0.7	19.8	8.7	17.3	8.3	3.2	3.2	2.0	0.2

Tableau 6.5: Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût –bénéfice

Paramètre	Année	Unité nucléaire	Unité SC à charbon	Cycle combiné mono-arbre	Turbine à gaz	Hybride cycle combiné – solaire	Thermo-solaire avec stockage	Thermo-solaire sans stockage	Solaire PV	Eolienne onshore
Code de l'unité	-	NUCL	H600	C400	T270	HGNS	SAST	SSST	PV10	EOLT
Coûts de production, sans Externalités (\$ / MWh)	2009	69,5	77,0	74,7	149,1	85,0	Min: 129,6 Ref: 143,6 Max: 157,6	216,1	Min: 203,2 Ref: 293,0 Max: 382,8	Min: 77,1 Ref: 89,4 Max: 101,6
	2020	Min: 70,6 Ref: 71,4 Max: 72,2	Min: 70,3 Ref: 77,7 Max: 85,8	Min: 70,2 Ref: 91,4 Max: 104,3	Min: 142,3 Ref: 174,6 Max: 194,3	Min: 80,3 Ref: 102,6 Max: 116,1	Min: 84,0 Ref: 101,0 Max: 116,0	Min: 142,3 Ref: 147,6 Max: 150,8	Min: 135,4 Ref: 215,2 Max: 295,0	Min: 63,0 Ref: 70,8 Max: 78,7
	2031	Min: 70,5 Ref: 72,2 Max: 74	Min: 63,6 Ref: 80,3 Max: 94,6	Min: 65,8 Ref: 97,5 Max: 133,9	Min: 135,5 Ref: 183,8 Max: 239,4	Min: 75,6 Ref: 108,9 Max: 147,1	Min: 55,6 Ref: 72,7 Max: 91,1	Min: 94,9 Ref: 102,7 Max: 111,8	Min: 92,6 Ref: 161,4 Max: 230,2	Min: 54,9 Ref: 61,7 Max: 68,4

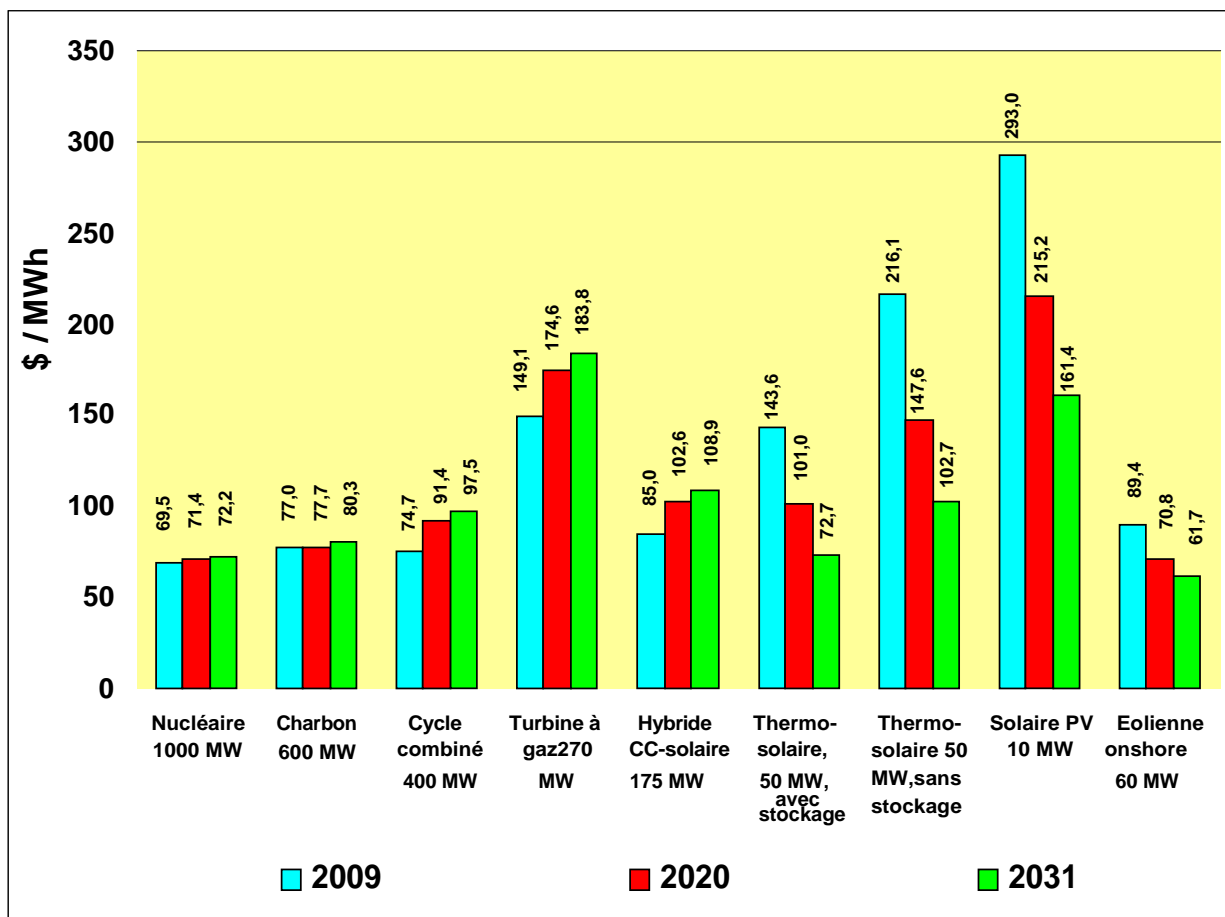


Figure 6.1 : Coûts de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice, Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles

Les conclusions de l'analyse coût-bénéfice :

- Les options de développement non-renouvelables utilisant l'uranium et les combustibles fossiles ont des coûts de production croissants entre 2009 et 2031 à cause de la croissance estimée des prix des combustibles respectifs.
- Le coût de production du cycle combiné a une croissance plus accélérée à cause d'une croissance estimée plus élevée du prix du gaz naturel.
- Les unités nucléaire et au charbon ont les coûts de production les plus faibles et les plus stables parce que la croissance estimée des prix de leurs combustibles est très modérée entre 2009 et 2031.
- Les turbines à gaz ont le coût de production le plus élevé parmi les options de développement non-renouvelables à cause de son faible facteur d'utilisation, qui fait que ses coûts se répartissent sur une production annuelle d'énergie électrique faible, ce qui engendre un coût de production élevé.

- L'option renouvelable la plus prometteuse est l'éolien terrestre, qui a déjà un coût de production comparable aux meilleures options non-renouvelables et qui, en plus, a une tendance décroissante et n'est pas soumise au risque de croissance du prix du combustible.
- Les options de développement renouvelables ont des coûts de production décroissants puisque leurs coûts d'investissement sont censés décroître à l'avenir, au fur et à mesure de la croissance du volume annuel des installations (économie d'échelle) qui s'accompagne d'un développement technologique
- Le coût de production des centrales thermo-solaires avec stockage de l'énergie thermique est inférieur à celui des centrales sans stockage.

Dans la même thématique, pour obtenir un résultat probant, il faut tenir compte sur le coût nivelé de production, donc la figure 6.5 représente la structure du coût nivelé de production sans tenir compte des externalités.

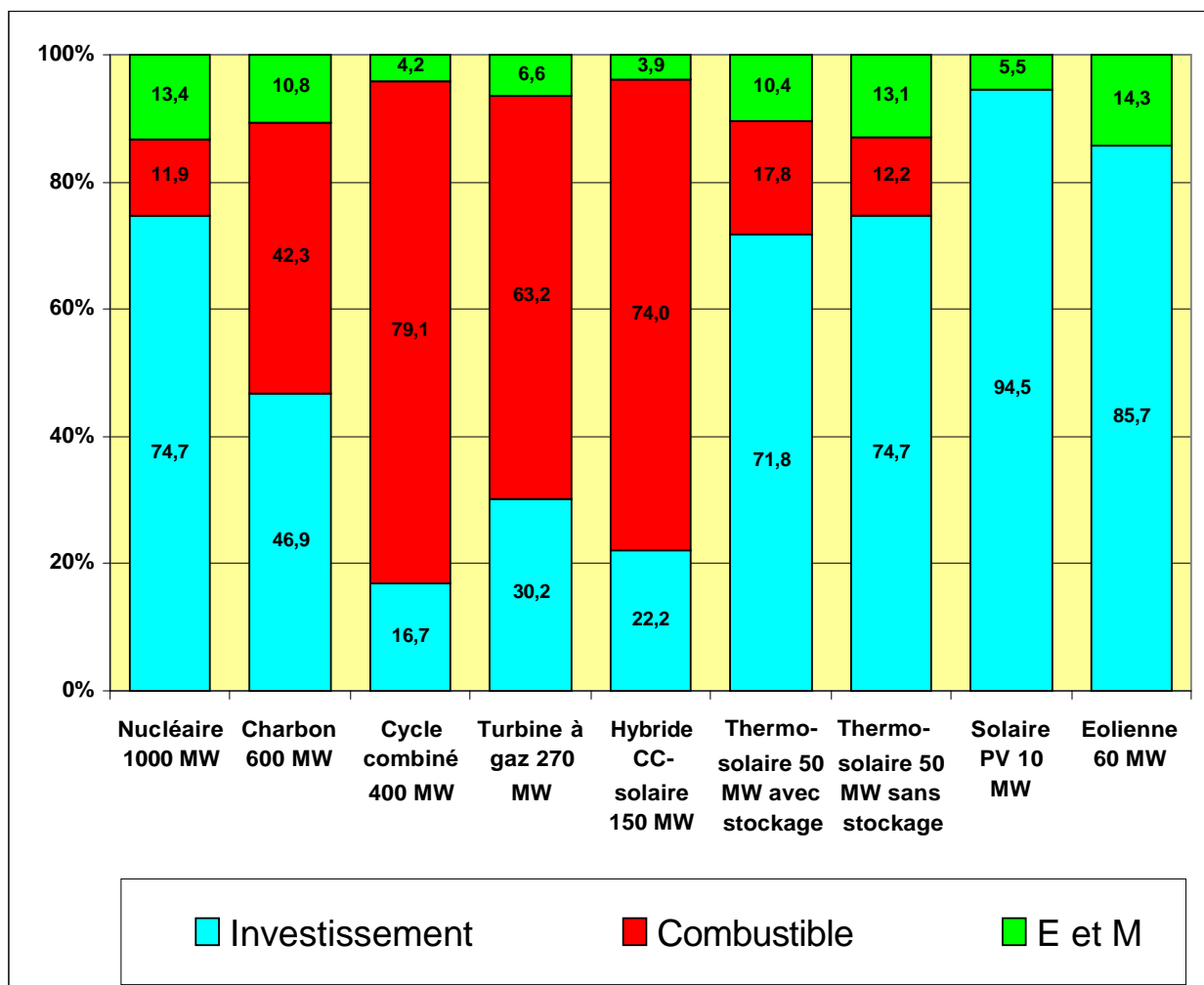


Figure 6.2: Structure du coût nivelé de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien

En fait, il existe des technologies qui demandent un très grand effort d'investissement initial: Par exemple le photovoltaïque représente un poids d'investissement de 94.5% du coût nivelé de production, l'éolien représente 85.7%, le nucléaire représente 74.7% et le thermo-solaire avec stockage représente 71.8%. Une fois construites, ces centrales demandent des frais annuels de combustible et (E et M) très réduites.

Pour d'autres technologies c'est le coût du combustible qui a un poids très élevé dans le coût nivelé de production: cycle combiné (79.1%), hybride cycle combiné – solaire (74%), turbines à gaz (63.2%) et charbon (42.3%). Ces options sont vulnérables à la croissance future du prix du combustible.

Les frais d'Exploitation et la Maintenance (E et M) représentent respectivement entre 3.9% pour la centrale hybride cycle combiné – solaire et 14.3% pour la centrale éolienne, mais beaucoup moins en comparaison avec les deux autres composantes, investissement et combustible.

D'autre part et en ajoutant les externalités du tableau 5.1 et de la figure 5.1 aux coûts nivelés de production (coûts internes) du tableau 6.5 précédent on obtient les coûts totaux de production, (tableau 6.6 et figure 6.6) et leur structure (figure 6.7).

Tableau 6.6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice

Paramètre	Année	Unité nucléaire	Unité SC à charbon	Cycle combiné mono-arbre	Turbine à gaz	Hybride cycle combiné – solaire	Thermo-solaire avec stockage	Thermo-solaire sans stockage	Solaire PV	Eolienne "onshore"
Code de l'unité	-	NUCL	H600	C400	T270	HGNS	SAST	SSST	PV10	EOLT
Coûts nivelés de production, avec externalités GES (\$ / MWh)	2009	70,2	96,8	83,4	166,4	93,3	146,8	219,3	295,0	89,6
	2020	72,1	97,5	100,1	191,9	110,9	104,2	150,8	217,2	71,0
	2031	72,9	100,1	106,2	201,1	117,2	75,9	105,9	163,4	61,9

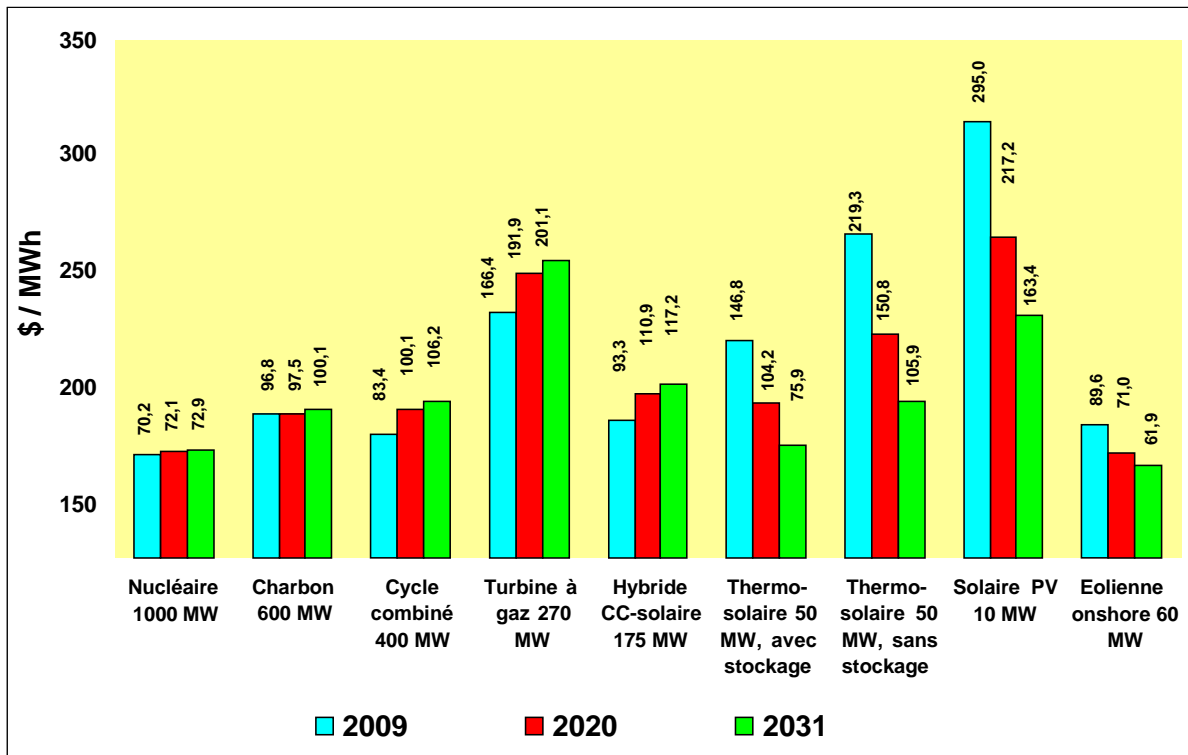


Figure 6.3: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice, Variantes de référence

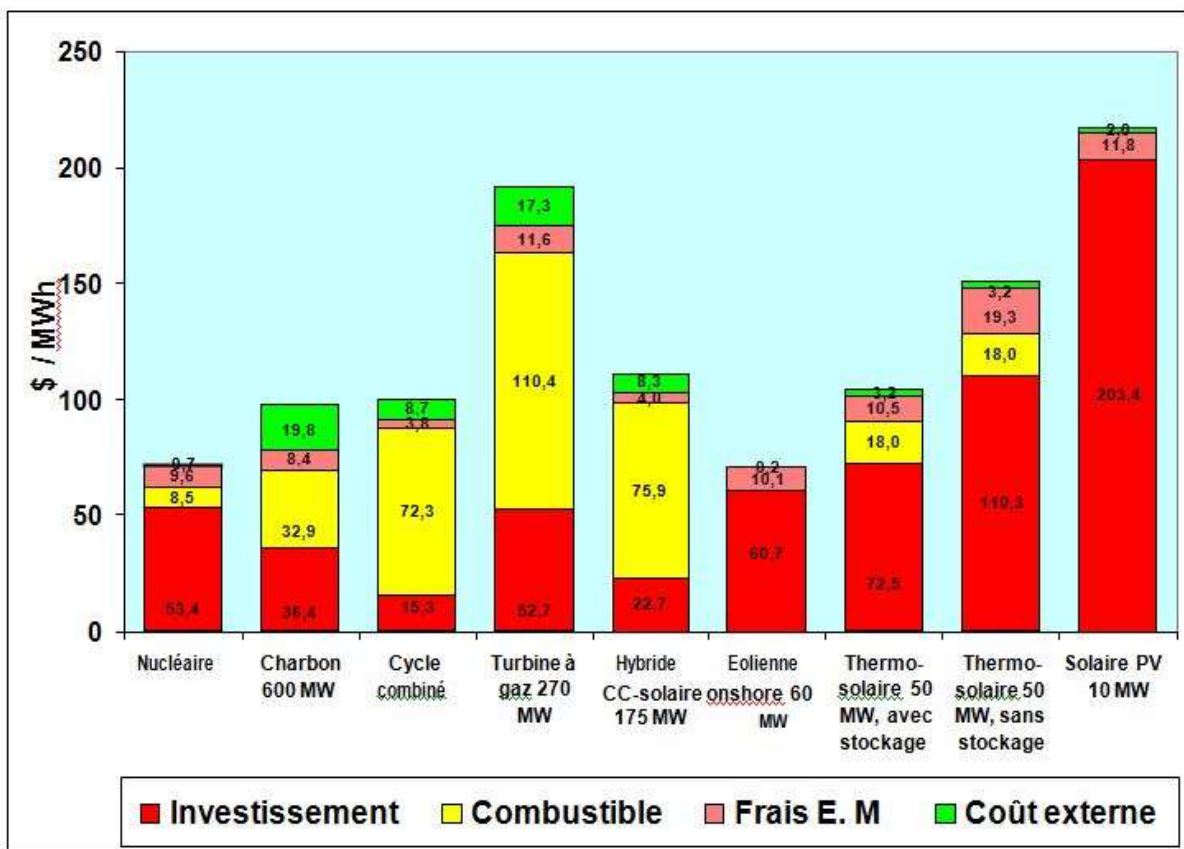


Figure 6.4 : Structure du coût de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production

On constate que la technologie qui a les coûts externes les plus élevés est la centrale supercritique à la houille, pour laquelle les coûts externes (19.8 \$/MWh) sont équivalents au coût du combustible (32.9 \$/MWh). Les turbines à gaz ont aussi des coûts d'externalités assez élevés (17.3 \$/MWh). La prise en compte des externalités renforce la position des centrales éoliennes et nucléaires qui ont des coûts externes très faibles (0.2 et 0.7 \$/MWh).

Les intervalles de variation des coûts nivelés de production des différentes options de développement du parc tunisien de production de l'énergie électrique, pendant toute la période 2009-2031 et pour toutes les variantes de coûts d'investissement et de prix des combustibles, sont montrés dans les Figures 6.8 (sans externalités) et 6.9 (avec externalités).

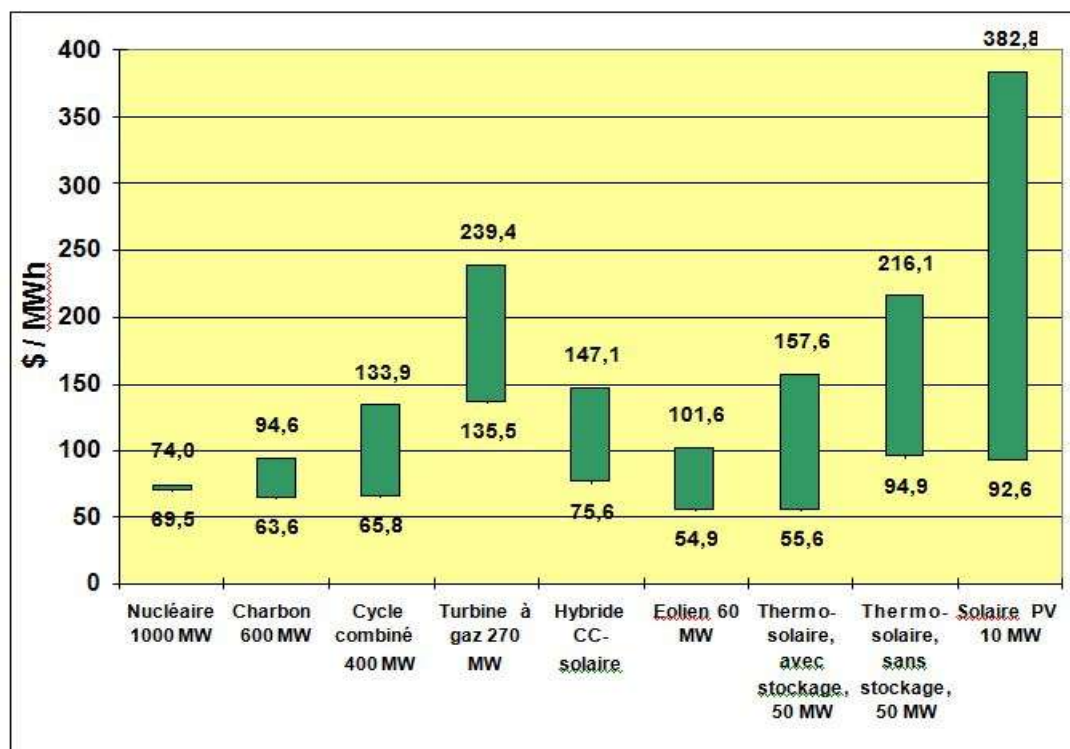


Figure : 6.5: Coûts de production, *sans externalités*, des options de développement du parc de production tunisien

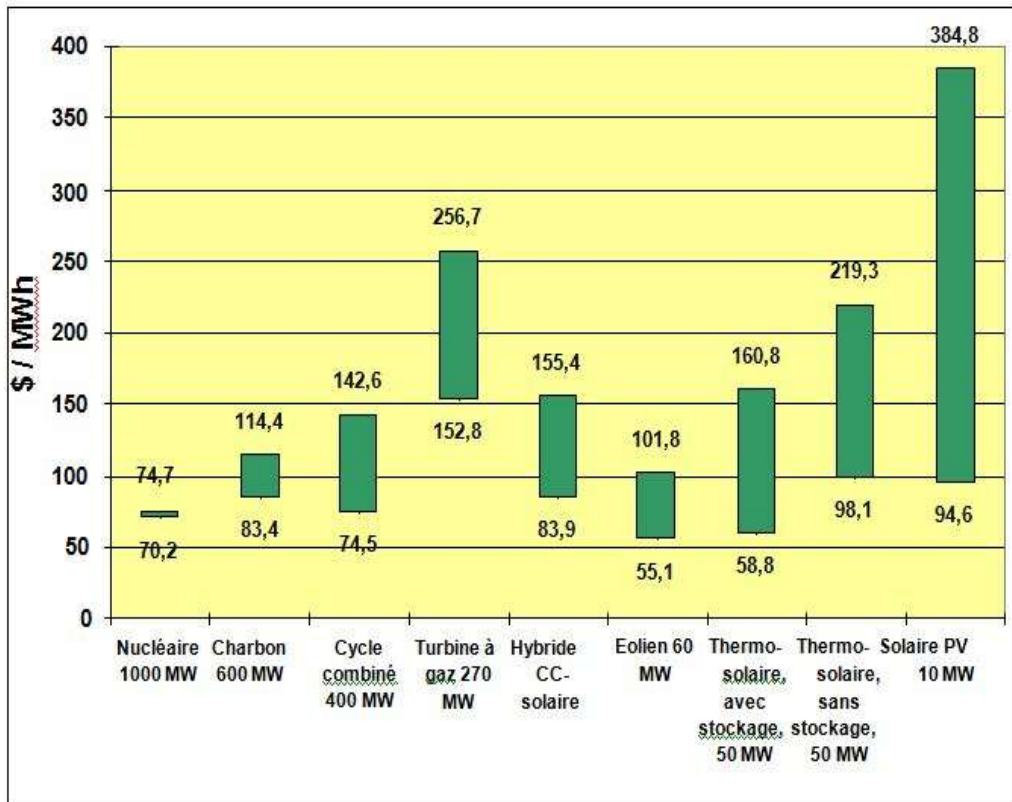


Figure : 6.6: Coûts de production, avec externalités GES uniquement, des options de développement du parc de production tunisien

7. Programmes de développement à moindre coût du parc de production de l'électricité

7.1. Le Modèle WASP

Le modèle Wien Automatic System Planning « WASP » est conçu pour évaluer le programme de développement optimum de point de vue économique d'un système de production d'électricité, sur une période allant jusqu'à trente années, soumis à des contraintes imposées par l'utilisateur. Il utilise l'estimation probabiliste des coûts de production, du coût de l'énergie non-fournie (défaillante) et de la fiabilité du système, une technique de programmation linéaire pour déterminer la politique optimale de dispatching satisfaisant certaines contraintes exogènes sur les émissions polluantes, disponibilité du combustible et production d'électricité de certaines centrales et une méthode d'optimisation par programmation dynamique pour comparer les coûts des différents programmes alternatifs de développement du système.

7.2. Hypothèses des analyses WASP

Les analyses relatives à l'optimisation du programme de développement du parc de production de l'énergie électrique de la Tunisie ont été effectuées pour les mêmes types d'unités de production que les analyses dans la partie de la modélisation et coût-bénéfices, sauf la centrale thermo-solaire sans stockage de l'énergie thermique (SSST) et la centrale photovoltaïque (PV10), qui n'ont pas été retenues pour l'analyse WASP parce que les analyses précédentes ont montré que leurs coûts de production sont plus élevés que ceux des autres options.

Les valeurs des paramètres techniques et économiques des options de développement suivantes: **NUCL**, **H600**, **C400** et **T270** ont été choisies par comparaison avec les hypothèses de plusieurs études élaborées récemment dans le monde par des entités de très bonne réputation professionnelle dans la planification énergétique: l'Agence Internationale de l'Energie, la Banque Mondiale, Energy Information Administration du Département de l'Energie des Etats- Unis, le Département du Commerce et de l'Industrie de la Grande Bretagne (DTI-UK), Massachusetts Institute of Technology (MIT), Electric Power Research Institute (EPRI) et Argonne National Laboratory des Etats-Unis, Pembina Institute de Canada, les universités techniques Lappeenranta (Finlande) et de Cape Town (Afrique du Sud), mais aussi les compagnies de consulting: ICF International, Lazard et Navigant Consulting.

Les données de ces sources ont été converties de leurs unités originelles aux unités du logiciel WASP et tous les coûts ont été convertis en dollar (\$). Les valeurs des paramètres techniques et économiques choisis pour la Tunisie sont montrées dans les annexes pour les options NUCL, H600, C400 et T270.

Les valeurs des paramètres techniques et économiques de l'option hybride **HGNS** ont été choisies par comparaison avec les centrales à cycle combiné, en ajustant les valeurs des paramètres qui sont influencés par l'intégration de l'îlot solaire. Les valeurs des paramètres techniques et économiques des options éoliennes terrestres **EOLT** et thermo-solaires avec stockage de l'énergie thermique **SAST** ont été élaborées dans des études à part et présentées comme annexes de cette étude.

Les options de développement: NUCL, H600, C400, HGNS, T270 et SAST ont été traitées dans la section des centrales thermiques du logiciel WASP. Le Tableau 7.1 présente les données d'entrée du logiciel WASP pour toutes les options de développement du parc tunisien de production de l'énergie électrique

Tableau 7.1: Les données d'entrée du logiciel WASP pour toutes les options de développement du parc de production tunisien

Paramètre	Unité	Options de développement du parc de production						
		NUCL	H600	C400	HGNS	T270	EOLT	SAST
Taille (Pmax)	MW	1000	600	400	175	270	60	50
Puissance minimum (Pmin)	MW	700	360	240	75	0.27	-	25
Rendement à la Pmax	%	33	40	52.7	52.5	34.5	-	35
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	2606	2150	1631	1712	2489	-	405
Rendement à la Pmin	%	29	33	48.3	40	30	-	28
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	2966	2606	1781	2247	2867	-	507
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	1767	1466	1407	1311	2489	-	304
Contribution à la réserve tournante du système	%	0	5	5	5	0	0	0
Taux de panne	%	4	10	9	8	7	-	45
Temps de maintenance	Jours / an	30	42	25	25	18	-	0
Prix du combustible en 2016	¢ / Gcal	298	1461	3967	3967	3967	-	3967
Frais E & M fixes	\$ / kW-mois	5.83	2.5	1.01	1.08	0.91	2.03	5.03
Frais E & M variables	\$ / MWh	0.5	4.1	2.1	2.1	3.3	-	0
Pouvoir calorifique du combustible	kcal/kg	955200000	6300	10000	10000	10000	-	10000
Facteur d'émissions SO ₂	% masse combustible	0	0.211	0	0	0	-	0
Facteur d'émissions CO ₂	% masse combustible	0	239.3	273.6	273.6	273.6	-	273.6
Coût d'investissement	\$ / kW	3820	2450	984	1575	658	1368.5	4230.5
Temps de construction	ans	6	4	3	3	2	2	3
Durée de vie	ans	50	35	25	25	25	20	30

Les autres données générales de l'analyse WASP sont les suivantes:

- Période de planification: 2016 - 2031
- Période d'étude : 2016 - 2045
- Taux d'actualisation: 8%
- Nombre de période par an : 4
- Coût de l'énergie défaillante : 5\$/KWh

La figure 7.1 représente l'interface de saisie des données d'entrées du logiciel WASP

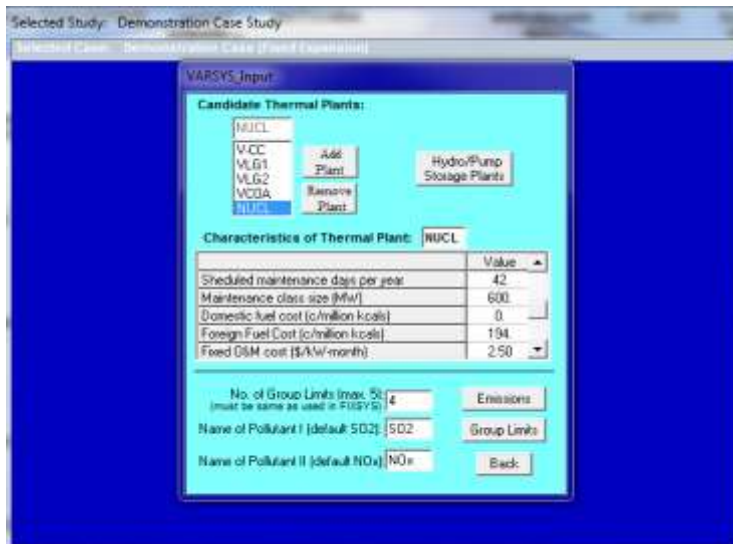


Figure 7.1 : fenêtre de saisie des données d'entrées du logiciel WASP

7.3. Résultats des analyses WASP

Après avoir préparé les données nécessaires aux simulations avec le modèle WASP, réalisé les analyses préliminaires expliquant les choix du modèle et défini la méthodologie à suivre pour l'optimisation du développement du parc de production, des simulations ont été effectuées afin d'aboutir à un programme optimal diversifié.

Outre le scénario de référence qui met en compétition toutes les technologies de production de l'électricité donnant ainsi le programme optimal, des scénarios supplémentaires, privilégiant certaines options de production de l'électricité, ont été analysés afin de déterminer les différences de leurs résultats par rapport à ceux du scénario de référence, particulièrement en termes de surcoût, de besoins en combustibles fossiles et d'émissions de gaz à effet de serre. Les scénarios étudiés expriment les choix stratégiques suivants:

- Un scénario de référence avec un potentiel éolien total fixé à 550 MW y compris les centrales existantes et planifiés.
- Un scénario de référence sans contrainte technique sur la capacité éolienne additionnelle.
- Un scénario 2 remplaçant la centrale nucléaire de puissance 1000MW par des centrales thermo-solaires avec stockage.
- Un scénario 3 traduisant la continuité de la tendance actuelle en utilisant le gaz naturel et en introduisant les énergies renouvelables (solaire et éolien).
- Un scénario 4 écartant l'option nucléaire et privilégiant les centrales à charbon et les énergies renouvelables.
- Un scénario 5 écartant l'option charbon et privilégiant l'option nucléaire et les énergies renouvelables.

7.4. Le programme de développement optimal :

L'optimisation du développement du parc de production a été réalisée sur une période d'étude de 30 ans (2016-2045), pour permettre au logiciel WASP une bonne comparaison économique des options de développement, et une période de planification de 15 ans (2016-2031), pour laquelle on analyse les résultats de l'optimisation. Cette optimisation a été effectuée sans et avec la prise en compte des coûts externes associés aux différentes technologies de production de l'électricité.

La Figure 7.2 montre l'évolution des capacités installées du parc de production par type de technologie en précisant la capacité du parc existant et celles des nouvelles unités investies.

Le programme d'équipement optimal, sans tenir compte des énergies renouvelables, prévoit l'introduction d'une puissance totale de 4690 MW jusqu'en 2031.

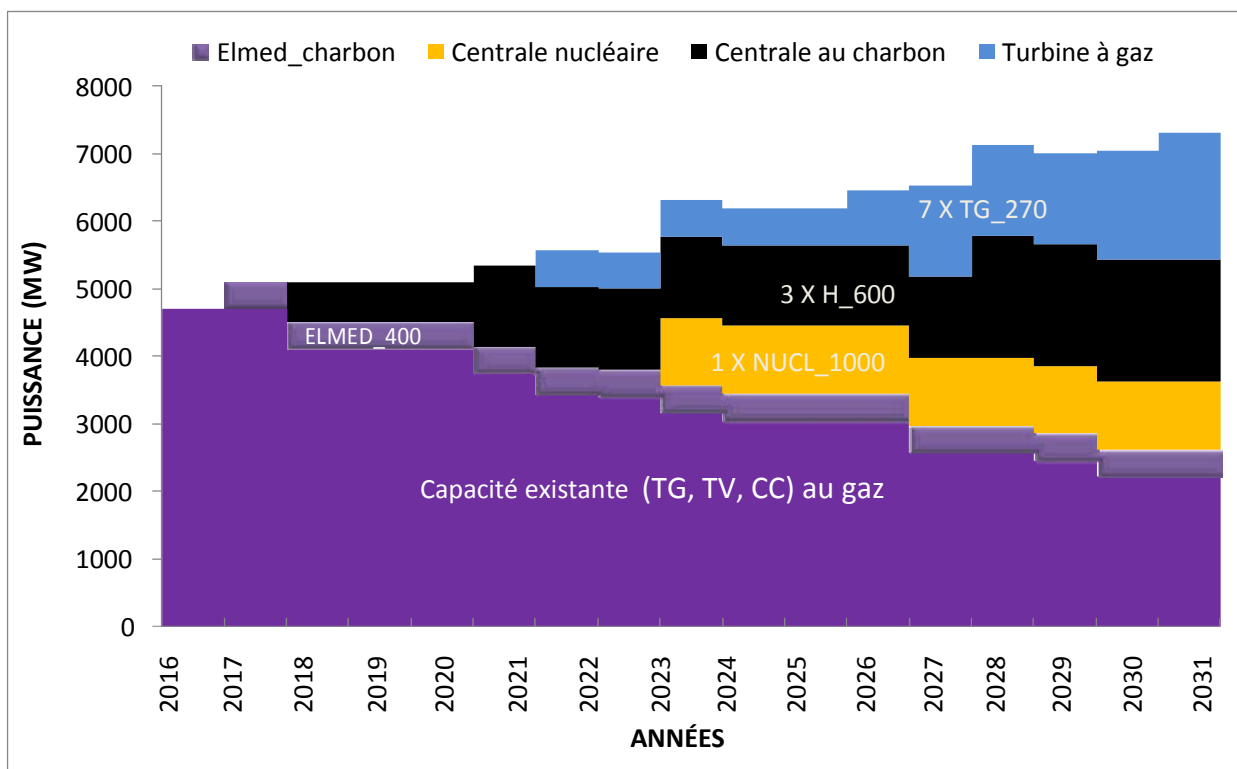


Figure 7.2 : Évolution de la puissance installée du parc de production tunisien, sans tenir compte des énergies renouvelables, pour la période 2016-2031

En introduisant les énergies renouvelables, la capacité investie sur la période de planification 2016-2031 s'élève à 4870 MW (soit 180 MW de puissance renouvelable), le coût du combustible diminue et la fonction objective de l'optimisation diminue aussi. Sa ventilation par type de technologie est donnée dans le Tableau 7.2 :

Tableau 7.2 : Programme de développement optimal du parc de production pour la période 2016-2031

Année	Puissance du système existant	Equipements dispatchables			Equipements intermittents	Puissance totale du parc de production
		Equipements de base		Equipements de pointe		
		Centrale nucléaire (1000 MW/Unité)	Centrale au charbon (600 MW/Unité)	Turbine à gaz (270 MW/Unité)	Centrale éolienne (60 MW/Unité)	
2016	4706	-	-	-	-	-
2017	4106	-	1	-	2	4880
2018	4106	-	-	-	-	4880
2019	4506	-	-	-	-	5226
2020	4146	-	1	-	-	5466
2021	3836	-	-	2	-	5696
2022	3809	-	-	-	-	5669
2023	3573	1	-	-	-	6433
2024	3455	-	-	-	1	6375
2025	3455	-	-	-	-	6375
2026	3455	-	-	1	-	6645
2027	2984	-	-	2	-	6714
2028	2984	-	1	-	-	7314
2029	2866	-	-	-	-	7196
2030	2626	-	-	1	-	7226
2031	2626	-	-	1	-	7496

Pour la période 2016-2021, la solution optimale prévoit la mise en service de deux centrales au charbon, deux turbines à gaz et deux centrales éoliennes soit une puissance totale additionnelle de 1860 MW. Ces mises en service permettront de répondre à la demande électrique et l'évolution de la pointe annuelle qui s'élève à 4472 MW en 2021. Outre l'introduction de la première centrale nucléaire en 2023, le programme de développement optimal prévoit à l'horizon 2026, l'introduction d'une troisième turbine à gaz et une nouvelle centrale éolienne permettant de répondre à une partie de la demande en énergie électrique. Notons que la puissance de pointe atteindrait 5091 MW en 2026.

Avec une croissance annuelle moyenne sur la période 2027-2031, la puissance de pointe s'élève à 5687 MW en 2031. Afin de couvrir cette puissance de pointe et le déclassement du plus gros groupe électrique actuel soit le cycle combiné de Radès de 410 MW, le programme optimal de développement prévoit l'introduction d'une troisième centrale au charbon, quatre turbines à gaz (Figure 7.3).

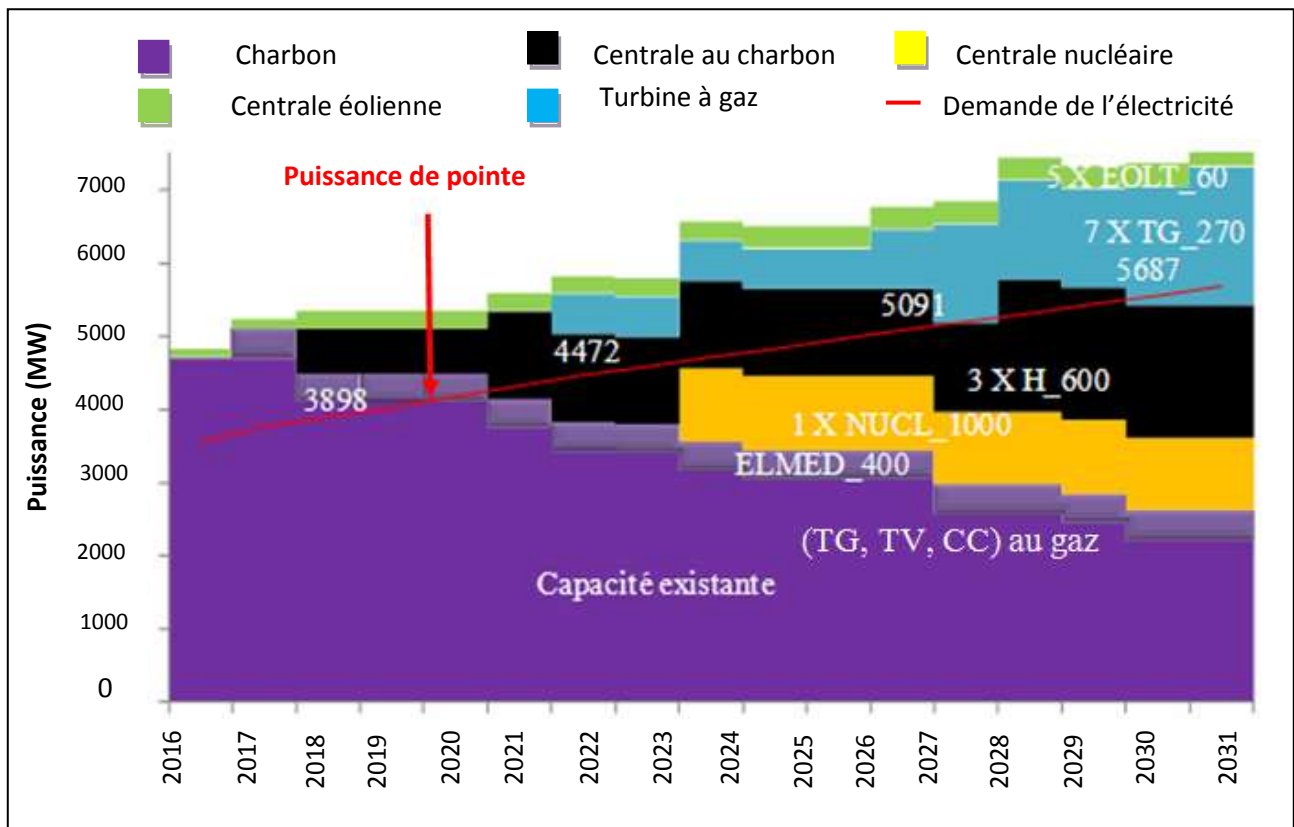


Figure 7.3 : Évolution de la puissance installée du parc de production tunisien, en tenant compte des énergies renouvelables

Comme le montre la Figure 7.4, la quote-part des unités au gaz naturel dans la production d'électricité décroît et passe de 95% en 2016 à 52% en 2022. En effet, les unités au gaz sont substituées par les unités au charbon qui fournissent 43% de la production totale en 2022.

Avec l'introduction du nucléaire en 2023, la part de l'électricité d'origine nucléaire est de l'ordre de 28% alors que celle du gaz décroît de 33% et représente 34% de l'énergie totale produite et la production des centrales au charbon décroît aussi.

Au cours de la période 2023-2031, les parts en production de la centrale nucléaire et des unités au gaz se tassent légèrement pour atteindre respectivement 25% et 28% en 2031, par contre celle des unités au charbon augmente et atteint 42%. Le taux de participation des technologies vertes dans la production totale sera de 5%.

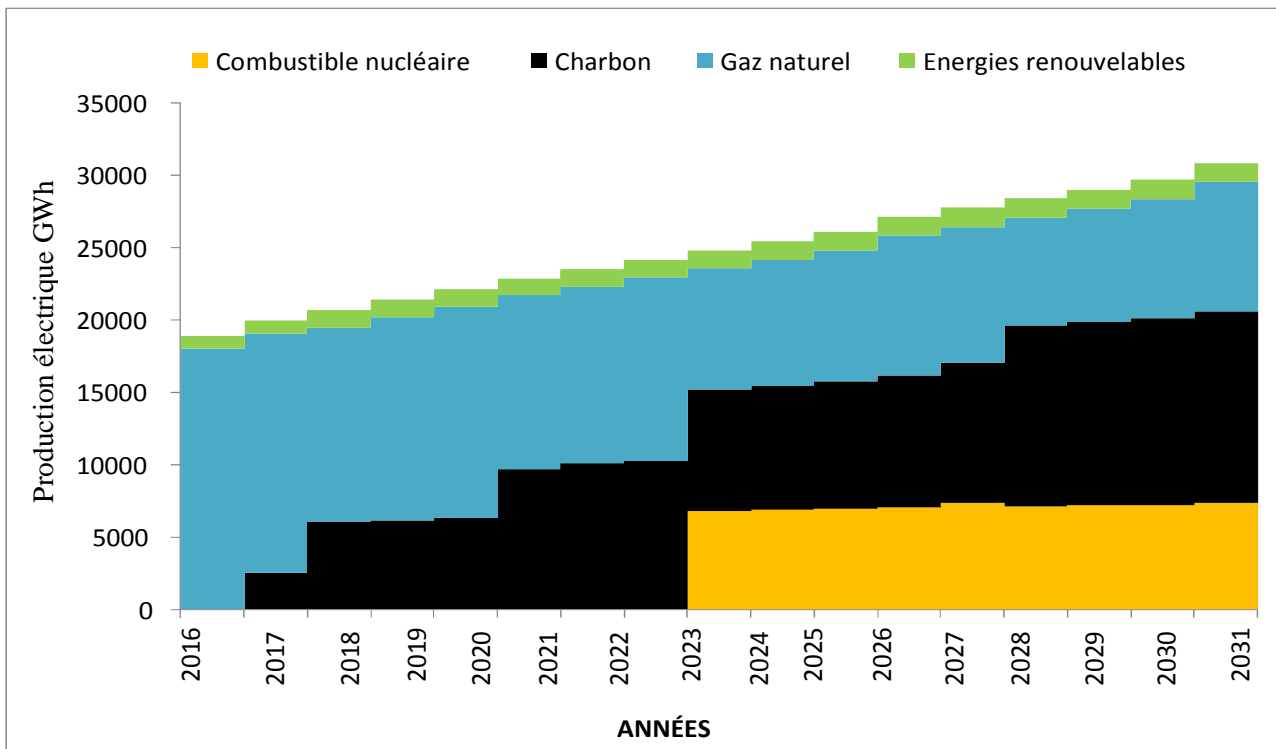


Figure 7.4 : Organisation de la production électrique par type de combustible

Conclusion Générale

On s'est intéressé dans ce travail à l'étude des options de développement d'un parc de production de l'électricité de la Tunisie.

Cette étude a permis d'évaluer les différentes options d'un développement optimal du parc de production de l'électricité à l'horizon 2031, et ce, en satisfaisant à moindre coût la demande nationale en électricité, en respectant des contraintes comme la fiabilité du système électrique et les contraintes environnementales tout en assurant une sécurité d'approvisionnement en combustibles à travers la diversification.

Il ressort de cette étude les conclusions suivantes:

- Les centrales nucléaires et celles à charbon sont les meilleures options non-renouvelables de développement du parc de production tunisien après 2016 selon leurs coûts nivelés de production, déterminés par les méthodes de screening et coût-bénéfice.
- L'option renouvelable la plus prometteuse est l'éolien terrestre, qui aura après 2016 un coût nivelé de production comparable aux meilleures options non-renouvelables et qui, en plus, a une tendance décroissante et n'est pas soumise au risque de croissance du prix du combustible.
- L'introduction de la première centrale électronucléaire en Tunisie est justifiée de point de vue économique. Par ailleurs, cette option permet de diminuer la dépendance au gaz naturel.
- Les énergies renouvelables font partie du programme optimal du parc de production de l'électricité sans dégrader la fiabilité du système électrique qui est déjà assurée par les moyens de production non-renouvelables. Elles assurent, selon le scénario de référence, une production de 5% au lieu de moins de 2% actuellement. L'introduction de ces technologies vertes procure, pour les scénarios sans et avec externalités, un gain en combustibles fossiles et permet de réduire les émissions des gaz à effets de serre.

Annexe 1 : Valeurs des paramètres techniques et économiques de l'unité nucléaire NUCL

Paramètre	Unité	Sources des données										NUCL Tunisie
		ICF(1)	IEA-ETSAP(2)	US-DOE-EIA(3)	MIT(4)	EPRI(5)	Lazard(6)	Navigant(7)	ANL(8)	DTI-UK(9)	IEA, WEO 2006(10)	
Cas	-	-	-	-	-	-	-	-	EPR pour Pologne	-	-	-
Taille (Pmax)	MW	-	-	1350	-	1400 - 1500	1100	1000	1500	-	-	1000
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	700
Rendement à la Pmax	%	32.8	LWR, HWR: 30 - 32;	32.7	-	33 PCS	-	32.8 PCS	37	36.1 PCI	33 PCI	33
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	2633	-	-	-	-	2606
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2966
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1767
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	30
Prix du combustible	¢ / Gcal	-	-	-	276	330	198	212	271	-	219	298
Frais E & M fixes	\$ / kW-an	117	0	93	-	-	12.8	59	49	-	72	70
Frais E & M variables	\$ / MWh	1.3	10 – 16	0.5	-	-	11	1.3	0.6	-	0	0.5
Coût d'investissement		4913	2600 - 3115	3445	4154	3380 - 3980	3750 - 5250	2563	2217	2769	-	3820
Temps de construction	Ans	-	5	6	-	-	6	-	7	-	5	6
Durée de vie	Ans	-	Technique: 30 - 60; LWR/EPR: 60;	-	-	-	-	40	40	40	40	50

Sources:

- (1) ICF International, Investment decisions for baseload power plants, January 2010
- (2) International Energy Agency (IEA), Energy Technology System Analysis Program (ETSAP), Nuclear power, November 2009
- (3) US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009, 03/09
- (4) Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2009 Update of the MIT 2003 Future of nuclear power, 2009
- (5) Electric Power Research Institute (EPRI), USA, Program on technology innovation: Integrated generation technology options, Technical update, November 2008
- (6) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June 2008
- (7) Navigant Consulting Inc., Levelized Cost of Generation Model - Renewable Energy, Clean Coal and Nuclear Inputs, Integrated Energy
- (8) Policy Report (IEPR) Committee Workshop on the Cost of Electricity Generation, June 2007 (prepared for: California Energy
- (9) Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division – Poland becoming a member of the Global Nuclear Energy Partnership, Volume 2 - Appendices, March 2007
- (10) Department of Trade and Industry (DTI), United Kingdom (UK), The energy challenge, Energy review report 2006, July 2006

Notes:

LWR - Light Water Reactor

HWR - Heavy water reactor

EPR - European Pressurized Reactor

PCS - Pouvoir calorifique supérieur

PCI - Pouvoir calorifique inférieur

Annexe 2 : Valeurs des paramètres techniques et économiques de l'unité à charbon H600

Paramètre	Unité	Sources des données											H600 Tunisie	
		ICF(1)			CD(2)		EPRI(3)	Lazard(4)	WB- ESMAP(5)	ANL(6)	IEA(7)	Pembina(8)		DTI-UK(9)
Cas	-	1	2	3	Europe	Maroc	-	-	-	Pologne	Avec FGD	Avec FGD, LNB, SCR	-	-
Taille (Pmax)	MW	-	550	600	500	500	600 - 750	-	500	400	384 - 965	100 - 1000	600	600
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	360
Rendement à la Pmax	%	37.5	39.1 PCS	37.3 PCS	-	-	38 PCS	-	43.6 PCI	43	41 - 47 PCI; 39.7 - 44.9 PCS	37.9 - 42.9	46 PCI	40
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	2235 - 2999	-	-	-	-	-	2150
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2606
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1466
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	10
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	-	42	-	-	-	42
Prix du combustible	¢ / Gcal	-	-	-	-	-	-	992	-	-	-	-	-	1461
Frais E & M fixes	\$/ kW-an	29	27	54	-	-	-	20.4 - 31.6	30	29	-	-	-	30
Frais E & M variables	\$/ MWh	3.5	5.1	1.7	-	-	-	2 - 5.6	4.1	2.1	-	-	-	4.1
Pouvoir calorifique du combustible	Kcal / kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6300
Coût d'investissement	\$/ kW	3097	1682	2230	2474	1844	2450	1825 - 3825	1197	1357	619 - 1602	1363 - 1780	1262	2450
Temps de construction	Ans	-	-	-	-	-	-	5	-	4	30 - 66 mois	-	-	4
Durée de vie	Ans	-	-	-	-	-	-	-	30	40	-	35	-	35

Sources:

- (1) ICF International, Investment decisions for baseload power plants, January 2010
- (2) Kevin Ummel and David Wheeler (Center for Global Development), Desert power: The economics of solar thermal electricity for Europe, North Africa, and the Middle East, Working paper number 156, December 2008
- (3) Electric Power Research Institute (EPRI), USA, Program on technology innovation: Integrated generation technology options, Technical update, November 2008
- (4) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June 2008
- (5) The World Bank Group (WB), Energy and Mining Sector Board, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Technical and economic assessment of off-grid, mini-grid and grid electrification technologies,ESMAP technical paper 121/07, December 2007
- (6) Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division – Poland becoming a member of the Global Nuclear Energy Partnership, Volume 2 - Appendices, March 2007
- (7) International Energy Agency, Fossil fuel-fired power generation, Case studies of recently constructed coal- and gas-fired power plants, In support of the G8 Plan of Action, 2007
- (8) The Pembina Institute (Canada) - A comparison of combustion technologies for electricity generation, December 2006, Appendix 1, www.pembina.org
- (9) Department of Trade and Industry (DTI), United Kingdom (UK), The energy challenge, Energy review report 2006, July 2006

Notes:

FGD - Flue Gas Desulfurization

LNB - Low NO_x Burner

SCR - Selective Catalytic Reduction

PCS - Pouvoir calorifique supérieur

PCI - Pouvoir calorifique inférieur

CCS - Capture et compression du carbone

Annexe 3: Valeurs des paramètres techniques et économiques de la centrale à cycle combiné C400

Paramètre	Unité	Sources des données													C400 Tunisie	
		ICF(1)	IEA-(2)	US-DOE (3)	CGD(4)		EPRi(5)	Lazard(6)	LUT(7)	WB- ESMAP(8)	ANL(9)	WB(10)	IEA(11)	DTI-UK(12)		UCT(13)
Cas	-	-	-	-	Europe	Maroc, Libye, Egypte	-	-	-	-	Pologne	-	-	-	-	-
Taille (Pmax)	MW	560	-	400	500	500	-	550	400	300	300	452	-	-	387	400
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	240
Rendement à la Pmax	%	50.8 PCS	52 – 60	50.5	-	-	47.0	-	58.0	51 PCI	58.0	-	58 PCI	58 PCI	50	52.7
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	1714 - 1819	-	-	-	-	-	-	-	1631
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.3
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1781
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1407
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	9
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	25
Prix du combustible	¢ / Gcal	-	-	-	-	-	-	3175	-	-	-	-	-	-	-	3967
Frais E & M fixes	\$ / kW-an	10.5	-	12.1	-	-	-	5.5 - 6.2	-	8.0	15.7	-	-	13.9	25.9	12.1
Frais E & M variables	\$ / MWh	1.4	-	2.1	-	-	-	2 - 3.5	-	4.6	0.6	0.5	-	4.3	21.0	2.1
Pouvoir calorifique du combustible	Kcal / kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10000
Coût d'investissement	\$ / kW	592	1000 - 1250	984	1000	772 - 830	831	700 - 875	1030	661	690	932	694	866	838	984
Temps de construction	ans	-	2 – 3	3	-	-	-	3	-	-	2	2	3	-	-	3
Durée de vie	ans	-	-	30	-	-	-	-	25	25	30	25	25	35	25	25

Sources:

- (1) ICF International, Investment decisions for baseload power plants, January 2010
- (2) International Energy Agency (IEA), Energy Technology System Analysis Program (ETSAP), Gas-fired power, September 2009
- (3) US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009, March 2009
- (4) Kevin Ummel and David Wheeler (Center for Global Development), Desert power: The economics of solar thermal electricity for Europe, North Africa, and the Middle East, Working paper number 156, December 2008
- (5) Electric Power Research Institute (EPRI), USA, Program on technology innovation: Integrated generation technology options, Technical update, November 2008
- (6) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June 2008
- (7) Lappeenranta University of Technology (LUT), Finland, Comparison of electricity generation costs, 2008
- (8) The World Bank Group (WB), Energy and Mining Sector Board, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Technical and economic assessment of off-grid, mini-grid and grid electrification technologies, ESMAP technical paper 121/07, December 2007
- (9) Argonne National Laboratory, Decision and Information Sciences Division - Poland becoming a member of the Global Nuclear Energy Partnership, Volume 2 - Appendices, March 2007
- (10) World Bank (WB), Project appraisal document on ISCC power project Aîn Beni Mathar, Maroc, February 2007
- (11) International Energy Agency (IEA), Tackling investment challenges in power generation in IEA countries, 2007
- (12) Department of Trade and Industry (DTI), United Kingdom (UK), The energy challenge, Energy review report 2006, July 2006
- (13) University of Cape Town (UCT), Energy Research Centre, Energy policies for sustainable development in South Africa, Options for the future, April 2006

Notes:

PCS - Pouvoir calorifique supérieur

PCI - Pouvoir calorifique inférieur

IDC - Interest during construction (Intérêts intercalaires)

Annexe 4 : Valeurs des paramètres techniques et économiques de la turbine à gaz T270

Paramètre	Unité	Sources des données						T270 Tunisie	
		IEA-ETSAP(1)	US-DOE-EIA(2)	Lazard(3)		WB-ESMAP(4)	IEA(5)		UCT(6)
Cas	-	-	-	Limite inférieure: GE 7FA	Limite supérieure:GE LM6000PC	-	-	-	-
Taille (Pmax)	MW	-	230	150		-	-	120	270
Puissance minimum (Pmin)	MW	-	-	-	-	-	-	-	0.27
Rendement à la Pmax	%	35 - 42	36.7	-	-	34 PCI	37	32	34.5
Consommation spécifique à la Pmax	Kcal / kWh	-	-	2742	2570	-	-	-	2489
Rendement à la Pmin	%	-	-	-	-	-	-	-	30
Consommation spécifique à la Pmin	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	2867
Consommation spécifique incrémentale entre Pmin et Pmax	Kcal / kWh	-	-	-	-	-	-	-	2489
Contribution à la réserve tournante du système	%	-	-	-	-	-	-	-	0
Taux de panne	%	-	-	-	-	-	-	-	7
Temps de maintenance	Jours / an	-	-	-	-	-	-	-	18
Prix du combustible	\$/ Gcal	-	-	3175		-	-	-	3967
Frais E&M fixes	\$/ kW-an	-	10.9	6.8	27	3.0	-	25.9	10.9
Frais E&M variables	\$/ MWh	-	3.3	4.7	28	11.4	-	29.6	3.3
Pouvoir calorifique du combustible	Kcal / kg	-	-	-	-	-	-	-	10000
Coût d'investissement	\$/ kW	800 - 1000 (incl. IDC)	658	500	1150	490	427	585	658
Temps de construction	Ans	2	2	2		-	2	2	2
Durée de vie	ans	30	-	-	-	25	20	25	25

Sources:

- (1) International Energy Agency (IEA), Energy Technology System Analysis Program (ETSAP), Gas-fired power, September 2009
- (2) US Department of Energy (DOE), Energy Information Administration (EIA), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009, 03/2009
- (3) Lazard, Levelized cost of energy analysis, Version 2.0, June2008
- (4) The World Bank Group (WB), Energy and Mining Sector Board, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP),
- (5) Technical and economic assessment of off-grid, mini- grid and grid electrification technologies, ESMAP technical paper 121/07,
- (7) International Energy Agency (IEA), Tackling investment challenges in power generation in IEA countries, 2007
- (8) University of Cape Town (UCT), Energy Research Centre, Energy policies for sustainable development in South Africa, Options for the future, April 2006

Notes:

PCI - Pouvoir calorifique inférieur

IDC - Interest during construction (Intérêts intercalaires)

Références bibliographiques

- [1] AIEA, Modèle pour l'Analyse de la Demande d'Énergie (MAED-2), Manuel de l'utilisateur, juillet 2007.
- [2] IAEA-TECDOC-1408, Energy supply options for Lithuania, September 2004.
- [3] Enquête auprès des clients résidentiels de la STEG 2012
- [4] Recensement national de la population de la Tunisie
- [5] Bilan énergétiques national 1980 - 2004, 2005, 2006
- [6] Statistiques rétrospectives national (Observatoire Nationale de l'Énergie) 1985-2006
- [7] Statistiques rétrospectives de la STEG 1995-2005
- [8] UNDP, Human Development Report 2000 – 2005 – 2006
- [9] World Bank – World Development Indicator 2002-2003-2004-2005-2006- 2007-2008-
- [10] OECD, IEA, Eurostat, Energy-statistics, manual 2004.
- [11] OCDE, AIE, Eurostat, Manuel sur les statistiques de l'énergie, 2005.
- [12] Joyce Dargay, Dermot Gately, Martin Sommer, Vehicle ownership and income growth, Worldwide: 1960-2030, January 2007
- [13] BP statistical review of world energy, June 2016.pdf
- [14] US-DOE, Energy Information Administration, Tunisia energy data.htm
- [15] US-DOE, Energy Information Administration, World proven crude oil reserves 1980-2009, February 2009.xls
- [16] US-DOE, Energy Information Administration, World proven reserves of oil and natural gas.htm
- [17] California Energy Commission, Comparative costs of California central station electricity generation, Final staff report, January 2010.