

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Batna -2-
Faculté de Technologie
Département d'Électrotechnique



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT 3^{ème} Cycle LMD

Spécialité: Electrotechnique

Option: Commande Des Systèmes Industrielles Et Energies Renouvelables

Par

ABADA Z'hour

Master en Électrotechnique

Thème

**Stratégies d'approvisionnement en énergies fossiles
des centrales électriques algériennes
Perspectives et développements**

Soutenue le : 12/07/2018

Devant le jury:

FETHA Chérif	Prof.	Université Batna -2-	Président
BOUHARKAT Malek	Prof.	Université Batna -2-	Rapporteur
DIB Djalel	Prof.	Université Tébessa	Examineur
BAHI Tahar	Prof.	Université Annaba	Examineur
RAHEM Djamel	Prof.	Université O.E. Bouaghi	Invité

Remerciements

Avant tout je remercie *Allah* Le tout puissant de m'avoir donné le courage, la volonté, la patience, et la santé durant toutes ces années et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

Je tiens à exprimer mes remerciements et ma gratitude à monsieur le Professeur **BOUHARKAT Malek**, pour avoir assumé la responsabilité de m'encadrer, m'orienter et de me conseiller tout au long de la réalisation de ce travail.

J'adresse également mes remerciements très profonds à monsieur **FETHA Chérif**, Professeur de l'Université de Batna -2- pour avoir accepté de présider le jury d'évaluation.

Je remercie particulièrement monsieur **DIB Djalel**, Professeur de l'Université de Tébessa, pour ses conseils, son aide, son attention et sa gentillesse tout au long de durée de mes études (Licence-Master-Doctorat), et pour avoir accepté de juger ce travail.

Mes remerciements les plus sincères sont adressés à monsieur **BAHI Tahar**, professeur de l'Université d'Annaba, pour avoir accepté d'être examinateur de cette thèse.

Mes vifs remerciements vont aussi à monsieur **RAHEM Djamel**, professeur de l'université d'Oum El Bouagui, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.

Je suis très reconnaissant également à monsieur **SLIMANI Abdeldjalil** de l'Unité URERMS/CDER à Adrar, pour l'aide qu'il m'a apporté durant la préparation de ce travail.

Enfin, on remercie tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

A ma famille

A mes amis

Et, A mes collègues

العنوان :

استراتيجيات إمدادات الطاقة الأحفورية لمحطات الطاقة الجزائرية، وجهات النظر والتطورات.

الملخص :

في هذا العمل، سيتم توجيه النظر نحو إمكانات الطاقة في الجزائر (التقليدية والمتجددة). بعد ذلك، شرح وتحليل الجوانب المختلفة لإستراتيجية الطاقة في البلاد (الإنتاج والتصدير)، مع الأخذ بعين الاعتبار دور الطاقات المتجددة في الاقتصاد الجزائري وكفاءة الطاقة في المستقبل. وأخيراً، نمذجة للتقنيات الأكثر استخداماً في إنتاج الكهرباء في الجزائر، تليها دراسة طاقوية لمحطات الطاقة الهجينة (سنأخذ محطة حاسي الرمل للطاقة الهجينة كمثال). مع تطبيق طريقة المربعات الصغرى في كل جزء من النمذجة لتحسين نتائج التحليل.

الكلمات المفتاحية :

الجزائر، إمكانات الطاقة، الطاقة التقليدية، الطاقات المتجددة، الاحتياطي، الإنتاج، استراتيجية التسيير، التوربين الغازي، التوربينات البخارية، الدورة المركبة، النظام الهجين، المربعات الصغرى.

Titre :

Stratégies d'approvisionnement en énergies fossiles des centrales électriques algériennes, perspectives et développements

Résumé :

Dans ce travail, les orientations seront dirigées vers le potentiel énergétique de l'Algérie (Conventionnelle et renouvelable). En suite, la compréhension et l'analyse des différents aspects de la stratégie énergétique (Production, Exportation) du pays, en prenant en compte le rôle des énergies renouvelable dans l'économie et l'efficacité énergétique de l'Algérie au futur. Finalement une modélisation des technologies les plus utiles dans la production d'électricité en Algérie, suivi par une étude énergétique des centrales hybride (on va prendre la centrale hybride de Hassi R'mel comme exemple). Avec l'application de la méthode des moindres carrés dans chaque partie de modélisation pour optimiser les résultats de calcul.

Mots clé :

Algérie, potentiel énergétique, énergies conventionnelles, énergies renouvelables, réserve, production, stratégie de gestion, turbine à gaz, turbine à vapeur, cycle combiné, système hybride, moindres carrés.

Title:

Fossil energy supply strategies for Algerian power plants, perspectives and developments

Abstract :

In this work, the orientations will be directed towards the energy potential of Algeria (Conventional and renewable). Next, understanding and analyzing the different aspects of the country's energy strategy (Production, Export), taking into account the role of renewable energies in Algeria's economy and energy efficiency in the future. Finally, a modeling of the most useful technologies in electricity production in Algeria, followed by an energy study of the hybrid power plants (we will take the Hassi R'mel hybrid power plant as an example). With the application of the least squares method in each modeling part to optimize the calculation results.

Keywords:

Algeria, energy potential, conventional energy, renewable energies, reserve, production, management strategy, gas turbine, steam turbine, combined cycle, hybrid system, least squares.

TABLE DES MATIERES

Remerciements.....	i
Dédicaces.....	ii
Résumés.....	iii
Table des matières.....	iv
Table des figures.....	viii
Table des tableaux.....	xi
Introduction générale.....	001
<u>CHAPITRE I</u>	
<u>Potentiel énergétique de l'Algérie</u>	
I.1. Introduction.....	005
I.2. Géologie de l'Algérie.....	005
I.2.1. Morphologie générale.....	006
I.2.2. Cadre géologique.....	007
I.2.2.1. Algérie alpin.....	007
I.2.2.2. La plate-forme saharienne.....	007
I.3. Le potentiel des hydrocarbures en Algérie.....	008
I.3.1. Le pétrole.....	009
I.3.1.1. Réserves mondiales de pétrole.....	010
I.3.1.2. Réserves algériens de pétrole.....	011
I.3.2. Gaz naturel.....	013
I.3.2.1. Réserves mondiales de gaz naturel.....	013
I.3.2.2. Réserves algériens de gaz naturel.....	015
I.3.3. Gaz de schiste.....	016
I.3.3.1. Techniques d'extraction de gaz de schiste.....	018
I.3.3.1.1. Exploration.....	019
I.3.3.1.2. Études préliminaires.....	019
I.3.3.1.3. Études de faisabilité technique.....	019
I.3.3.1.4. Etudes de faisabilité économique.....	020
I.3.3.1.5. Forage horizontal.....	020
I.3.3.1.6. La fracturation hydraulique.....	020
I.3.3.2. Réserves de gaz de schiste.....	022
I.3.4. Uranium & Charbon.....	025
I.3.4.1. Uranium.....	025

I.3.4.1.1. Réserves mondiales d'uranium.....	025
I.3.4.1.2. Réserves algériennes d'uranium.....	026
I.3.4.2. Charbon.....	027
I.3.4.2.1. Réserves mondiales de charbon.....	027
I.3.4.2.2. Réserves algériennes de charbon.....	028
I.4. Le potentiel renouvelable.....	029
I.4.1. Les différents types d'énergies renouvelables.....	029
I.4.1.1. L'énergie solaire.....	029
I.4.1.2. L'énergie éolienne.....	029
I.4.1.3. L'énergie biomasse.....	030
I.4.1.4. L'énergie hydraulique.....	030
I.4.1.5. L'énergie géothermique.....	030
I.4.2. Potentiel Algérien en énergie renouvelable.....	030
I.4.2.1. Potentiel solaire.....	031
I.4.2.2. Potentiel éolien.....	032
I.4.2.3. Potentiel géothermique.....	033
I.4.2.4. Potentiel de biomasse.....	034
I.4.2.5. Potentiel Hydraulique.....	035
I.4.2.6. L'hydrogène solaire.....	035
I.4.2.7. Le sable siliceux.....	036
I.5. Conclusion.....	037

CHAPITRE II

Production de l'énergie électrique en Algérie

II.1. Introduction.....	039
II.2. L'énergie électrique.....	039
III.3. Les différentes techniques de production.....	040
III.3.1. Les centrales thermiques à flamme.....	040
III.3.2. Les centrales nucléaires.....	040
III.3.3. Les Centrales hydroélectriques.....	040
III.3.4. Fermes éoliennes.....	041
III.3.5. Système solaire.....	041
III.3.5.1. Système solaire photovoltaïque.....	041
III.3.5.2. Système solaire thermique.....	041
III.3.6. Les centrales géothermiques.....	041
III.3.7. Les centrales de biomasse.....	042
II.4. Production mondiale de l'énergie électrique.....	042
II.4.1. Le mix électrique mondial.....	042
II.4.2. Répartition géographique de la production d'électricité.....	043

II.5. L'énergie électrique en Algérie.....	045
II.5.1. La part de l'électricité dans le bilan énergétique de l'Algérie.....	046
II.5.1.1. Production nationale d'énergie.....	046
II.5.1.1.1. Production d'énergie primaire.....	046
II.5.1.1.2. Production d'énergie dérivée.....	046
II.5.1.2. Consommation nationale d'énergie.....	047
II.5.2. La production de l'électricité en Algérie.....	048
II.5.3. L'exploitation de l'uranium et du charbon dans la production de l'énergie électrique.....	050
II.6. Programme national de développement des énergies renouvelables.....	050
II.6.1. Nouveau programme national.....	051
II.6.2. Perspectives d'investissement.....	052
II.6.2.1. Recherches et Développement.....	053
II.6.2.2. Situation chiffrée des Energies Renouvelables en Algérie.....	054
II.6.3. Le cadre réglementaire et incitatif.....	054
II.7. Conclusion.....	055

CHAPITRE III

Etude et modélisation des turbines par les phénomènes thermodynamiques

III.1. Introduction.....	057
III.2. Généralité sur la thermodynamique.....	058
III.3. Méthode des moindres carrés.....	059
III.3.1. Description de la méthode.....	059
III.3.2. Ajustement par la méthode des moindres carrés.....	060
III.4. Les turbines.....	062
III.4.1. Les turbines à vapeur.....	062
III.4.1.1. Cycle thermodynamique d'une turbine à vapeur.....	063
III.4.1.1.1. Cycle de Carnot.....	063
III.4.1.1.2. Le cycle de Rankine.....	064
III.4.1.1.3. La surchauffe.....	065
III.4.1.1.4. La resurchauffe.....	067
III.4.1.1.5. La régénération.....	068
III.4.1.2. Calcul de rendement.....	070
III.4.1.2.1. Pertes dans les turbines.....	070

III.4.1.2.2. Résultats et interprétations.....	072
III.4.1.2.3. Estimation de résultats avec la méthode des moindres carrés.....	073
III.4.2. Les turbines à gaz.....	076
III.4.2.1. Cycle thermodynamique idéal.....	076
III.4.2.2. Cycle thermodynamique réel.....	078
III.4.2.2.1. Rendement isentropique de détente.....	079
III.4.2.2.2. Rendement isentropique de compression.....	079
III.4.2.2.3. Séquences de calcul de compressions et détentees réelles.....	080
III.4.2.2.4. Rendement du cycle.....	080
III.4.2.3. Résultats et interprétations.....	081
III.4.2.4. Estimation des résultats avec la méthode des moindres carrés.....	082
III.4.3. Cycles combinés.....	084
III.4.3.1. Principe de fonctionnement.....	084
III.4.3.2. Échanges enthalpiques au sein d'un cycle combiné.....	085
III.4.3.3. Résultats et interprétations.....	085
III.4.3.4. Estimation des résultats avec la méthode des moindres carrés.....	086
III.5. Conclusion.....	087
 <u>CHAPITRE IV</u>	
<u>Etude d'un système hybride conventionnelle / Renouvelable</u>	
IV.1. Introduction.....	089
IV.2. Système hybride de production d'électricité.....	089
IV.2.1. Classification des systèmes d'énergie hybrides.....	089
IV.2.1.1. Le régime du fonctionnement.....	090
IV.2.1.2. La structure du système hybride.....	090
IV.3. Système hybride solaire-gaz de Hassi R'mel.....	090
IV.4. Principe de fonctionnement des capteurs cylindro-paraboliques.....	092
IV.5. Modélisation thermodynamique d'ISCCS.....	094
IV.5.1. Conception du système.....	094
IV.5.2. Stratégie d'exploitation.....	095
IV.5.3. Analyse du champ solaire.....	095
IV.5.4. Analyse d'ISCCS.....	097
IV.5.5. Résultats et interprétations.....	097
IV.5.6. Estimation des résultats avec la méthode des moindres carrés.....	099
IV.6. Conclusion.....	101
Conclusion générale.....	102
Références bibliographiques.....	105

TABLE DES FIGURES

CHAPITRE I

Potentiel énergétique de l'Algérie

Figure 1.1 : Carte géologique d'Algérie.....	006
Figure 1.2 : Carte de gisements hydrocarbures en Algérie.....	009
Figure 1.3 : Part de l'OPEP dans les réserves mondiales de pétrole brut.....	010
Figure 1.4 : les réserves de pétrole brut conventionnel des vingt premiers pays.....	011
Figure 1.5 : les réserves prouvées de pétrole brut conventionnel de l'Algérie (1960-2016).....	013
Figure 1.6 : les réserves de gaz naturel conventionnel des quinze premiers pays.....	014
Figure 1.7 : les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie en trillions de m ³	016
Figure 1.8: Roche argileuse feuilletée « schiste ».....	016
Figure 1.9 : Localisation géologique du gaz de schiste.....	017
Figure 1.10 : Les techniques d'extraction des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.....	018
Figure 1.11 : Schéma du procédé de la fracturation hydraulique.....	021
Figure 1.12 : Répartition dans le monde des réserves de gaz de schistes.....	022
Figure 1.13 : Les 10 Premiers pays détenant les plus grandes ressources de gaz de schiste.....	023
Figure 1.14 : Sept bassins identifiés de gaz de schiste en Algérie.....	024
Figure 1.15 : Réserves mondiales d'uranium en 2013.....	026
Figure 1.16 : Gîtes et Indices uranifères du Hoggar et des régions voisines du Niger et du Mali	027
Figure 1.17 : Réserves prouvées de charbon en 2013.....	028
Figure 1.18 : carte d'insolation solaire du monde.....	031
Figure 1.19 : Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011)....	032
Figure 1.20 : Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).....	033
Figure 1.21 : Localisation et température des ressources géothermiques de l'Algérie.....	034
Figure 1.22 : Cartographie de la production d'hydrogène en Algérie.....	036
Figure 1.23 : Carte des gisements algériens de silices.....	037

CHAPITRE II

Production de l'énergie électrique en Algérie

Figure 2.1 : Production mondiale d'électricité par source (2013).....	043
Figure 2.2 : Les dix premiers pays producteur de l'énergie électrique en 2013.....	044
Figure 2.3 : Production et consommation de l'énergie électrique en Algérie.....	045
Figure 2.4 : Structure de la production d'énergie primaire.....	046
Figure 2.5 : Structure de la production d'énergie dérivée.....	047
Figure 2.6 : Structure de consommation d'énergie.....	047
Figure 2.7 : Structure de la production d'électricité en Algérie (2009-2016).....	048

Figure 2.8 : Structure de la production d'électricité.....	049
Figure 2.9 : Répartition de la production nationale d'électricité par origine.....	049
Figure 2.10 : La répartition de programme de développement des énergies renouvelables par filière technologique.....	052
Figure 2.11 : Programme algérien des énergies renouvelables (Evolution objectifs par filière)..	053

CHAPITRE III

Etude et modélisation des turbines par les phénomènes thermodynamiques

Figure 3.1 : Le milieu extérieur d'un système.....	058
Figure 3.2 : Illustration de la méthode des moindres carrés.....	059
Figure 3.3 : nuage de points.....	060
Figure 3.4 : Schéma de principe d'une turbine.....	062
Figure 3.5 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot.....	063
Figure 3.6 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot.....	063
Figure 3.7 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine.....	064
Figure 3.8 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine.....	065
Figure 3.9 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé....	066
Figure 3.10 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé.....	066
Figure 3.11 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé	067
Figure 3.12 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé.....	067
Figure 3.13 : Circuit d'une centrale à vapeur avec régénération.....	068
Figure 3.14 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur avec régénération.....	068
Figure 3.15 : Circuit d'une centrale à vapeur avec prélèvement de vapeur.....	069
Figure 3.16 : Diagramme température-entropie d'une centrale avec prélèvement de vapeur.....	069
Figure 3.17 : Installation à vapeur mêlant surchauffe, resurchauffe, régénération, et conduits de décharge.....	070
Figure 3.18 : schéma simplifié le cycle thermodynamique d'une turbine à vapeur.....	072
Figure 3.19 : Rendement globale d'une turbine à vapeur en fonction de la puissance récupérable.....	073
Figure 3.20 : L'algorithme d'ajustement du rendement de TV par la méthode des moindres carrés.....	074
Figure 3.21 : Rendement d'une turbine à vapeur après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.....	075
Figure 3.22 : Schéma d'une turbine à gaz simple.....	076
Figure 3.23 : Cycle de Brayton dans le diagramme T-S.....	077
Figure 3.24 : Cycle réel d'une turbine à gaz simple.....	079
Figure 3.25 : Rendement d'une turbine à gaz en fonction des rapports r et θ	081
Figure 3.26 : L'algorithme d'ajustement du rendement de TG par la méthode des moindres carrés.....	082

Figure 3.27 : Rendement d'une turbine à gaz après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.....	083
Figure 3.28 : Schéma d'un cycle combiné.....	084
Figure 3.29 : Échanges d'énergie dans un cycle combiné.....	085
Figure 3.30 : Rendement d'un cycle combiné en fonction de l'efficacité du GVR.....	086
Figure 3.31 : L'algorithme d'ajustement du rendement de TCC par la méthode des moindres carrés.....	086
Figure 3.32 : Rendement d'une turbine à Cycle combiné après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.....	087

CHAPITRE IV

Etude d'un système hybride conventionnelle / Renouvelable

Figure 4.1: Classification des systèmes d'énergie hybrides.....	089
Figure 4.2: Centrale hybride de Hassi R'mel.....	091
Figure 4.3: Une partie du champ solaire de SPPI.....	092
Figure 4.4: Capteur cylindro-parabolique.....	093
Figure 4.5: Schéma d'une centrale solaire cylindro-parabolique.....	093
Figure 4.6 : Diagramme simplifié d'ISCCS.....	094
Figure 4.7 : Diagramme <i>T-S</i> d'ISCCS.....	095
Figure 4.8 : Variation de la puissance du système hybride en fonction de la température secondaire du vapeur.....	098
Figure 4.9 : Variation du rendement du système hybride en fonction de la température secondaire du vapeur.....	098
Figure 4.10 : L'algorithme d'ajustement de la puissance du système hybride par la méthode des moindres carrés.....	099
Figure 4.11 : Puissance du système hybride après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.....	100
Figure 4.12 : L'algorithme d'ajustement du rendement du système hybride par la méthode des moindres carrés.....	101
Figure 4.13 : Rendement du système hybride après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.....	101

TABLE DES TABLEAUX

CHAPITRE I

Potentiel énergétique de l'Algérie

Tableau 1.1 : les réserves de pétrole brut conventionnel des vingt premiers pays..... 010
 Tableau 1.2 : les réserves prouvées de pétrole brut conventionnel de l'Algérie (1960-2016)..... 012
 Tableau 1.3 : les réserves de gaz naturel conventionnel des quinze premiers pays..... 014
 Tableau 1.4 : les réserves prouvées de gaz naturel en l'Algérie depuis 1980..... 015
 Tableau 1.5 : les points forts et les points faibles de gaz de schiste..... 016
 Tableau 1.6 : Liste des 10 Premiers pays détenant les plus grandes ressources de gaz de schiste 023
 Tableau 1.7 : Ressources récupérables d'uranium en 2013..... 025
 Tableau 1.8 : Réserves prouvées de charbon en 2013..... 028
 Tableau 1.9 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques..... 031

CHAPITRE II

Production de l'énergie électrique en Algérie

Tableau 2.1 : Production mondiale d'électricité (2004 - 2013)..... 042
 Tableau 2.2 : Les dix premiers pays producteur de l'énergie électrique en 2013..... 044
 Tableau 2.3 : Phases du programme algérien des énergies renouvelables..... 052

CHAPITRE III

Etude et modélisation des turbines par les phénomènes thermodynamiques

Tableau 3.1 : Echange de masse et d'énergie entre le système et le milieu extérieur..... 058
 Tableau 3.2 : Variation de la puissance récupérable P_2 en fonction de la température de la source froide T_2 073
 Tableau 3.3 : Les valeurs des points mesurées avant et après l'ajustement..... 075
 Tableau 3.4 : Les valeurs des points mesurées avant et après l'ajustement..... 083

CHAPITRE IV

Etude d'un système hybride conventionnelle / Renouvelable

Tableau 4.1 : Spécifications du capteur solaire..... 096
 Tableau 4.2 : Paramètres d'exploitation du champ solaire..... 097
 Tableau 4.3: Variation de la puissance du système hybride selon la température secondaire du vapeur..... 097

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GENERALE

Au début des années soixante-dix, l'environnement est devenu un objet de préoccupation important pour les Etats. Les problèmes d'épuisement des réserves des énergies fossiles dans le futur, du taux de pollution élevé de la planète par les gaz à effet de serre, et de la demande accrue du potentiel énergétique, ont donné de nouvelles orientations pour la production d'énergie électrique dans le monde entier.

L'énergie électrique est devenue de plus en plus primordiale pour l'humanité. En effet, l'accès à l'électricité est une condition indispensable pour le développement socio-économique d'un pays. La production de l'énergie électrique mondiale a augmenté en moyenne de 3,1% par an pendant les dix dernières années. La partie la plus consommée provient des énergies fossiles telles que le pétrole, le gaz, le charbon... Face au rythme actuel de la consommation d'électricité, et de manière à limiter l'emploi des centrales nucléaires et l'utilisation des énergies fossiles, plusieurs pays, se sont tournés vers les énergies renouvelables.

Elles sont une forme d'énergie indispensable par leur souplesse, la simplicité d'utilisation et la multiplicité des domaines d'activités où elles sont appelées à jouer un rôle. Ces modes de production ainsi que les moyens de distribution associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies.

Disponibles en quantité supérieure aux besoins énergétiques actuels de l'humanité, les ressources d'énergie renouvelable représentent par ailleurs une chance pour plus de deux milliards de personnes, habitant des régions isolées, d'accéder à l'électricité. Ces atouts, alliés à des filières de plus en plus performantes, favorisent le développement des énergies renouvelables.

La communauté internationale (accord de Kyoto) s'est fixé des orientations pour le développement des énergies renouvelables, avec la libération du marché de l'électricité et l'exploitation de nouvelles énergies propres et durables. Cette libération du marché de l'électricité et le développement de la production décentralisée amènent dans le domaine du génie électrique de nombreux problèmes scientifiques et techniques nouveaux.

Grâce à sa richesse énergétique, l'Algérie joue un rôle très important dans les marchés mondiaux de l'énergie, en tant que producteur important d'hydrocarbure et comme un exportateur, ainsi qu'un participant clé dans le marché de l'énergie renouvelable.

Elle possède les dixièmes réserves mondiales du gaz naturel et les troisièmes en gaz de schiste, plus les troisièmes réserves prouvées de pétrole en Afrique.

Le pays a un potentiel très important en énergie solaire. Avec un ensoleillement annuel moyen évalué à 2000 heures et un territoire composé à 86% de désert saharien, sa puissance solaire est estimée à environ 1700 KWh/m²/an dans le nord du pays et 2650 KWh/m²/an dans le sud, ce qui correspond à une capacité électrique 8 fois supérieur aux réserves de gaz naturel du pays, et au plus grand champs solaire du monde.

Le potentiel des autres énergies renouvelables est plus modeste, notamment pour l'hydroélectricité et l'éolien où les vitesses de vent varient entre 2 et 6 m/s seulement. Le potentiel de la biomasse, qui comprend le recyclage des déchets issus des activités humaines, des déchets

urbains et agricoles, est estimé à 1,33 MTEP/an. La géothermie présente des perspectives plus favorables avec 200 sources d'eau chaudes répertoriées.

Les hydrocarbures occupent une place très importante dans le développement économique du pays. Tous les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par cette source d'énergie, alors que les énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire, géothermie, biomasse,...) occupent une place pratiquement nulle dans le bilan énergétique.

Mais, à long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie. Puisque Les niveaux des besoins énergétiques du marché national seraient augmentés, et à ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale.

Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m³ en 2020 et de 55 milliards de m³ en 2030.

De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 à 150 TWh en 2030.

Toutes ces considérations justifient la forte intégration, dès aujourd'hui, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique.

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le programme adopté en 2011 pour un objectif global consiste dans l'installation de 22 000 MW à l'horizon 2030, dont 10 000 MW pourraient être dédiés à l'exportation à partir de deux sources énergétiques principales : l'énergie solaire (PV, Thermique) et l'énergie éolienne.

Le volume de gaz naturel épargné par les 22 000 MW en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m³, soit un volume équivalant à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014.

Ce programme a connu une révision en 2015, qui porte sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP).

Dans ce contexte, le travail présenté dans cette thèse est un dimensionnement du potentiel énergétique algérien (fossile et renouvelable) et l'étude de la stratégie de gestion utilisée.

Et pour illustrer les performances des technologies les plus utilisées dans la production d'électricité en Algérie, nous avons étudié l'aspect énergétique des turbines à gaz, turbines à vapeur et cycle combiné.

Sans oublier l'analyse thermodynamique de la centrale hybride de Hassi R'mel, comme un exemple sur les systèmes hybride, et leur importance et efficacité énergétique par rapport les autres technologies.

Dans chaque partie de modélisation, on applique la méthode des moindres carrés pour minimiser les erreurs de calcul expérimental.

Pour atteindre cet objectif, nous avons scindé notre thèse en quatre chapitres :

Le premier chapitre présente et expose la situation énergétique actuelle dans le monde et dans le cas particulier de l'Algérie. Nous avons débuté par une brève description de la géologie de l'Algérie, ensuite nous avons rappelé la définition des différents types des sources énergétiques conventionnelles et renouvelables pour finaliser avec l'exposition de la situation énergétique mondiale et algérienne.

Dans le deuxième chapitre, les orientations seront dirigées vers la stratégie énergétique de production de l'énergie électrique en Algérie, en prenant en compte le rôle des énergies renouvelable dans l'économie et l'efficacité énergétique de l'Algérie au futur.

Dans le troisième chapitre, nous présentons dans un premier temps des généralités sur la thermodynamique, les turbines et la méthode des moindres carrés et principe d'exécution. Puis on va passer à modélisation des technologies de production d'électricité en Algérie (turbines à gaz, turbines à vapeur et cycle combiné) avec l'application de la méthode des moindres carrés.

Les résultats du calcul et d'optimisation sont obtenus par des programmations sur Matlab.

Le quatrième chapitre concernera la modélisation d'un système énergétique hybride. Nous avons pris la première centrale hybride en Algérie comme un cas d'étude. Enfin, nous optimisons les résultats par la méthode des moindres carrés.

Finalement, nous clôturerons notre travail par une conclusion générale et de quelques perspectives.

CHAPITRE I

POTENTIEL ENERGETIQUE *DE L'ALGERIE*

I.1. Introduction

En Algérie, Les hydrocarbures occupent une place très importante dans le développement économique du pays.

L'Algérie détient la troisième plus grande quantité de réserves prouvées de pétrole brut en Afrique, et le dixième rang mondial des réserves prouvées de gaz naturel.

Elle est le premier producteur de gaz naturel en Afrique, le deuxième plus grand fournisseur de gaz naturel vers l'Europe, et est parmi les trois premiers producteurs de pétrole en Afrique. Algérie est estimée à tenir la troisième plus grande quantité de ressources de gaz de schiste dans le monde.

L'Algérie a aussi des ressources importantes d'uranium et de charbon.

Avec ses 3 500 heures d'ensoleillement par an, l'Algérie est un des pays les plus riches en potentiel énergétique renouvelable au monde.

Les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants par rapport au potentiel solaire. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

Ce chapitre porte sur la présentation des différents types des sources énergétiques qui sont utilisés dans la production de l'énergie électrique, et aussi une démonstration détaillée de potentiel énergétique de l'Algérie (fossile et Renouvelable).

I.2. Géologie de l'Algérie

Les limites naturelles de l'Algérie sont la Mer Méditerranée au Nord (1200 km), le Maroc à l'Ouest, la Tunisie et la Libye à l'Est, la Mauritanie et la Sahara Occidental au Sud-ouest et finalement le Mali et le Niger au Sud. Le méridien d'origine (Greenwich) passe à proximité de la ville de Mostaganem.

Par sa superficie (2.381.741 km²), l'Algérie après le Soudan, est le deuxième plus grand pays d'Afrique et du monde arabe.

Les distances y sont très grandes, environ 2000 km de la côte méditerranéenne au massif du Hoggar et 1800 km d'In Amenas à l'est jusqu'à Tindouf à l'ouest [01], [02].

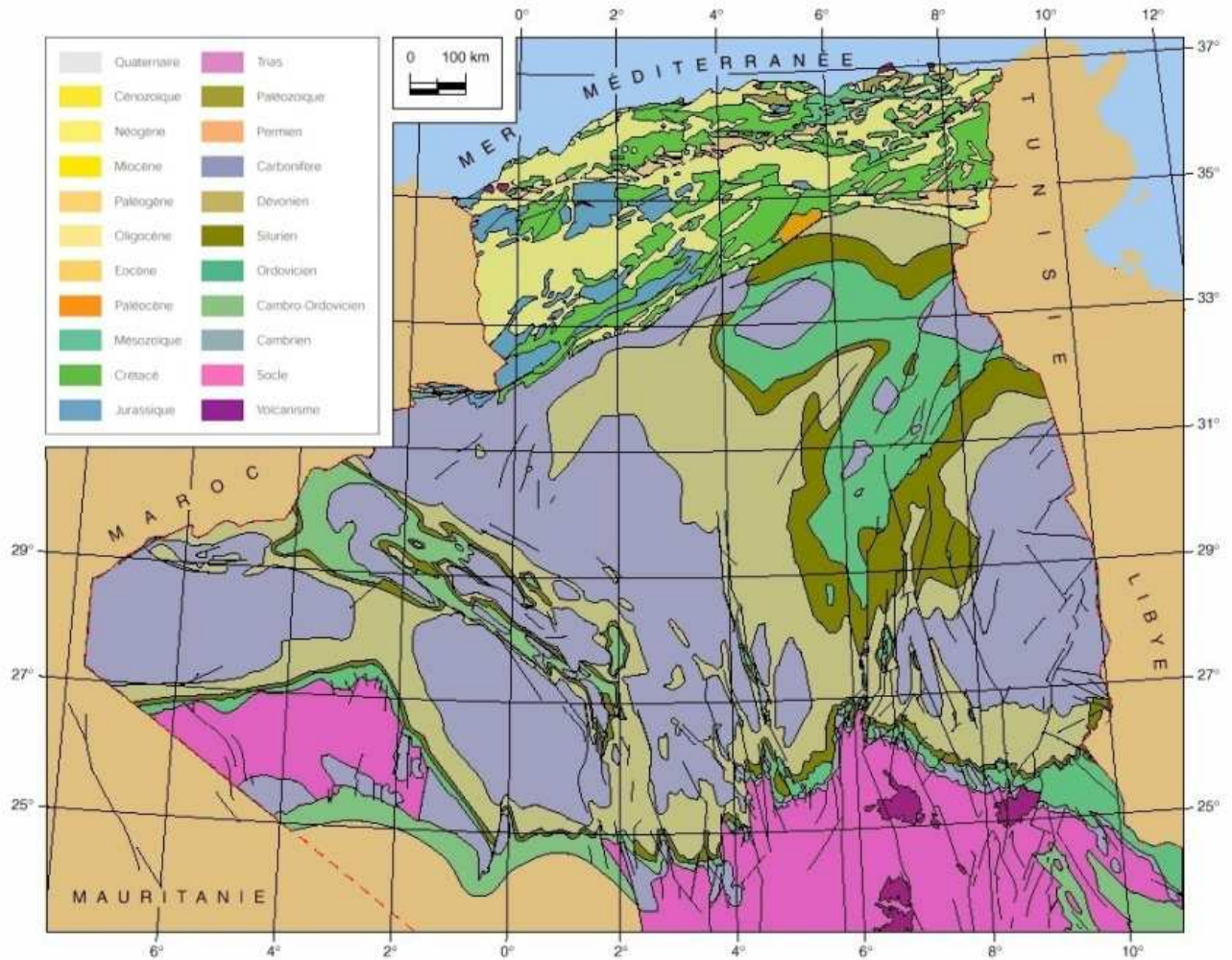


Figure 1.1 : Carte géologique d'Algérie[01].

I.2.1. Morphologie générale

L'Algérie comprend quatre grands domaines du Nord au Sud [01], [02]:

- L'Atlas Tellien (ou le Tell), constitué de reliefs escarpés et de plaines littorales dont les plus riches sont la Mitidja au centre, le Chelif à l'Ouest et le Seybouse à l'Est;
- Les hauts plateaux;
- L'Atlas saharien, forme une longue suite de reliefs orientés NE-SO s'étendant de la frontière Marocaine à celle de la Tunisie;
- Le Sahara, qui recèle l'essentiel des ressources en hydrocarbures, est un désert formé de grandes étendues de dunes (Erg Oriental et Erg Occidental), de plaines caillouteuses (Regs) et parsemé d'oasis, qui sont autant de centres urbains comme les villes d'El Oued, Ghardaia et Djanet.

Le massif des Eglab à l'Ouest et le massif du Hoggar à l'Est forment, pratiquement, la limite méridionale du Sahara Algérien.

I.2.2. Cadre géologique

L'histoire géologique des bassins sédimentaires algériens s'inscrit dans le processus de géodynamique globale de la tectonique des plaques qui a structuré l'Algérie en deux domaines [01]:

- Au Nord, l'Algérie alpine;
- Au Sud, la plate-forme saharienne.

I.2.2.1. Algérie alpine

Le domaine septentrional est constitué de reliefs jeunes, modelés au cours du tertiaire par les mouvements alpins. L'Algérie alpine est composée des ensembles structuro-sédimentaires suivants, du Nord au Sud [01], [02]:

- Le plateau continental algérien réduit, à dépôts tertiaires et quaternaires (1000 à 3500 m), repose sur un socle métamorphique. L'objectif pétrolier principal est le Mio-pliocène
- L'Atlas Tellien est le domaine des nappes, avec des bassins de type intramontagneux (ex. bassin du Chelif), dont la série sédimentaire s'étend du Jurassique au Miocène. Plusieurs gisements d'intérêt variable y sont connus : Ain Zeft, Tliouanet, Oued Guettrini. Les objectifs pétroliers principaux sont le Crétacé moyen, le Miocène et l'Eocène allochtone;
- Le Hodna est un bassin d'avant-fosse dont la séquence de remplissage débute par des dépôts continentaux d'âge Eocène et Oligocène et se poursuit par un Miocène marin. L'objectif pétrolier principal est l'Eocène;
- Les hauts plateaux, avant-pays alpin, à couverture sédimentaire réduite, où les processus locaux de distension ont permis la formation des bassins intramontagneux comme ceux de Telagh et de Tiaret. L'objectif pétrolier principal est le lias;
- L'Atlas saharien est né d'un long sillon subsidant pincé entre les hauts plateaux et la plate-forme saharienne. Au Mésozoïque, ce sillon fut comblé par une puissante série sédimentaire (7000 à 9000m), durant le tertiaire, une tectonique compressive réactive les structures extensives antérieures en failles et structures inverses aboutissant à la formation de cette chaîne montagneuse. L'objectif pétrolier principal est le Jurassique.
- Les bassins du Chott Melrhir dans le SE constantinois, structurés au tertiaire, à remplissage crétacé (5000 m), ont engendré et accumulé des hydrocarbures principalement dans le crétacé (Djbel Onk, Ras Toumb, Oglat El Mezgoub, Guerguet El Kihal Nord et Sud).

I.2.2.2. La plate-forme saharienne

Elle est située au sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord Africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. On distingue d'Ouest en Est [01], [02]:

- Les bassins de Tindouf et de Reggane situés sur les bordures Nord et Nord-Est du bouclier Reguibat. La couverture sédimentaire atteindrait 8000m dans le bassin de Tindouf et 6500m dans celui de Reggane. Dans cette zone peu explorée, les formations paléozoïques pourraient se révéler à hydrocarbures liquides et gazeux;

- Le bassin de Béchar limité au Nord par le Haut Atlas, au Sud et l'Ouest par la chaîne d'Ougarta. sa couverture sédimentaire atteindrait 8000m. Les réservoirs se trouvent dans le détritique paléozoïque inférieur et les récifs carbonifères;
- Le bassin de l'Ahnet-Timimoun limité au Nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'Ouest par la chaîne d'Ougarta. Au Sud par le bouclier Touareg et à l'Est par la dorsale d'Idjerane-M'zab. La couverture serait en moyenne de 4000m. Dans le Sud, les réservoirs Ordoviciens et dévonien inférieur sont gazifères. Au Nord, dans la cuvette de Sbaa, de l'huile a été découverte dans la totalité du paléozoïque;
- Les bassins Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya sont limités à l'Ouest par la dorsale d'Idjerane-M'zab et à l'Est par la dorsale Amguid-El-Biod. Au Sud, les sédiments paléozoïques affleurent dans le Mouydir. Au Nord, dans la dépression d'Aguemour-Oued Mya, comblée par une puissante série paléozoïque et meso-cénozoïque (5000m à Oued Mya), d'importants gisements ont été mis en évidence dans le cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (Hassi R'mel);
- La synéclyse d'Illizi-Ghadamès est limitée à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El-Biod et l'Est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture sédimentaire (supérieur à 6000m), renferme des gisements d'hydrocarbures dans le Paléozoïque et le Trias.

I.3. Le potentiel des hydrocarbures en Algérie

L'Algérie est le premier producteur de gaz naturel en Afrique, le deuxième plus grand fournisseur de gaz naturel vers l'Europe, et est parmi les trois premiers producteurs de pétrole en Afrique. Algérie est estimée à tenir la troisième plus grande quantité de ressources de gaz de schiste dans le monde. L'Algérie est devenue membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en 1969, peu après le début de la production pétrolière en 1958. L'économie algérienne dépend fortement des revenus générés par son secteur des hydrocarbures, qui représente environ 25% du PIB brut. Produit Intérieur Brut (PIB), plus de 95% des recettes d'exportation, et 60% des recettes budgétaires, selon le Fonds monétaire international (FMI) [03].

Les réserves en hydrocarbures conventionnels découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz, dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi, 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamès – Rhourde Nouss, et 31 dans le bassin de Oued Mya [01], [03].

Les réserves d'hydrocarbures non conventionnels (gaz de schiste) sont estimées pour leur part 700 trillions de m³ ce qui correspond à quatre fois le niveau de ses réserves gazières actuelles et les troisièmes réserves plus importantes au monde [01], [04], [05].

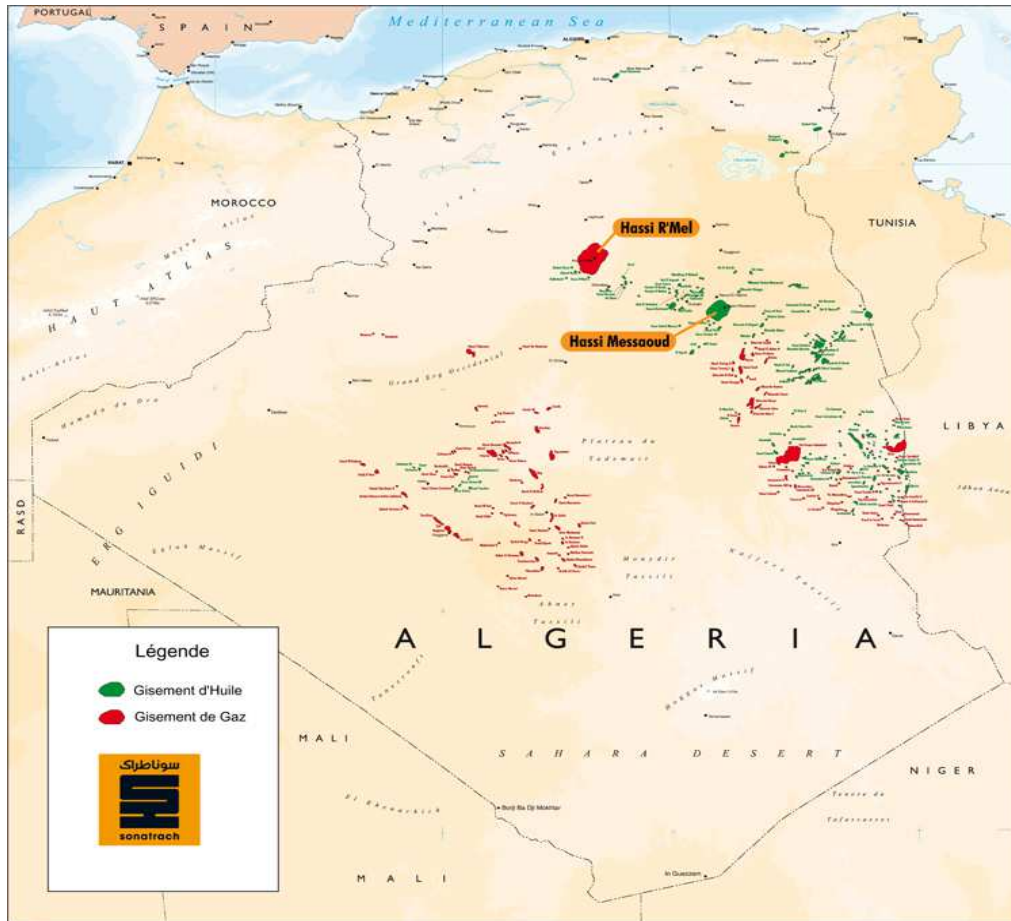


Figure 1.2 : Carte de gisements hydrocarbures en Algérie. [01]

I.3.1. Le pétrole

Le pétrole est devenu, à partir des années 50, la première source d'énergie dans le monde. Sa forte densité énergétique en fait la matière première des carburants qui alimentent les transports (voitures, camions, avions, etc.).

C'est aussi une matière première irremplaçable utilisée par l'industrie de la pétrochimie pour un nombre incalculable de produits de la vie quotidienne : matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc. Le pétrole sert aussi comme combustible dans le chauffage domestique et comme source de chaleur dans l'industrie.

Il résulte de la dégradation thermique de matières organiques contenues dans certaines roches : les "roches mères" du pétrole. Ce sont des restes fossilisés de végétaux aquatiques ou terrestres et de bactéries s'accumulant au fond des océans, des lacs ou dans les deltas. Appelés "kérogène", ces résidus organiques sont préservés dans des environnements où les eaux sont dépourvues d'oxygène, se mêlant ainsi aux sédiments minéraux pour former la roche mère. Pendant des dizaines de millions d'années, de nouveaux sédiments vont continuer à s'accumuler, entraînant la roche mère à de grandes profondeurs. Généralement entre 2500 et 5000m et sous l'action des hautes températures qui y règnent, le kérogène se transforme (craquage thermique) en pétrole liquide accompagné de gaz. A plus de 5000m, le pétrole "craque" à son tour et se transforme en gaz.

Le pétrole peut être exploité on-shore (sur terre) ou off-shore (en pleine mer).

I.3.1.1. Réserves mondiales de pétrole

Tout le monde s'accorde que le pétrole constitue une question stratégique pour l'économie des pays mondiaux. Ses conséquences géopolitiques sont capitales aussi bien pour les pays producteurs, qui basent leur richesse sur leurs réserves et leurs productions, que pour les pays consommateurs, qui en sont souvent dépendants.

L'estimation des réserves de pétrole correspond à la quantité de pétrole exploitable à un moment donné. Au niveau actuel, les réserves mondiales prouvées de pétrole en 2016 ont augmenté à 1,492.164 milliards de barils, ce qui serait suffisant pour atteindre 50,6 années de production mondiale.

Selon les estimations actuelles, 81,5% des réserves prouvées de pétrole brut dans le monde sont situées dans les pays membres de l'OPEP (Fig 1.3), la plus grande partie des réserves de pétrole de l'OPEP au Moyen-Orient représentant 65,5% du total des OPEP [06].

Les pays membres de l'OPEP ont considérablement accru leurs réserves de pétrole ces dernières années, par exemple en adoptant les meilleures pratiques dans l'industrie, en réalisant des explorations intensives et en améliorant les recouvrements. En conséquence, les réserves prouvées de pétrole de l'OPEP s'élèvent actuellement à 1 216,78 milliards de barils [06].

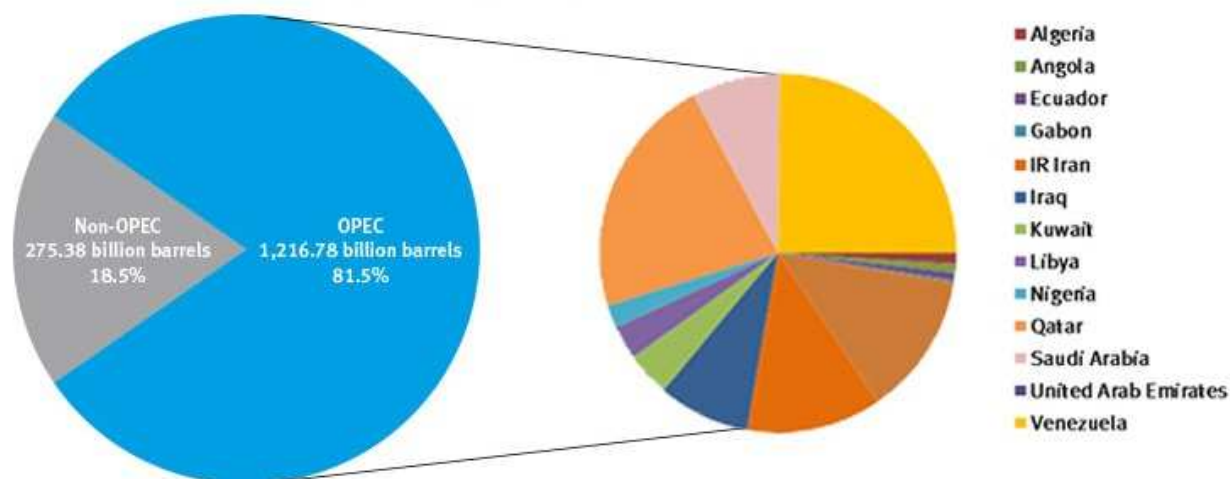


Figure 1.3 : Part de l'OPEP dans les réserves mondiales de pétrole brut [07].

Le Tableau ci-dessous montre les réserves de pétrole brut conventionnel des vingt premiers pays en 2016.

Rang	Pays	Réserves en milliards de barils	Part mondiale %
01	Venezuela	302.250	20.25
02	Arabie-Saoudite	266.208	17.84
03	Iran	157.200	10.53
04	Irak	148.766	9.97
05	Koweït	101.500	6.80

06	Emirats-Arabes-Unis	97.800	6.55
07	Russie	80.000	5.36
08	Libye	48.363	3.24
09	Nigeria	37.453	2.51
10	Etats-Unis	32.318	2.16
11	Kazakhstan	30.000	2.01
12	Qatar	25.244	1.69
13	Chine	25.132	1.68
14	Brésil	16.184	1.08
15	Algérie	12.200	0.82
16	Mexique	9.711	0.65
17	Angola	9.523	0.63
18	Équateur	8.273	0.55
19	Azerbaïdjan	7.000	0.47
20	Norvège	6.610	0.44
	Monde	1,492.164	100

Tableau 1.1 : Les réserves de pétrole brut conventionnel des vingt premiers pays [06].

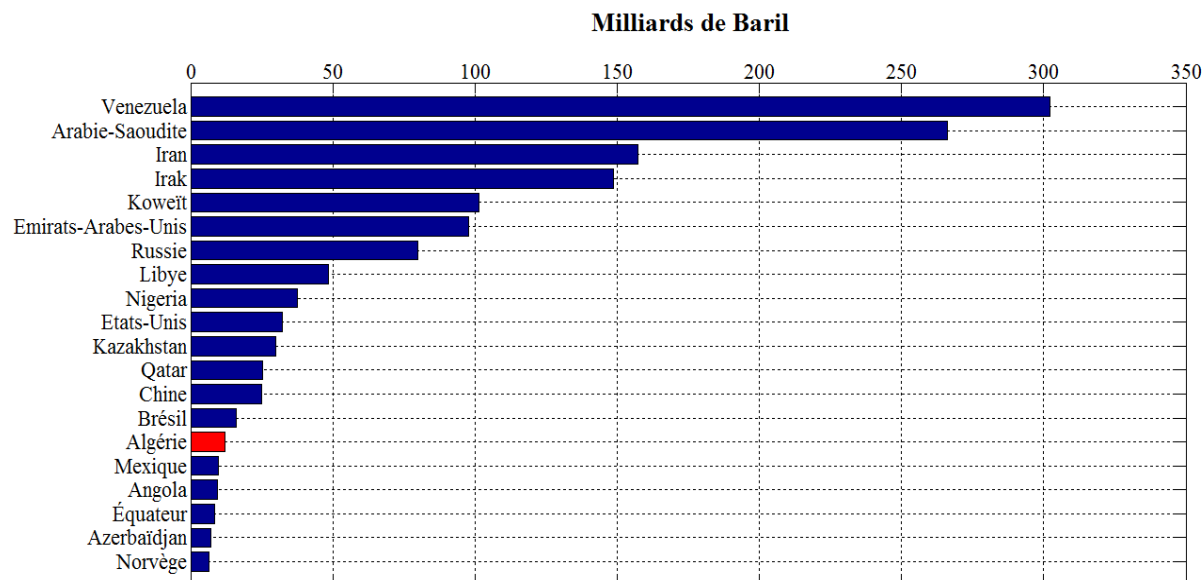


Figure 1.4 : Les réserves de pétrole brut conventionnel des vingt premiers pays.

I.3.1.2. Réserves algériens de pétrole

Selon la dernière estimation de l'OPEP, publiée en janvier 2015, l'Algérie est évaluée à 12,2 milliards de baril de réserves prouvées de pétrole brut conventionnel [03], [06], une estimation qui a été inchangée depuis de nombreuses années (Tableau 1.2). C'est la troisième plus grande

quantité de réserves prouvées de pétrole brut conventionnel en Afrique et la quinzième dans le monde (Tableau 1.1).

Toutes réserves prouvées de pétrole du pays sont détenues à terre car il a été limité exploration offshore. La majorité des réserves de pétrole sont dans la province de Hassi Messaoud, qui contient le plus ancien et le plus grand champ pétrolifère du pays, Hassi Messaoud, situé dans la partie orientale du pays, près de la frontière libyenne. Hassi Messaoud est estimé à 3,9 milliards de barils maintenir de réserves récupérables prouvées et probables, suivis par le champ de HassiR'Mel (3,7 milliards de barils) et le champ Ourhoud (1,9 milliards de barils) [01], [02], [03].

Le tableau suivant montre les réserves de l'Algérie depuis 1960 jusqu'à 2016.

Année	Réserves en milliards de baril	Année	Réserves en milliards de baril	Année	Réserves en milliards de baril
1960	5.2	1979	8.44	1998	11.314
1961	5.5	1980	8.2	1999	11.314
1962	6.5	1981	8.08	2000	11.314
1963	7	1982	9.44	2001	11.314
1964	7.5	1983	9.22	2002	11.314
1965	7.4	1984	9	2003	11.8
1966	7.25	1985	8.82	2004	11.35
1967	6.9	1986	8.8	2005	12.27
1968	7	1987	8.564	2006	12.2
1969	8	1988	9.2	2007	12.2
1970	8.098	1989	9.236	2008	12.2
1971	9.84	1990	9.2	2009	12.2
1972	9.75	1991	9.2	2010	12.2
1973	7.64	1992	9.2	2011	12.2
1974	7.7	1993	9.2	2012	12.2
1975	7.37	1994	9.979	2013	12.2
1976	6.8	1995	9.979	2014	12.2
1977	6.6	1996	10.8	2015	12.2
1978	6.3	1997	11.2	2016	12.2

Tableau 1.2 : les réserves prouvées de pétrole brut conventionnel de l'Algérie (1960-2016) [06], [08].

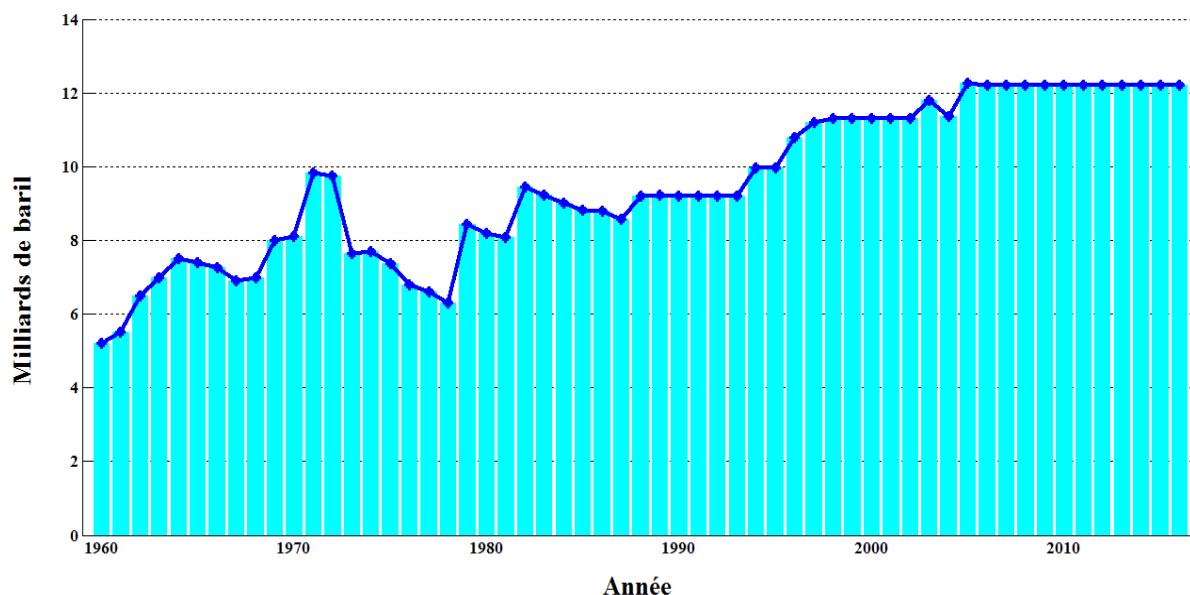


Figure 1.5 : les réserves prouvées de pétrole brut conventionnel de l'Algérie (1960-2016).

I.3.2. Gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile constitué d'un mélange d'hydrocarbures gazeux, dont le méthane (CH_4) est l'un des principaux composants. Formé par la transformation d'organismes morts il y a des millions d'années, le gaz naturel se trouve dans divers réservoirs souterrains, parfois associé à du pétrole.

Le gaz naturel est exploité pour la production de chaleur et d'électricité, ainsi que dans le cadre de processus industriels.

L'usage du gaz naturel s'est accru dans le contexte de prise de conscience environnementale de ces dernières décennies. Cet hydrocarbure est en effet moins polluant et moins riche en CO_2 que les autres carburants (charbon, pétrole). En outre, ses réserves sont plus importantes que celles du pétrole.

I.3.2.1. Réserves mondiales de gaz naturel

Les réserves mondiales prouvées de gaz en 2016 ont légèrement augmenté de 1,2 trillion de mètres cubes (tmc) ou de 0,6% à 186,6 tmc. Comme pour le pétrole, cela suffit pour répondre à plus de 50 années de production actuelle (52,5 ans). Le Myanmar (+0,7 tmc) et la Chine (+0,6 tmc) ont été les principaux contributeurs à la croissance [09].

Par région, le Moyen-Orient détient les plus grandes réserves prouvées (79,4 tmc, 42,5% du total mondial), tandis que l'Iran est le plus grand détenteur de réserves (33,5 tmc, soit 18% du total) [09].

Le Tableau ci-dessous montre les réserves de pétrole brut conventionnel des vingt premiers pays en 2016.

Rang	Pays	Réserves en trillion dem ³	Part mondiale %
01	Iran	33.5	17,95
02	Russie	32.3	17,31
03	Qatar	24.3	13,02
04	Turkménistan	17.5	9,37
05	Etats-Unis	8.7	4 ,66
06	Arabie saoudite	8.4	4,50
07	Emirats arabes unis	6.1	3,27
08	Venezuela	5.7	3,05
09	Chine	5.4	2,89
10	Nigéria	5.3	2,84
11	Algérie	4.5	2,41
12	Australie	3.5	1,87
13	Irak	3.7	1,98
14	Indonésie	2.9	1,55
15	Canada	2.2	1,17
	Monde	186.6	100

Tableau 1.3 : les réserves de gaz naturel conventionnel des quinze premiers pays [09].

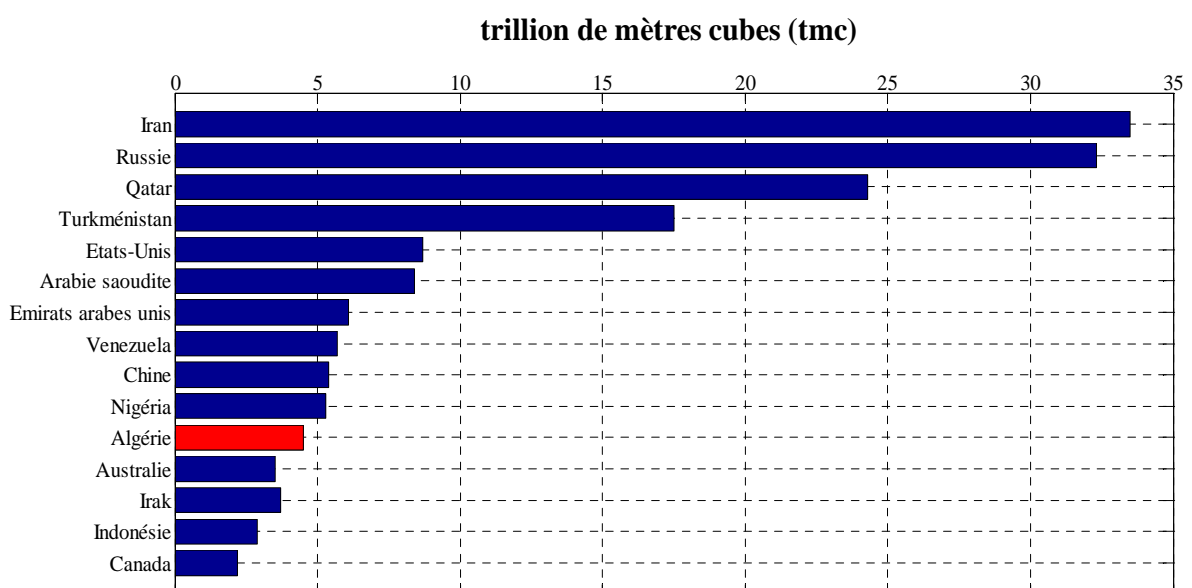


Figure 1.6 : Les réserves de gaz naturel conventionnel des quinze premiers pays.

I.3.2.2. Réserves algériennes de gaz naturel

L'Algérie est un important producteur et exportateur de gaz et fournit une part importante des besoins énergétiques de l'Europe.

En 2016, l'Algérie avait des réserves prouvées de gaz naturel de 159 billions de pieds cubes (4,5 trillion de m³), la onzième plus grande réserve de gaz naturel au monde et la deuxième plus grande réserve d'Afrique derrière le Nigeria [03], [06], [09].

Plus de la moitié des réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie sont contenues dans le champ de Hassi R'Mel, a été découvert en 1956. Situé dans le centre du pays au nord-ouest de Hassi Messaoud. Associés et non associés champs dans les régions du sud et sud-est du pays comprennent les réserves restantes de gaz (Rhourde Nouss, Alrar et Hamra sont parmi les autres grands champs de gaz dans le pays matures)[01], [02], [03].

Le tableau suivant montre les réserves prouvées de gaz naturel en l'Algérie depuis 1980.

Année	Réserves en Trillions de m ³	Année	Réserves en Trillions de m ³	Année	Réserves en Trillions de m ³
1980	3.720	1993	3.700	2005	4.500
1981	3.680	1994	3.960	2006	4.500
1982	3.610	1995	3.690	2007	4.500
1983	3.530	1996	3.700	2008	4.500
1984	3.440	1997	4.080	2009	4.500
1985	3.350	1998	4.080	2010	4.500
1986	3.260	1999	4.520	2011	4.500
1987	3.160	2000	4.520	2012	4.500
1988	3.230	2001	4.520	2013	4.500
1989	3.250	2002	4.520	2014	4.500
1990	3.300	2003	4.550	2015	4.500
1991	3.630	2004	4.550	2016	4.500
1992	3.650				

Tableau 1.4 : les réserves prouvées de gaz naturel en l'Algérie depuis 1980 [06], [09], [10].

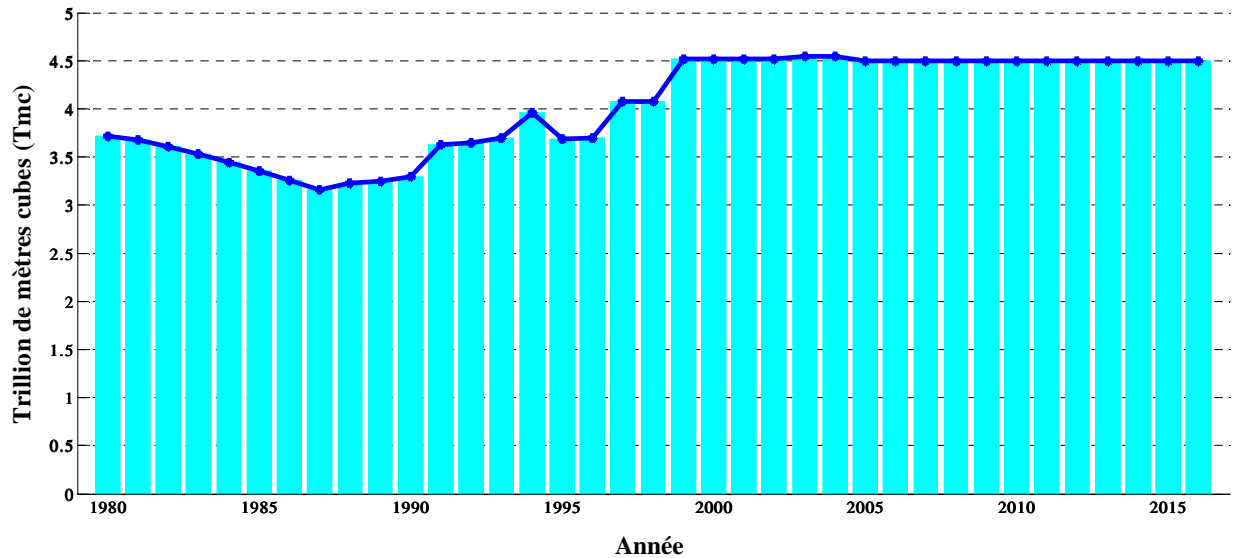


Figure 1.7 : Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie en trillions de m³.

I.3.3. Gaz de schiste

Le gaz de schiste a la même origine que tous les hydrocarbures (gaz et pétrole). Ceux-ci se forment au sein des roches-mères, issues de la transformation de sédiments, riches en matières organiques, accumulés sur les fonds océaniques ou dans les lacs. Au fil des temps géologiques, ces sédiments s'enfoncent progressivement dans le sol. Au fur et à mesure, ils se solidifient, tandis que la matière organique qu'ils contiennent se transforme en hydrocarbures sous l'effet combiné de la température et de la pression souterraine. La majeure partie des hydrocarbures ainsi formés sont progressivement expulsés de la roche mère et migrent vers la surface. Certains sont arrêtés lors de cette remontée par un obstacle composé de roches infranchissables. Ils s'accumulent sous ce « toit » et finissent par former un réservoir classique de pétrole et/ou de gaz. [11], [12], [13]

Les hydrocarbures qui restent confinés dans la roche-mère forment le gaz et l'huile de schiste.



Figure 1.8: Roche argileuse feuilletée « schiste ».

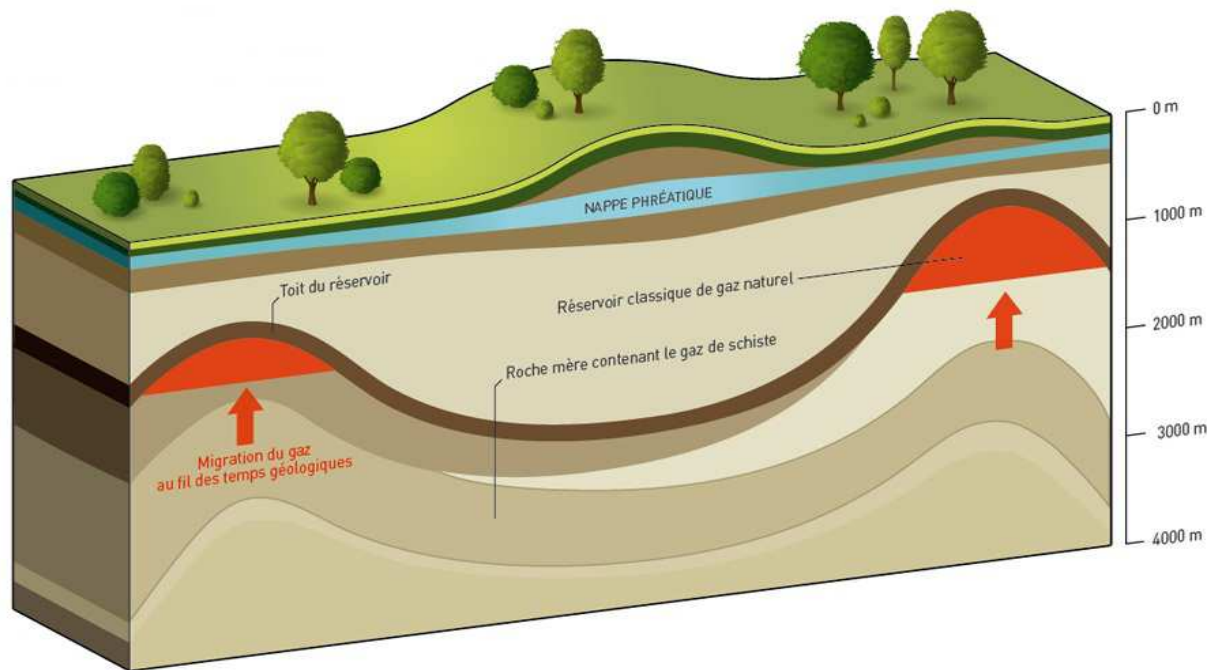


Figure 1.9 : Localisation géologique du gaz de schiste.

L'exploitation de ce type de gaz à plusieurs avantages et inconvénients sur tous les domaines (économique, politique, sociale, ...). Le tableau suivant résume les points forts et les points faibles de gaz de schiste. [13], [14]

Points positifs	Points négatifs
<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation des réserves de gaz - Pic gazier repoussé dans le temps - Indépendance énergétique améliorée - Localisation des gisements facilitée par rapport au gaz conventionnel 	<ul style="list-style-type: none"> - Forte empreinte territoriale - Risques environnementaux supplémentaires à gérer (utilisation de produits chimiques, génération de séismes) - Ressource fossile (limitées dans le temps et émissive en CO₂) - Importante consommation d'eau
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - Nouvelle ressource potentielle pour le monde - Diminution des émissions de CO₂ par substitution au charbon - Exploration qui fournit des renseignements sur l'exploitabilité des autres ressources du sous-sol (géothermie, stockage gaz/CO₂, eau souterraine) - Progrès techniques utilisables pour l'exploitation des autres ressources du sous-sol profond 	<ul style="list-style-type: none"> - Concurrence le développement des énergies renouvelables - Conflits d'utilisation potentiels avec d'autres ressources du sous-sol - Atteintes environnementales (eaux souterraines, sols, air) - Changements géopolitiques potentiellement sources de nouveaux conflits

Tableau 1.5 : les points forts et les points faibles de gaz de schiste.

I.3.3.1. Techniques d'extraction de gaz de schiste

La très faible perméabilité des gisements non conventionnels implique que les hydrocarbures ne circulent pas librement au sein de ces derniers. Ainsi, si l'on implantait un simple forage à travers de telles unités géologiques, le gaz ne parviendrait pas à s'échapper librement et seules de très faibles quantités seraient libérées. Pour pouvoir exploiter le gaz que renferment les très petits pores de ce type de roche, il convient de la drainer en lui donnant une perméabilité artificielle. Autrement dit, pour rendre économiquement viable ce type de gisement, il va falloir stimuler la production afin d'en extraire plus de gaz qu'il n'en sortirait naturellement.

Pour drainer ce type de roches et augmenter au maximum la surface de contact entre le forage et ces dernières, on recourt à des puits horizontaux, qui suivent la couche intéressante sur une grande longueur. Par ailleurs, pour créer des chemins de migration qui permettent au gaz prisonnier au sein de la roche d'atteindre le puits, on crée des microfissures en injectant de l'eau sous très haute pression dans le puits.

Cette technique est connue sous le terme de fracturation hydraulique. Il faut savoir que ces deux techniques, la fracturation hydraulique et les forages horizontaux, sont très souvent aussi utilisées, parfois depuis de nombreuses années, dans l'exploitation de roches réservoirs conventionnelles afin d'en améliorer la productivité et d'augmenter le taux de récupération des hydrocarbures. La transposition de ces techniques dans l'exploitation de ressources non conventionnelles et leur utilisation systématique sur de très grandes surfaces est à l'origine de la polémique qui s'opère en ce moment, bien que cette dernière aurait déjà pu éclater il y a bien longtemps puisque ces techniques étaient déjà largement utilisées. [11], [13], [14]

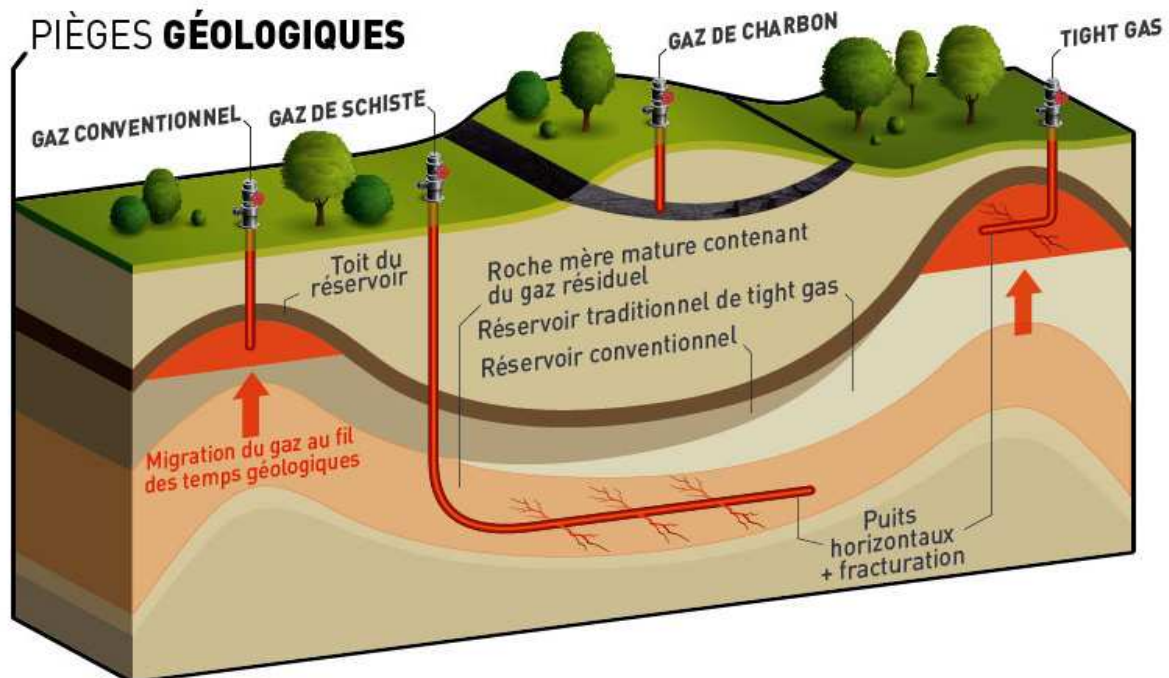


Figure 1.10 : Les techniques d'extraction des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.

I.3.3.1.1. Exploration

Cette phase comprend l'étude des données existantes notamment géologiques, la réalisation de nouvelles études de ce type si nécessaire, des investigations de sismique réflexion et des forages avec carottage. De plus pour évaluer précisément l'exploitabilité et la rentabilité du gisement il est nécessaire d'effectuer des essais de fracturation à plus petite échelle que pour l'exploitation, généralement sur forage vertical uniquement [11], [13], [14].

I.3.3.1.2. Études préliminaires

Une première évaluation de la potentialité des réserves est réalisée sur le périmètre du permis.

Trois paramètres sont déterminants : l'épaisseur de la roche mère, sa teneur en matière organique et sa minéralogie (en particulier sa richesse en argiles qui conditionne sa réaction à la fracturation) [11], [13], [14].

Ces études préliminaires sont menées à partir :

- de données existantes
- d'échantillons de roche mère prélevés sur des sites où elle affeure en surface, donc en dehors du permis
- de retraitement de données sismiques, éventuellement acquises auparavant
- de l'étude de déblais lorsque des forages ont été réalisés sur le permis par le passé.

Des études environnementales, lancées en parallèle des travaux géologiques, se poursuivent tout au long du processus d'évaluation.

La poursuite des opérations d'exploration est soumise aux résultats des analyses réalisées durant cette phase préliminaire.

I.3.3.1.3. Études de faisabilité technique

Le but de cette deuxième étape est d'acquérir des données plus pertinentes afin de mieux connaître le réservoir et d'évaluer plus précisément sa richesse en gaz, grâce [11], [13], [14]:

- au forage de puits d'exploration verticaux afin d'effectuer des prélèvements d'échantillons en profondeur (carottage) et différentes mesures dans les puits (perméabilité, porosité de la roche...)
- à un test de production (selon les résultats du puits) impliquant la fracturation hydraulique du réservoir
- à l'acquisition de données sismiques s'il est nécessaire d'enrichir les résultats obtenus lors de la phase précédente.

La décision de poursuivre ou non les opérations d'exploration est prise en fonction de la quantité de gaz estimée, des tests de fracturation, mais aussi des caractéristiques pétrophysiques du gisement.

I.3.3.1.4. Etudes de faisabilité économique

Cette ultime étape du processus permet d'apprécier la rentabilité du gisement.

Des tests de production sur un ou deux puits horizontaux sont effectués afin d'étudier la capacité de la roche mère à produire. Si les résultats de ces tests sont encourageants, sont lancées :

- une étape d'appréciation dynamique du gisement, indispensable pour affiner les prévisions sur la production du champ : forage et fracturation de 1 à 3 puits horizontaux dans la couche productrice, suivi de l'évolution de leur productivité sur quelques semaines.
- des études sur la faisabilité technico-économique du développement, mettant en balance les modèles de productivité à long terme et les montants des investissements associés en termes de puits, d'infrastructures de surface (unités de traitement d'eau, accès routiers...) et de réduction des impacts environnementaux et sociétaux.

C'est au terme de ce long processus que Total décidera, ou non, de déposer une demande de développement [11], [13], [14].

I.3.3.1.5. Forage horizontal

A la différence d'une poche de gaz conventionnel, l'emploi d'un puits vertical n'est pas adapté à l'exploitation des gaz de schistes. En effet, ces gaz étant disséminés au sein de la formation de schiste, il est nécessaire de fracturer la roche à plusieurs endroits ; Il est donc important d'avoir la plus grande surface de contact possible entre le puits et la roche afin d'assurer le drainage d'un volume de gaz suffisamment important. Dans ces conditions, sauf en présence d'une épaisseur de schistes importante, un puits vertical ne couvrira pas une surface suffisante. On a alors recours à la technique du forage directionnel pour creuser un puits horizontal.

Dans le cas des gaz de schistes, on effectue dans un premier temps un forage vertical jusqu'à atteindre le début de la formation de schiste - généralement entre 2000m et 3000m, plus profond que pour un gisement de gaz conventionnel- puis on tourne de façon à creuser un puits horizontal dans la formation. Le forage continue ensuite à l'horizontale sur une distance comprise entre 1Km et 2Km.

Afin d'éviter l'effondrement du puits creusé, diriger efficacement le fluide de fracturation et éviter les contaminations des sources d'eau rencontrées, il est nécessaire de réaliser un tubage. Cela consiste à descendre dans le puits plusieurs tubes creux emboîtés les uns dans les autres et liés par du ciment [11], [13], [14].

I.3.3.1.6. La fracturation hydraulique

Dans la majorité des cas, le forage seul ne permet pas d'exploiter efficacement le puits. Bien que le schiste présente naturellement des failles qu'il est intéressant d'exploiter pour extraire le gaz – un puits oblique ou horizontal aura plus de chances d'en rencontrer qu'un puits vertical, le débit « naturel » de gaz n'est pas suffisant pour une exploitation rentable. Il est alors indispensable de « stimuler » la roche afin de libérer le gaz emprisonné dans la roche imperméable. Pour ce faire, on utilise la technique de la fracturation hydraulique.

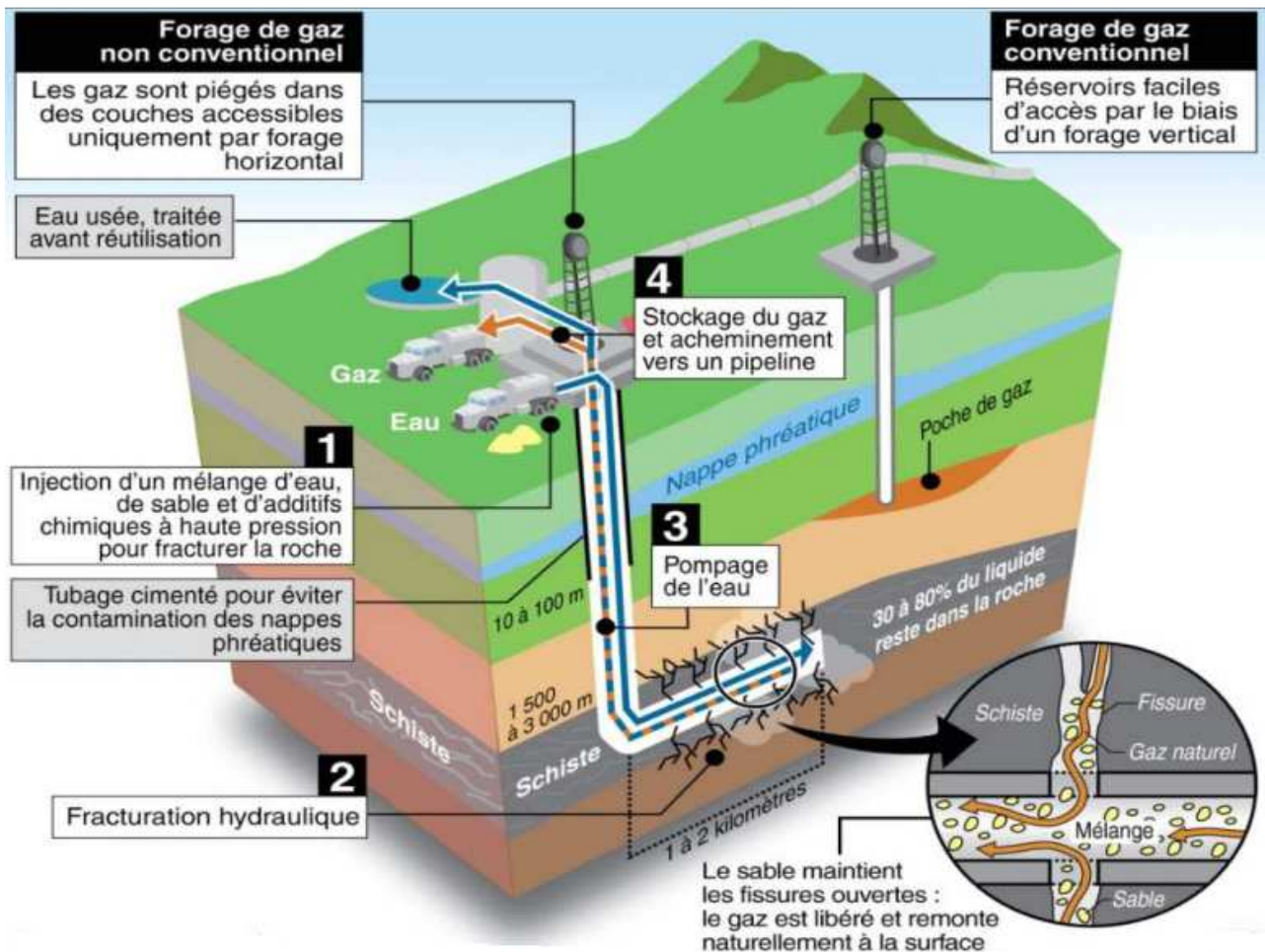


Figure 1.11 : Schéma du procédé de la fracturation hydraulique.

Il s'agit de fracturer la roche – en élargissant les fractures naturelles ou en créant de nouvelles – afin de l'ouvrir et de libérer les larges quantités de gaz prisonnières de la roche imperméable. Pour cela, on injecte sous très forte pression un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques - appelé fluide de fracturation - dans le puits. Au préalable, il est possible de préparer le puits à l'aide de petites quantités d'explosifs, afin de créer un premier réseau de fractures à proximité du puits. Le fluide étant incompressible, l'injection de grandes quantités de fluide permet de faire monter la pression jusqu'au point où la roche éclate. La pression à atteindre pour fracturer la roche est très importante : jusqu'à 1000bar, soit 1000 fois la pression atmosphérique. Pour atteindre ce point, des dizaines de milliers de mètres cubes d'eau et de sable sont nécessaire, apportés sur site par camions-citernes. Pour atteindre une stimulation suffisante de la roche, il est parfois nécessaire de réaliser plusieurs fracturations au sein du même puits.

Une fois des ouvertures créées, le fluide dépose le sable dans les fissures pour les maintenir ouvertes. On retire ensuite le fluide afin de permettre au gaz d'affluer dans le puits et de remonter à la surface. Le gaz extrait est stocké dans des cuves sur site avant d'être transporté par camions par les infrastructures de distribution. Le fluide de fracturation récupéré est stocké dans des bassins avant d'être transporté vers des lieux de traitement. Il existe plusieurs méthodes pour se débarrasser du fluide usagé [11], [13], [14].

I.3.3.2. Réserves de gaz de schiste

Contrairement au gaz conventionnel, tous les continents possèdent du gaz de schiste, puisqu'il se forme partout où il y a eu sédimentation. Si les chiffres sont encore incertains, on avance aujourd'hui que les réserves de gaz de schiste seraient du même ordre de grandeur que celles du gaz conventionnel. [15]

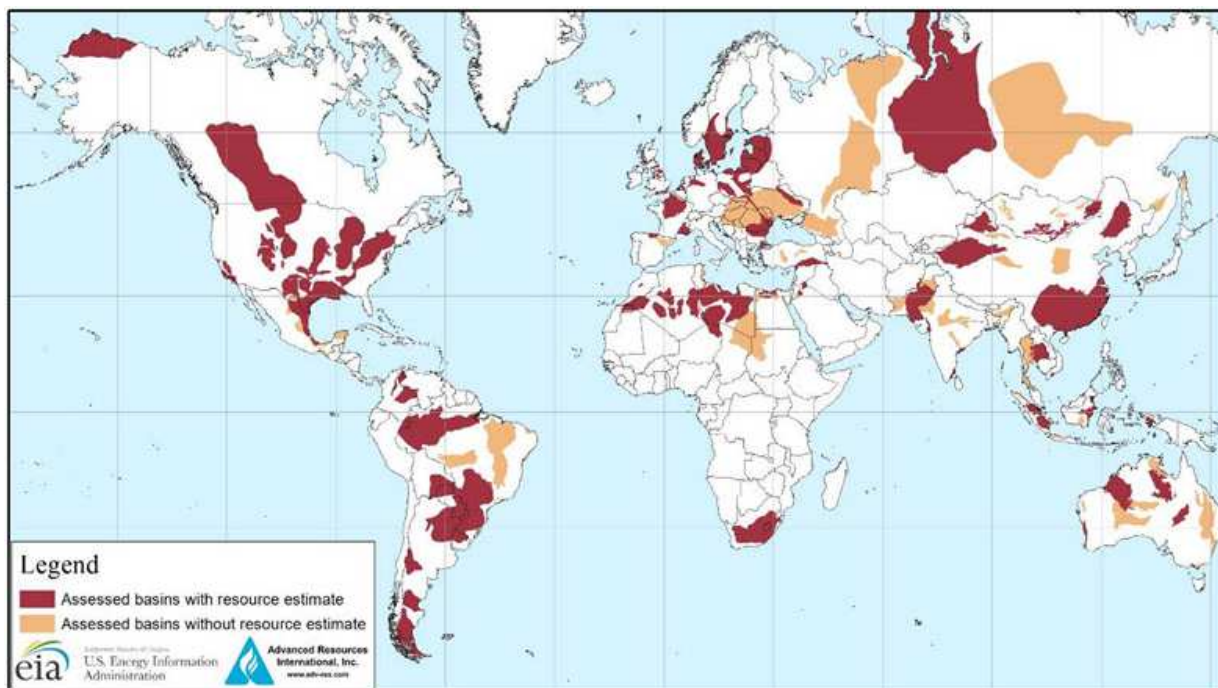


Figure 1.12 : Répartition dans le monde des réserves de gaz de schistes.

La plate-forme saharienne ayant une surface totale de 1 143 600 km² est le site de la plupart des ressources en hydrocarbures découvertes en Algérie. Il se compose de socle précambrien sur lequel série sédimentaires épais ont été déposés dans les bassins qui ont subi plus ou moins l'évolution géologique distincte avec des structures formées au cours du Paléozoïque. La couverture sédimentaire est principalement siliciclastic et comprend les principales roches mères qui consistent en schistes chaud Silurien et Frasnien riche en matière organique [01], [05], [15].

Ces deux principales roches mères peuvent être mappées dans la plupart des bassins algériens dans la plate-forme saharienne. Ils présentent de bonnes émissions de gaz pendant le forage et ont des caractéristiques de première classe des roches mères du monde entier. Dans certaines régions, les intervalles de schiste chaudes affichent plus de 100m d'épaisseur et le total des matières organiques (TMO) de plus de 10% [01], [05], [15].

Le département américain de l'Energie situe actuellement à 19 800 milliards de m³ les réserves techniquement récupérables de gaz de schiste de l'Algérie contre 6 440 milliards de m³ en 2011. C'est le triple de l'estimation faite il y a deux années [01], [04], [05], [15].

Avec cette nouvelle estimation, l'Algérie est classée au 3^{ème} rang mondial par le département de l'énergie (Tableau 1.6), devancée par la Chine avec des réserves récupérables de gaz de schiste de 31.220 milliards de m³, et de l'Argentine avec 22.500 milliards de m³ [01], [04], [05], [15].

Rang	Pays	Gaz de schiste (trillion cubicfeet)
1	Chine	1 115
2	Argentine	802
3	Algérie	707
4	États-Unis	665
5	Canada	573
6	Mexique	545
7	Australie	437
8	Afrique du Sud	390
9	Russie	285
10	Brésil	245
	Monde	7299

Tableau 1.6 : Liste des 10 Premiers pays détenant les plus grandes ressources de gaz de schiste.

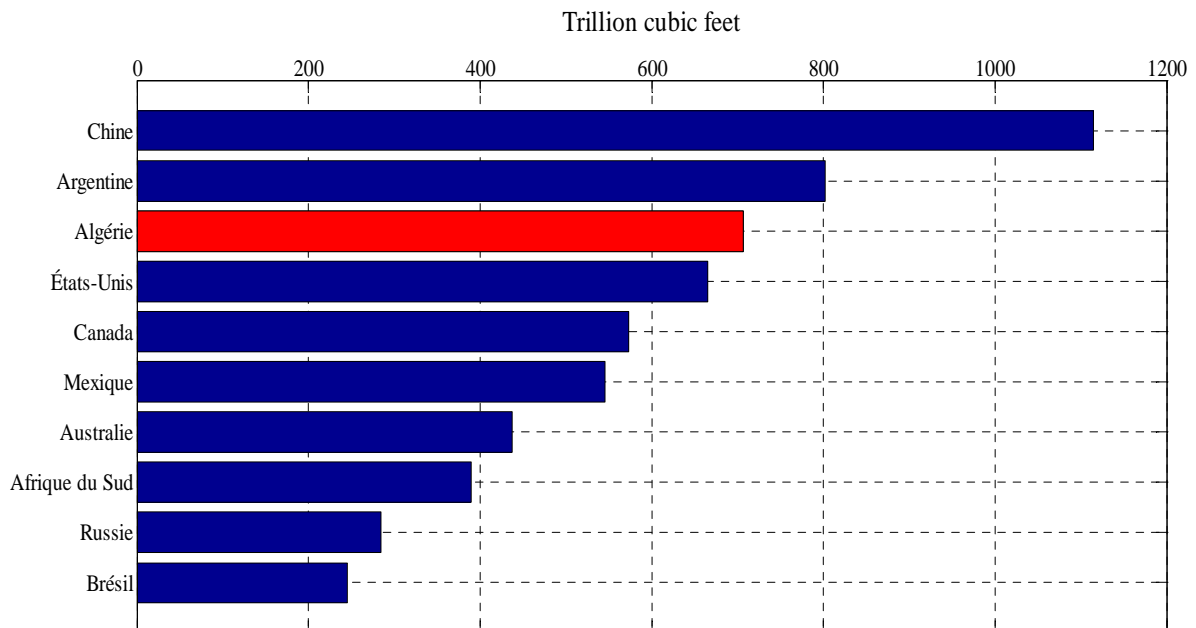


Figure 1.13 : Les 10 Premiers pays détenant les plus grandes ressources de gaz de schiste.

Elaborée avec la collaboration de la firme américaine Advanced Ressources International (ARI), une société de consultants des industries des hydrocarbures à l'échelle internationale, cette étude indique que l'Algérie est dotée de sept (7) bassins renfermant le gaz de schiste (Figure 1.14). Il s'agit des bassins de Mouydir, Ahnet, Berkine-Ghadames, Timimoun, Reggane et de Tindouf [04], [05], [15], [16].

- **Bassin d'Illizi** : Silurien est prospective dans la partie occidentale du bassin d'Illizi (Flatters de creux), il a une bonne épaisseur (> 30 m), une très bonne richesse organique ($TMO > 3\%$) et de la maturité thermique de gaz sec. Dans le Ahara haut, la partie sud de In Amenas, cette roche source est dans la phase de gaz humide. Dans ce cas, les gaz et les liquides peuvent être produits.
- **Bassin de Berkine** : contient les meilleures roches qualités source de la plate-forme saharienne, ils sont matures en phase de gaz sec et riche en matière organique, mais ils sont très profondes (> 4000 m) et la pression est supérieure à 4000 psi, même 11000 psi. Ces conditions sont les contraintes pour la fracturation hydraulique et pour les coûts de production.
- **Bassin de Mouydir** : En dépit de ses caractéristiques modestes en termes de richesse en matière organique ($2 > TMO < 3\%$), il peut être prospective, sauf dans les zones de forte réflectance de la vitrinite ($> 3\%$), il est de possibilité de forte teneur en CO_2 .
- **Bassins d'Ahnet-Gourara** : ce sont les bassins les plus potentiels de gisements de gaz de schiste. Les deux schistes du Silurien chaudes ou frasniennes ont une très bonne richesse en matière organique ($TMO = 1,5$ à 5%), les grandes épaisseurs atteignant localement 160m et la maturité de gaz sur de vastes surfaces.
- **Bassin de Reggane** : il est la partie médiane qui a un potentiel moyen pour le Frasnien. Il montre une richesse moyenne de 2% et une épaisseur variant de 30 à 200 m; cette zone présente un état de maturation de gaz sec. Le Silurien est d'un certain intérêt, mais il est profond (> 3500 m).
- **Bassin de Béchar**: il contient d'excellentes qualités roches sources avec des épaisseurs variant de 20 à 140 m. Ces formations riches en matière organique atteint la fenêtre de gaz dans l'ensemble du bassin. L'avantage est qu'ils sont à relativement faible profondeur, à moins de 3000 m pour le Silurien et moins de 2000 m pour les schistes chaudes frasniennes.
- **bassin de Tindouf** : la prospectivité de gaz de schiste du Silurien est assez moyenne dans le Nord du bassin. Elle se caractérise par la richesse moyenne à bonne avec le TMO généralement inférieure à 2%, pour atteindre 6% en un bien (pas assez de données disponibles). Dans le Nord, il se trouve dans une phase gazeuse sèche, mais dans le sud-est dans la fenêtre de pétrole et de condensat. Sur la base des données des quelques puits forés jusqu'à maintenant, le Frasnien est pas vraiment potentiel; il peut être vue sur une surface très limitée dans le Nord.

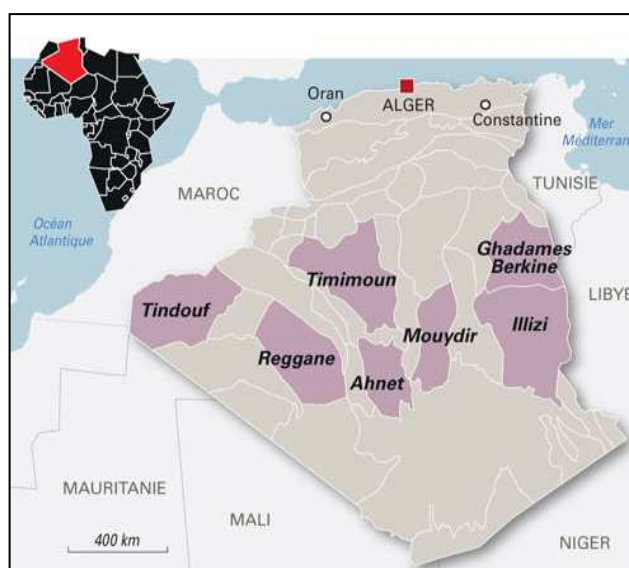


Figure 1.14 : Sept bassins identifiés de gaz de schiste en Algérie.

I.3.4. Uranium et Charbon

I.3.4.1. Uranium

L'uranium est un élément naturellement radioactif qui existe dans la nature à des concentrations faibles. Il est présent dans certains types de sols et de roches, notamment dans les sous-sols granitiques. On trouve aussi de l'uranium dans l'environnement en conséquence d'activités humaines. Les sources comprennent des déchets d'usine, des émissions de l'industrie nucléaire, la production d'engrais phosphatés et la combustion de charbon et d'autres combustibles.

L'uranium naturel se compose de trois isotopes radioactifs caractérisés par leur masse atomique : ^{238}U (99,27 % de la masse totale), ^{235}U (0,72 %) et ^{234}U (0,0054 %).

L'uranium est utilisé principalement dans les centrales nucléaires. Néanmoins, la plupart des réacteurs fonctionnent à l'uranium enrichi en ^{235}U .

I.3.4.1.1. Réserves mondiales d'uranium

L'uranium, la matière première de l'industrie de l'atome, pourrait se faire rare dans quelques années, selon les prévisions de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) et l'Agence internationale pour l'énergie atomique (AIEA) [17], [18], [19], [20].

Dans un rapport publié en 2014, elles indiquent le total identifié que les ressources d'uranium ont augmenté de 12,5 % depuis 2008. Cependant, les coûts de production ont également augmenté, conduisant à des réductions dans la catégorie des ressources à moindre coût. Ces chiffres signifient que les ressources totales identifiées sont suffisantes pour plus de 100 ans d'approvisionnement en fonction des besoins actuels [17], [20].

Le tableau suivant donne une idée sur les ressources en uranium. Il peut être vu que l'Australie a une part substantielle (environ 29%) de l'uranium au monde, soit près de 1 706 100 tonnes, avant le Kazakhstan 12% et la Russie 9% et le Canada 8%.

Rang	Pays	Réserves en tonnes U	Part mondiale %
01	Australie	1 706 100	29
02	Kazakhstan	679 300	12
03	Russie	505 900	9
04	Canada	493 900	8
05	Niger	404 900	7
06	Namibie	382 800	6
07	Afrique du Sud	338 100	6
08	Brésil	276 100	5
09	États-Unis	207 400	4
10	Chine	199 100	4

11	Mongolie	141 500	2
12	Ukraine	117700	2
13	Ouzbékistan	91 300	2
14	Botswana	68 800	1
15	Tanzanie	58 500	1
16	Jordanie	33 800	1
	Monde	5 902500	100

Tableau 1.7 : Ressources récupérables d'uranium en 2013 [17].

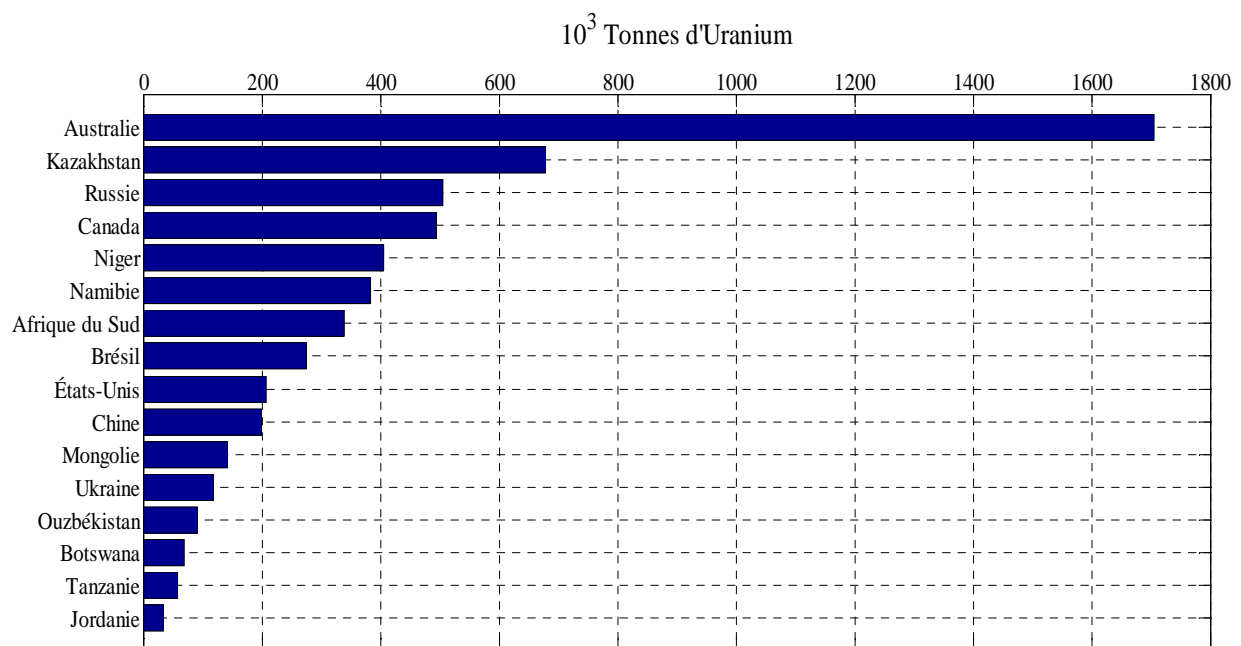


Figure 1.15 : Réserves mondiales d'uranium en 2013.

I.3.4.1.2. Réserves algériennes d'uranium

Un fort potentiel uranifère a été évalué avec quatre gisements dans le Hoggar dont le total est de plus de 26 000T d'Uranium à une teneur comprise entre 01 % et 0.21 %. Ces gisements sont : Tingaouine, Abankor, Tinef et Tahgart (Les minéralisations uranifères du Hoggar sont de type filonien) [01], [17], [21].

Des indices uranifères sont également connus dans les Eglab et dans le Nord du pays où l'uranium est associé aux phosphates de type Djebel Onk à Tébessa, près de la frontière tunisienne ou localisés dans les formations métamorphiques du socle de la grande Kabylie [01], [17].

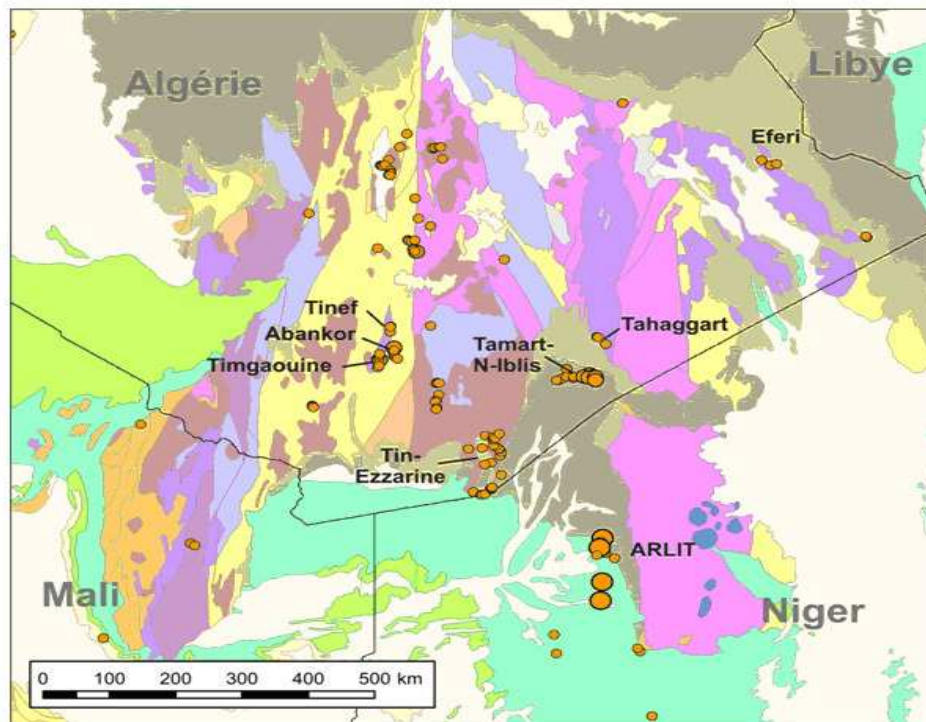


Figure 1.16 : Gîtes et Indices uranifères du Hoggar et des régions voisines du Niger et du Mali [01].

I.3.4.2. Charbon

Le charbon est un combustible fossile d'origine organique. Il est le résultat de la transformation de biomasse (résidus de forêts notamment) enfouie dans le sol au cours des temps géologiques. Par enfouissement, sous l'effet des pressions et des températures croissantes avec la profondeur (gravité, gradient thermique), les végétaux ensevelis sont en effet décomposés puis transformés en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone : le charbon.

I.3.4.2.1. Réserves mondiales de charbon

Le charbon est la deuxième source d'énergie primaire utilisée dans le monde (derrière le pétrole), et la première pour la génération d'électricité. La hausse de la consommation mondiale de charbon connaît toutefois un ralentissement. Elle a augmenté de 3 % en 2013 (contre 5,4 % en 2011) [22], [23], [24].

Le charbon satisfait encore près de 30 % de l'énergie primaire mondiale, et 40 % de la génération d'électricité mondiale. A moyen terme, son utilisation pourrait néanmoins être limitée par le renforcement d'objectifs de réduction des émissions de CO₂ et ses impacts en termes de pollution locale.

Les réserves de charbon sont très abondantes par rapport aux autres énergies fossiles. Les réserves mondiales de charbon sont estimées de 850 à 900 milliards de tonnes soit des réserves pour un siècle [22], [23], [24].

Plus de 80% du total de ces réserves prouvées se trouvent dans seulement 10 pays. Les États-Unis en tête de liste, tandis que la Chine, qui occupe le troisième rang, est le plus grand producteur et consommateur de charbon [22], [23], [24].

Rang	Pays	Réserves en milliards de tonnes
01	Etats-Unis	237,295
02	Russie	157,010
03	Chine	114,500
04	Australie	76,400
05	Inde	60,600
06	Allemagne	40,699
07	Ukraine	33,873
08	Kazakhstan	33,600
09	Afrique du Sud	30,156
10	Colombie	6,746
	Monde	860,938

Tableau 1.8 : Réserves prouvées de charbon en 2013 [22].

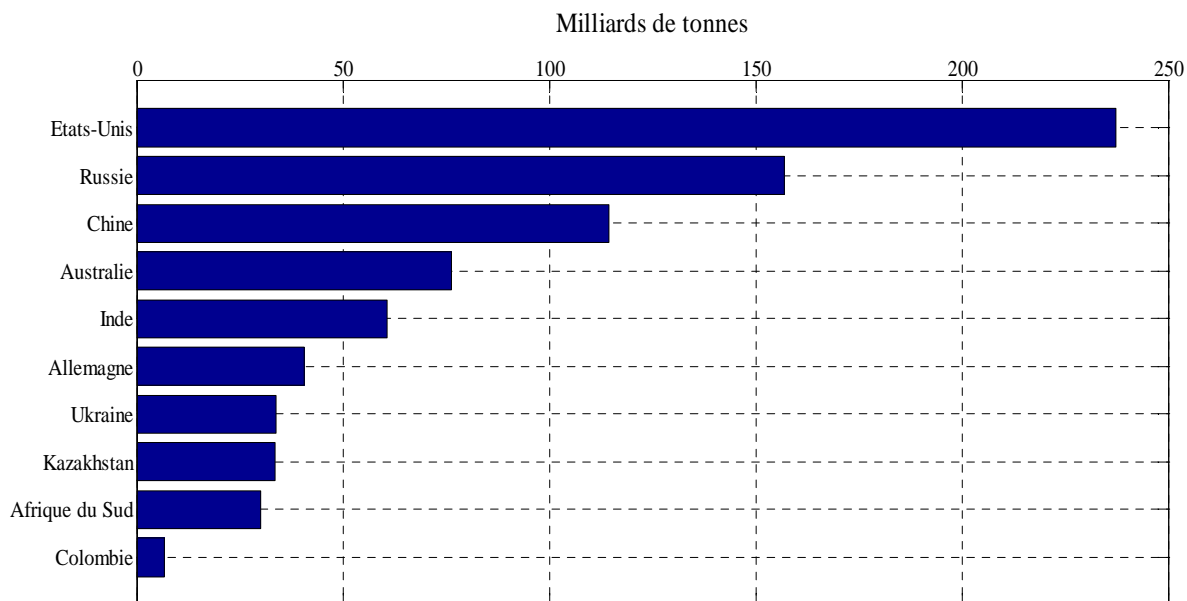


Figure 1.17 : Réserves prouvées de charbon en 2013.

I.3.4.2.2. Réserves algériennes de charbon

La région de Béchar recèle un important gisement de charbon subdivisé en trois sous-bassins, à savoir Mezarif, Kenadsa et Abadla qui totalisent des réserves potentielles de plus de 208 millions de tonnes, dont le plus important est celui de Kenadsa (30 km du chef-lieu de wilaya) avec un potentiel estimé à 142 millions de tonnes, selon des explications fournies par la direction de l'énergie et des mines de la capitale du sud-ouest algérien [01], [25].

Il s'agit donc d'importantes quantités largement suffisantes pour faire tourner une centrale électrique à charbon pour de longues années. Avec seulement 20 millions de tonnes, «il est possible de faire fonctionner une centrale électrique de 300 à 400 MW durant 30 ans».

1906 est la date de la découverte du charbon. Le premier usage de ce charbon s'est fait en 1917 par une entreprise Française des chemins de fer. Cette exploitation minière a aussi provoqué la pollution de l'environnement jusqu'à sa fermeture en 1962 à l'indépendance [25].

L'option du retour à l'exploitation du charbon fait son chemin en ces moments de doute énergétique. Des sources très au fait du dossier au niveau de la Sonatrach ont indiqué que la compagnie nationale a déjà engagé des études sur la possibilité de la ré-exploitation de la mine de charbon de Kenadsa. Le projet consiste en fait à extraire du méthane contenu dans le charbon pour alimenter des centrales électriques.

I.4. Le potentiel renouvelable

I.4.1. Les différents types d'énergies renouvelables

Les énergies renouvelables constituent historiquement les premières sources d'énergies utilisées par les hommes. Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, etc., ces énergies, par définition, se renouvellent naturellement après avoir été consommées et sont donc inépuisables (au moins sur des très grandes échelles de temps).

Il existe cinq grands types d'énergies renouvelables : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. Leur caractéristique commune est de ne pas produire d'émissions polluantes (ou peu), et ainsi d'aider à lutter contre l'effet de serre.

I.4.1.1. L'énergie solaire

Ce terme désigne l'énergie fournie par les rayons du soleil. Le soleil est la source d'énergie la plus puissante et cette énergie est gratuite, il n'y a qu'à l'exploiter ! Les technologies sont réparties entre actives et passives.

Les technologies actives transforment l'énergie solaire en une forme électrique ou thermique que nous pouvons utiliser directement. C'est le cas des cellules photovoltaïques qui transforment la lumière du soleil directement en énergie électrique, des collecteurs solaires qui permettent de chauffer l'eau des maisons, du chauffage et du refroidissement solaire, des concentrateurs solaires qui utilisent des miroirs pour concentrer les rayons du soleil et générer une chaleur intense, transformant l'eau en vapeur et produisant de l'électricité grâce à certaines machines, et même des fours solaires.

Les technologies passives consistent à bien orienter les bâtiments par rapport au soleil ou à utiliser des matériaux spéciaux et des modèles architecturaux qui permettent d'exploiter l'énergie solaire.

I.4.1.2. L'énergie éolienne

La force éolienne est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des moulins à vent et de la navigation, par exemple. Aujourd'hui, nous pouvons exploiter cette énergie à l'aide d'hélices spéciales qui emmagasinent le vent et de machines qui le transforment en énergie

électrique. Les éoliennes sont installées sur terre et en mer dans des endroits où le vent atteint une vitesse élevée et constante.

I.4.1.3. L'énergie biomasse

L'utilisation de la biomasse remonte au temps où l'homme découvrait le feu et se servait encore du bois pour se chauffer et cuire ses aliments ! Il s'agit de l'énergie contenue dans les plantes et les matières organiques. La biomasse des plantes provient du soleil, quand la plante, grâce à la photosynthèse, absorbe l'énergie solaire. Ensuite, les animaux absorbent à leur tour ces plantes!

La biomasse provient de divers secteurs et matières comme le bois, les récoltes (cultivées spécialement pour la production d'énergie), les résidus agricoles et forestiers, les déchets alimentaires et les matières organiques issues des déchets municipaux et industriels. Il existe toute une variété de technologies pour convertir l'énergie de la biomasse en une forme réutilisable. Ces technologies changent l'énergie en formes utilisables directement (chaleur ou électricité) ou en d'autres formes telles que le biocarburant ou le biogaz.

I.4.1.4. L'énergie hydraulique

L'eau est également une source renouvelable puisqu'elle se régénère grâce au cycle d'évaporation et des précipitations. Sa force est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des barrages, des moulins à eau et des systèmes d'irrigation. Plusieurs technologies permettent d'exploiter l'énergie produite par la chute ou le mouvement de l'eau. Les roues à aubes peuvent la transformer directement en énergie mécanique (moulin à eau), tandis que les turbines et les générateurs électriques la transforment en électricité.

I.4.1.5. L'énergie géothermique

L'énergie géothermique désigne l'énergie créée et emmagasinée dans la terre sous forme thermique. Elle est parfois libérée à la surface par des volcans ou des geysers, mais elle peut aussi être accessible à tout moment, comme dans les sources d'eau chaude. La géothermie peut servir à produire de l'électricité ou à chauffer et refroidir. L'énergie est extraite de réservoirs souterrains enfouis très profondément et accessibles grâce au forage, ou de réservoirs plus proches.

I.4.2. Potentiel Algérien en énergie renouvelable

De par son positionnement géographique privilégié, l'Algérie dispose d'un potentiel d'énergies renouvelables national très important.

Le pays possède un potentiel très important en énergie solaire. Avec un ensoleillement annuel moyen évalué à 2000 heures et un territoire composé à 86% de désert saharien, sa puissance solaire est estimée à environ 1700 KWh/m²/an dans le nord du pays et 2650KWh/m²/an dans le sud, ce qui correspond à une capacité électrique 8 fois supérieur aux réserves de gaz naturel du pays, et au plus grand champs solaire du monde.

Le potentiel de développement des autres énergies renouvelables est plus modeste, notamment pour l'hydroélectricité et l'éolien où les vitesses de vent varient entre 2 et 6m/s seulement. Le potentiel de la biomasse, qui comprend le recyclage des déchets issus des activités humaines, des déchets urbains et agricoles, est estimé à 1,33 MTEP/an. La géothermie présente des

perspectives plus favorables avec 200 sources d'eau chaudes répertoriées et des capacités annuelles estimées à 700MW annuels [26], [27].

I.4.2.1. Potentiel solaire

Dans tout le bassin méditerranéen, il existe un gigantesque réservoir d'énergie solaire situé au nord du continent africain et particulièrement la région Sud de l'Algérie. Le potentiel de ce type d'énergie dans le sud algérien appelé également GSA (grand Sahara algérien) est le plus important (figure 1.18) [28].

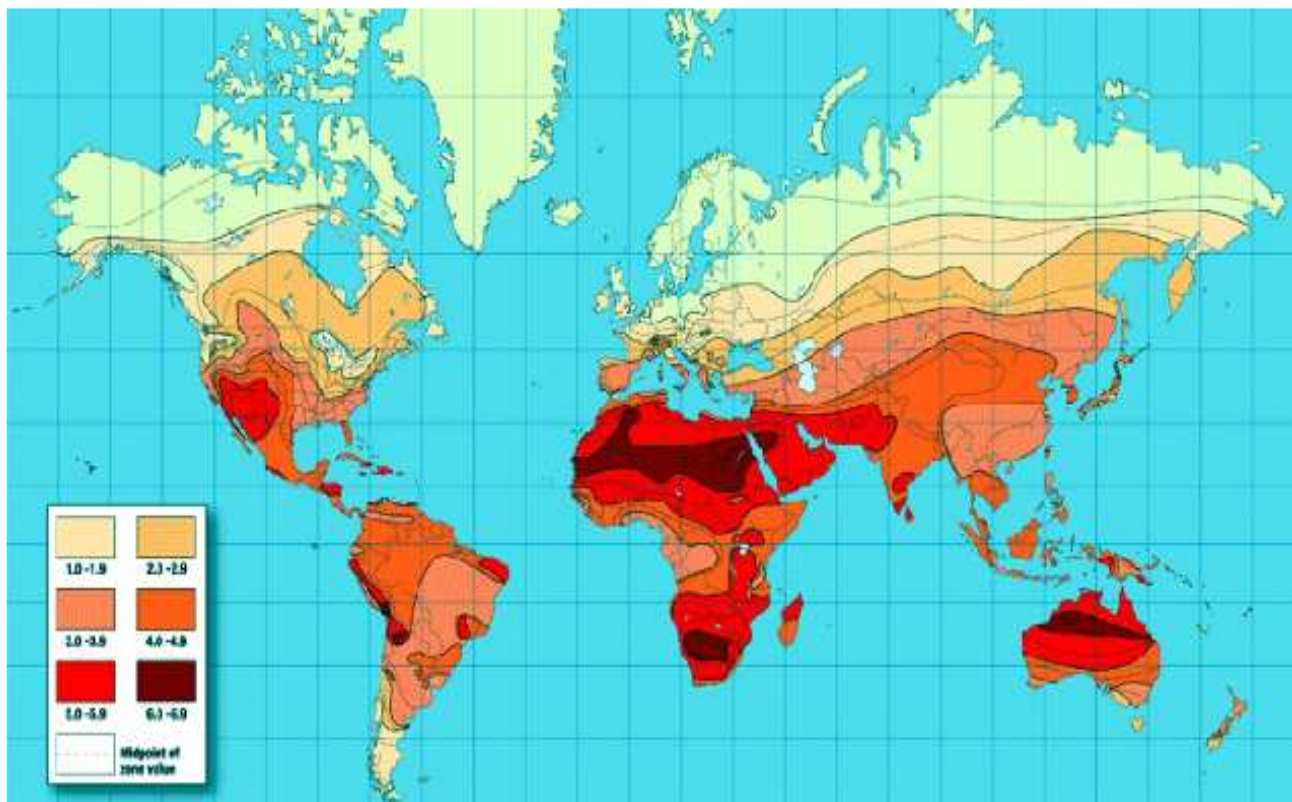


Figure 1.18 : carte d'insolation solaire du monde [28].

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5Kwh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700Kwh/m²/an au Nordet 2263 KWh/m²/an au sud du pays [26], [27], [28], [29].

Le tableau dessous indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau 1.9 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [28], [29].

La figure suivante représente l'estimation de l'irradiation globale reçue.

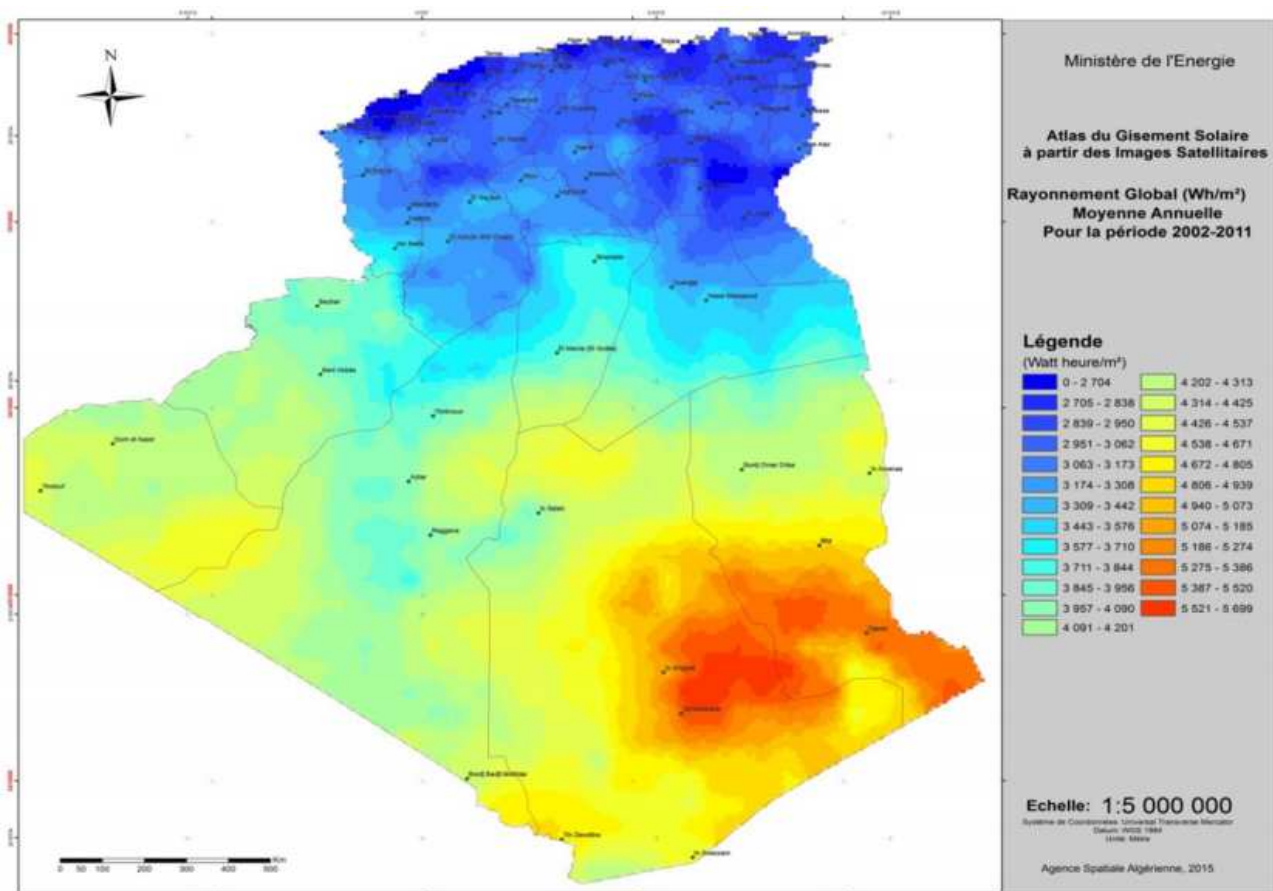


Figure 1.19 : Carte de l'Irradiation Globale Directe Annuelle Moyenne (Période 2002-2011) [30], [31].

I.4.2.2. Potentiel éolien

L'énergie éolienne représente la deuxième filière pour la production d'électricité dans le programme national de développement des énergies renouvelables. Plusieurs études ont été réalisées par le CDER au profit du Ministère de l'Energie portant d'une part sur l'identification des sites éligibles à l'implantation de fermes éoliennes et d'autre part sur la faisabilité technico-économique d'implantation de fermes éoliennes dans diverses régions de l'Algérie, notamment dans le Sud de l'Algérie [30].

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien [31].

La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 7m/s et qui dépassent la valeur de 8m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel) [31].

Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les

hauts plateaux de Tébessa, Biskra, M'sila et Elbayadh (6 à 7m/s), et le Grand Sud (>8m/s) [28], [31].

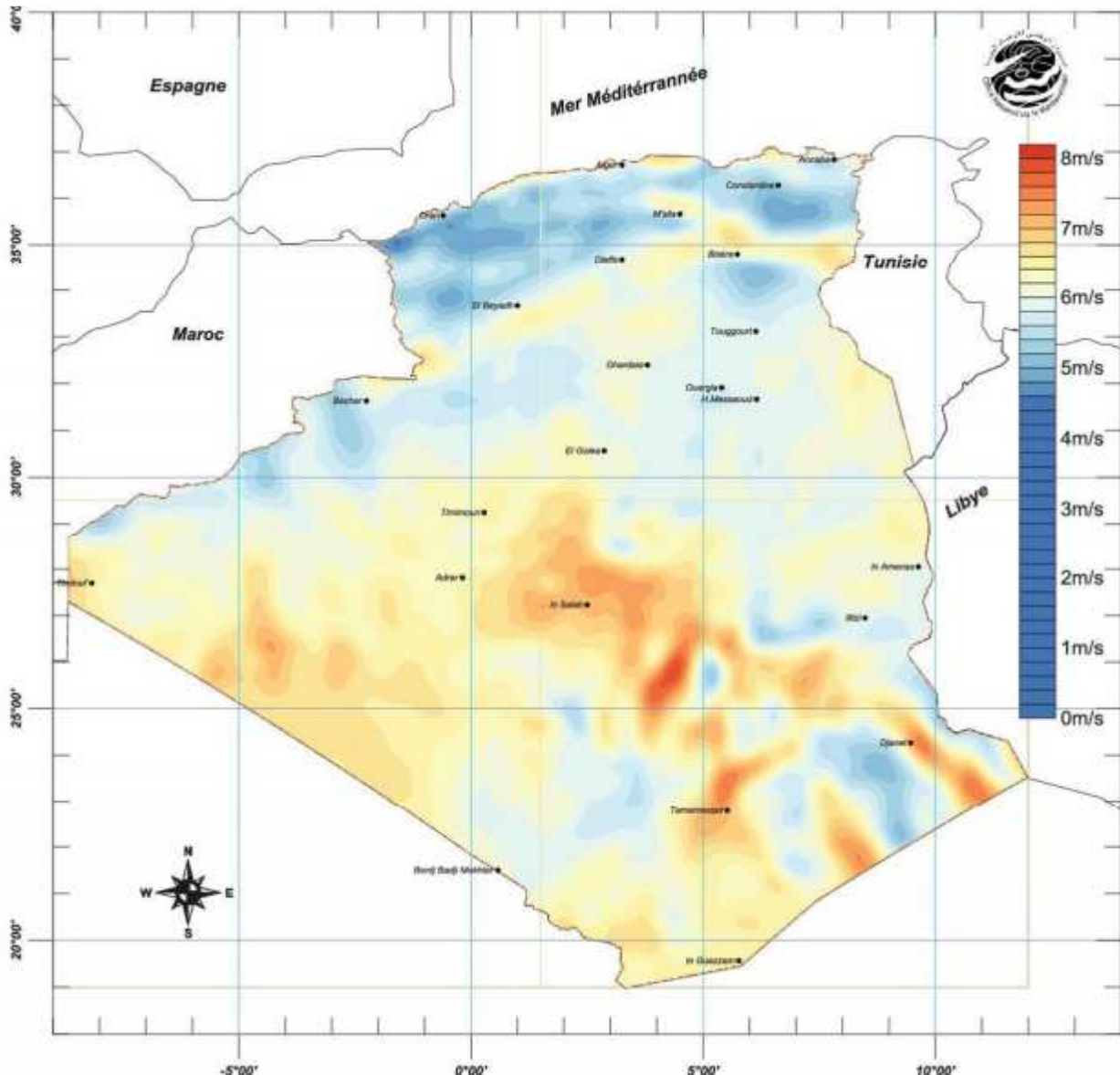


Figure 1.20 : Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010) [31].

I.4.2.3. Potentiel géothermique

L'Algérie est caractérisée par un riche potentiel d'énergie géothermique [30], [31].

- Le Nord de l'Algérie renferme plus de 240 sources thermales réparties de l'Est à l'Ouest et qui sont de plus forte concentration à l'Est.
- Le Sud de l'Algérie renferme une importante réserve d'eau thermale en profondeur dans l'Albien (aussi appelée la nappe albienne). L'aquifère albien constitue le réservoir géothermique principal du Sud de l'Algérie. Il s'étend en Algérie sur une superficie de 600.000km².

L'évaluation du potentiel géothermique constitue un support efficace aux responsables de la gestion des ressources en eau géothermale et milieu naturel pour les futures activités touristiques dans le domaine de l'hydrothermalisme.

Ainsi, des études d'évaluation permettent une expertise et une assistance technique pour les projets publics qui rentrent dans le domaine de la basse enthalpie en Algérie. Elles constituent également un support important dans le domaine de l'exploitation de la géothermie dans la production de l'électricité, de la chaleur et du froid et dans le chauffage des serres agricoles et dans la pisciculture.

Il est prévu de produire 15 mégawatt d'électricité à partir de la géothermie dans le cadre du programme des énergies renouvelables.

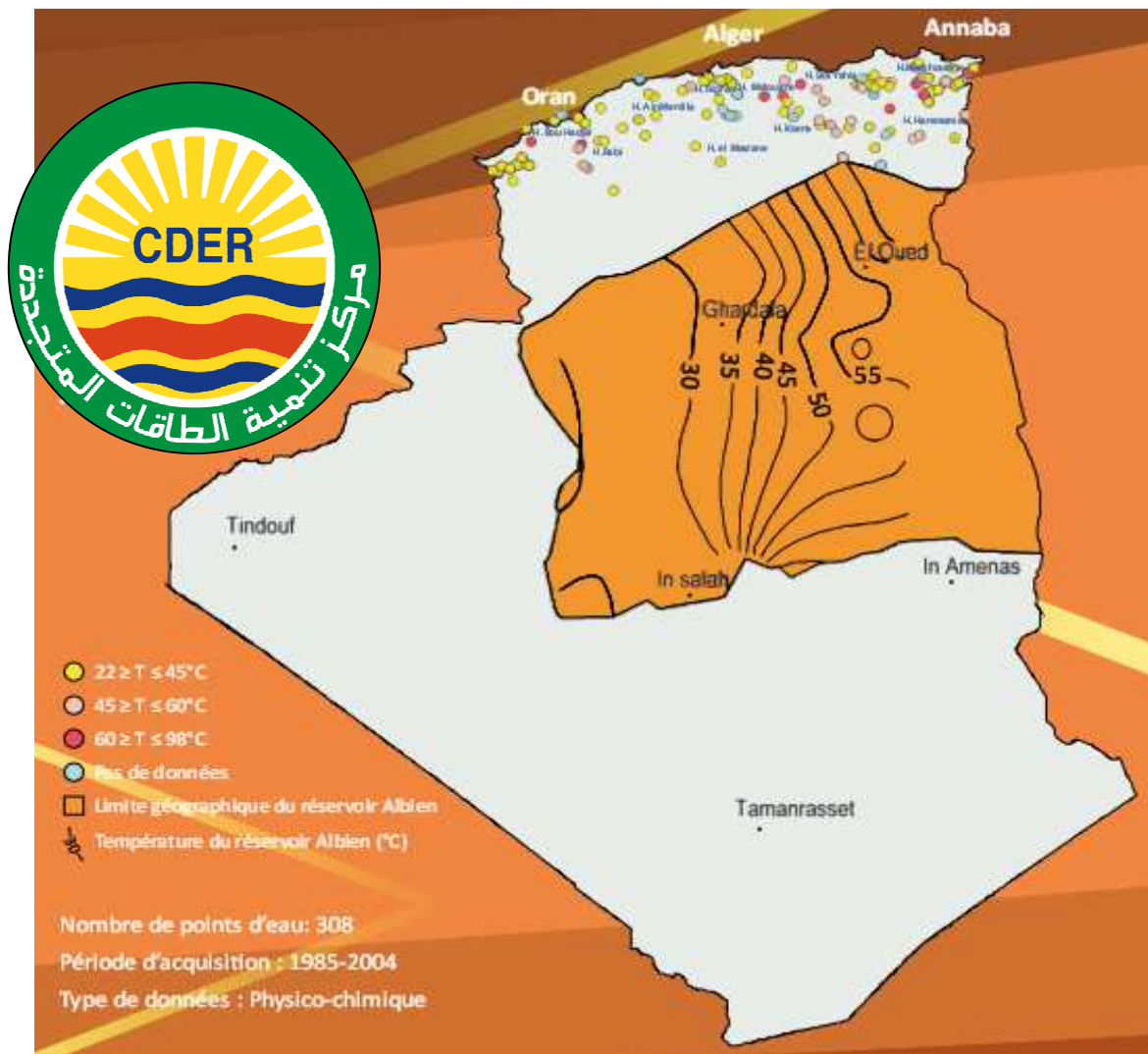


Figure 1.21 : Localisation et température des ressources géothermiques de l'Algérie [31].

I.4.2.4. Potentiel de biomasse

Le CDER a réalisé une étude préliminaire sur le potentiel énergétique des déchets ménagers et assimilé (DMA), des stations d'épurations des eaux usées (STEP) et des déchets issues de l'agriculture et des industries agroalimentaires. Ces sources étant disponibles de manière durable et

en quantité, dans la mesure où la population algérienne continue de croître, de même pour ses revenus moyens [30].

Les résultats de cette étude montrent que la valorisation énergétique de ces sources, permet la production d'un potentiel exploitable de près de 1 milliard de mètres cube de biogaz. Transformée en électricité, cette quantité de biogaz permet de produire plus de 1700 GWh/an, soit la consommation moyenne annuelle de 1,5 million d'algériens [30].

- **Potentiel de la forêt**

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole).

Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10% [31].

- **Potentiel national des déchets ménagers et assimilés**

05 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de TEP/an [31].

I.4.2.5. Potentiel Hydraulique

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer [31].

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du Nord au Sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation [31].

I.4.2.6. L'hydrogène solaire

L'hydrogène est un atout pour l'Algérie vu son potentiel et les infrastructures dont elle dispose. Il est temps pour s'engager dans le développement de l'hydrogène et devenir leader dans ce domaine.

L'hydrogène est un gaz qui est généralement combiné avec d'autres atomes, on le retrouve dans l'eau, le pétrole et le gaz naturel.

Dans l'industrie, l'hydrogène est utilisé dans le raffinage du pétrole, et la fabrication de plusieurs produits chimiques comme le méthanol.

L'hydrogène est un allié aux énergies renouvelables sa valeur économique est inestimable étant un alternatif aux hydrocarbures fossiles, tout en notant que ce gaz, transformé en utilisant l'eau et l'énergie solaire, à plusieurs utilisations comme dans le chauffage et le transport (véhicules à hydrogène).

En plus, l'hydrogène est considéré comme une nouvelle solution de stockage de l'électricité qui s'avère très intéressante sur le point de vue économique, permettant de stocker l'excédent de l'électricité pour des usages divers.

L'Algérie doit se lancer dans la recherche et le développement des technologies de l'hydrogène en vue de conforter sa transition vers les énergies renouvelables.

Le procédé technique d'obtention de l'hydrogène renouvelable se fait à partir de l'énergie solaire par électrolyse de l'eau, cet expert a ainsi relevé que l'énergie solaire, disponible en Algérie, peut donc être utilisée comme source pour produire l'hydrogène « vert » [32].

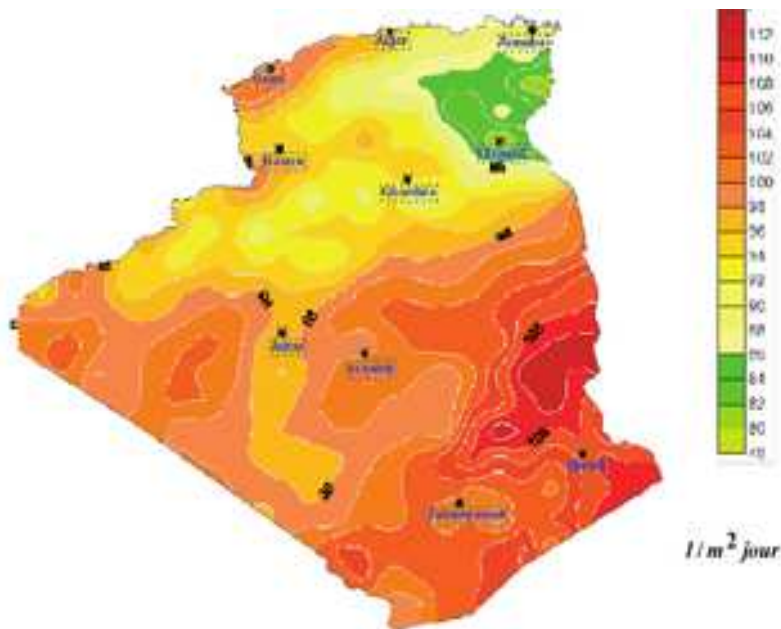


Figure 1.22 : Cartographie de la production d'hydrogène en Algérie [33].

I.4.2.7. Le sable siliceux

La composition du sable varie d'un endroit à l'autre selon la nature des roches. Dans l'industrie du verre, de la fonderie et d'autres domaines, le sable recherché est celui qui a une grande teneur en silice, un bon classement et des grains arrondis ou subarrondis : sont appelés sables siliceux ou sables industriels.

L'industrie du verre et de la fonderie à besoin de gisements de sable qui possède une très haute teneur en silice dépassant 98 %, un bon classement, et des grains arrondis ou subarrondis ; ces sables peuvent être lavés, traités, tamisés et purifiés pour répondre aux exigences des consommateurs.

Les principales applications de sables siliceux sont : la verrerie, la fonderie, le bâtiment, l'électrometallurgie, la céramique, la chimie, les peintures les charges minérales, la fibre de verre, les colles, la filtration, les sports et loisirs, les abrasifs, etc...

On trouve en Algérie des gisements importants de matériaux siliceux, notamment dans l'Ouest du pays (Figure 1.23), où ils sont liés aux dépôts de sables éoliens. Ce sont surtout ces gisements qui sont exploités pour la production du verre [34].

Les gisements algériens de silices son surtout représentés par les dépôts de sables quaternaires, mais aussi par des matériaux variés : grés quartzeux, quartzites, quartz filoniens, etc.

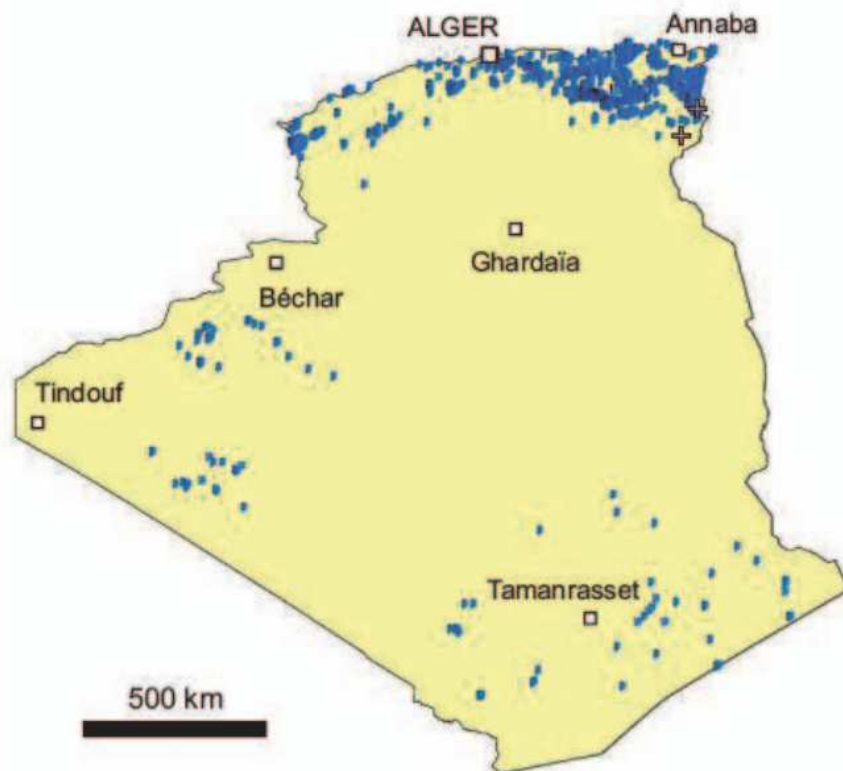


Figure 1.23 : Carte des gisements algériens de silices [34].

Dans la partie Nord du pays, les réserves géologiques connues sont de plus de 150 Mt de roches siliceuses pures à teneur en silice élevée ($> 97\%$ SiO_2) et plus de 100 Mt de roches siliceuses industrielles à plus de 90 % de SiO_2 [34].

Les ressources potentielles en matériaux siliceux est très importante grâce à leur répartition, leur extension et à la diversité des gisements de roches siliceuses sous forme de sable, grès quartziques, quartzites, filons de quartz et en contextes de bassins sédimentaires et de zones de socle [34].

I.5. Conclusion

Les trois fondements de la stratégie algérienne ont toujours été les mêmes :

- garantir la satisfaction des besoins énergétiques nationaux ;
- accroître et assurer une valorisation optimum des réserves en hydrocarbures du pays ;
- continuer à contribuer au financement du développement économique national.

Plus généralement et plus exactement, il s'agit d'abord d'assurer la sécurité énergétique nationale d'aujourd'hui et de demain, puisque les potentialités de l'Algérie en hydrocarbures pourront assurer ses besoins futurs. Mais au-delà de 2040, elle sera confrontée à des difficultés énormes pour subvenir à ses besoins internes en la matière, d'où la nécessité de mettre en place des mécanismes capables d'assurer une contribution progressive des ressources renouvelables dans l'économie énergétique, et plus particulièrement d'origine solaire. Il faut noter également la possibilité d'exploitation du gaz de schiste, dont l'Algérie semble bien placée dans ce domaine, à condition de bien maîtriser les techniques d'exploitation de cette ressource et de bien respecter l'environnement.

CHAPITRE II

PODUCTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE EN ALGERIE

II.1. Introduction

L'électricité est au cœur du développement économique et social et de la qualité de vie. Sa demande ne cesse de progresser sous l'effet de l'évolution démographique, de l'industrialisation et de l'urbanisation.

Depuis 1963, l'Algérie relate une énorme augmentation de la demande d'électricité. Alors que la consommation d'électricité dans le début des années 1960 était inférieure à un seul TWh, il est passé à 70 TWh en 2016.

Parallèlement, la production algérienne d'électricité est en forte augmentation, notamment pour répondre aux besoins du pays émergents, elle a atteint 60 TWh en 2016.

Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie

Mais la préoccupation environnementale exige aussi de développer d'autres énergies dites propres et renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne.

Considérant que l'Algérie détient un potentiel énergétique très important ; un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique est lancé par le gouvernement algérien.

Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Dans ce chapitre, nous apprendrons les différentes techniques de production d'électricité, et nous passerons en revue tout ce qui concerne la production d'électricité en Algérie, sans oublier les projets de futur programmés.

II.2. L'énergie électrique

L'électricité est un phénomène électromagnétique créé par l'interaction de particules présentes dans la matière qui sont chargées positivement ou négativement et dont les effets peuvent être utilisés pour générer de l'énergie.

L'électricité ne se perçoit que par ses effets parmi lesquels figurent certaines manifestations naturelles comme les éclairs. Aujourd'hui, l'électricité est utile à chaque aspect de notre vie quotidienne. Nous nous en servons pour manger, nous déplacer, nous éclairer, nous soigner, etc....

Les formes naturelles d'électricité sont toutefois difficiles, voire impossibles, à utiliser pour combler nos besoins énergétiques. Ainsi, il nous faut transformer les diverses manifestations naturelles de l'énergie afin de produire l'électricité dont nous avons besoin. Pour ce faire, plusieurs moyens ont été développés.

En voici quelques-uns accompagnés des ressources naturelles qu'ils transforment:

- **Sources d'énergies fossiles** comme le charbon, le pétrole ou le gaz naturel, issus de la décomposition dans la roche de végétaux pendant des millions d'années.

- **Sources d'énergies fissiles** comme l'uranium dont les atomes peuvent être cassés pour libérer de la chaleur et de l'énergie.
- **Sources d'énergies renouvelables** comme l'eau, le vent, le soleil, la chaleur de la Terre ou la biomasse que la nature renouvelle en permanence.

II.3. Les différentes techniques de production

L'électricité est aujourd'hui produite, à près de 80 %, grâce à la combustion des carburants fossiles ou de l'uranium (fission nucléaire).

Mais Après de nombreux soubresauts, les contraintes environnementales, le rapprochement de l'échéance d'épuisement des ressources fossiles et fissiles, le monde se dirige vers les sources renouvelables. Le soleil, le vent, les courants sous-marins et d'autres pour produire de l'électricité. Actuellement l'électricité renouvelable ne fait qu'une petite portion de l'énergie produite mais cette portion va augmenter de plus en plus jusqu'à satisfaire la majeure partie de nos besoins.

II.3.1. Les centrales thermiques à flamme

Dans une centrale thermique dite "à flamme", la chaleur de combustion dégagée dans une chaudière permet de générer de la vapeur qui, en circulant dans une turbine reliée à un alternateur, produit de l'électricité.

Diverses technologies existent, en fonction du combustible (charbon, fioul, gaz) ou du type de chaudière.

Les efforts actuels visent à réduire l'impact environnemental des installations (réduction des émissions polluantes, captage du CO₂, etc.). Le fonctionnement en cogénération est possible, accroissant ainsi l'efficacité énergétique globale.

II.3.2. Les centrales nucléaires

Une centrale nucléaire génère de l'électricité grâce à l'énergie dégagée par une réaction contrôlée de fission nucléaire, principalement des isotopes de l'Uranium et du Plutonium. Les principales technologies en service utilisent le réacteur de fission comme une chaudière alimentant en chaleur un circuit vapeur qui génère de l'électricité.

L'eau fait à la fois office de caloporteur et de modérateur (réacteurs à eau légère).

II.3.3. Les Centrales hydroélectriques

Les centrales hydro-électriques convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique.

Il existe aussi des barrages qui utilisent la force des marées et des courants. La circulation de l'eau provoquée par ces cycles maritimes entraîne des turbines qui, couplées à un alternateur, va produire de l'électricité.

L'utilisation de la force des marées et des courants peut également se faire à l'aide d'hydroliennes. Ces hydroliennes ont exactement le même principe qu'une éolienne mais à la place du vent elles utilisent les courants marins.

II.3.4. Fermes éoliennes

La force éolienne est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des moulins à vent et de la navigation, par exemple. Aujourd'hui, nous pouvons exploiter cette énergie à l'aide d'hélices spéciales qui emmagasinent le vent et de machines qui le transforment en énergie électrique. Les éoliennes sont installées sur terre et en mer dans des endroits où le vent atteint une vitesse élevée et constante.

II.3.5. Système solaire

Ce terme désigne l'énergie fournie par les rayons du soleil. Le soleil est la source d'énergie la plus puissante et cette énergie. Les technologies sont réparties entre solaire photovoltaïque et solaire thermique.

II.3.5.1. Système solaire photovoltaïque

Les systèmes solaires photovoltaïques (PV) convertissent l'énergie du rayonnement solaire en électricité grâce à un matériau semi-conducteur qui, sous l'excitation des photons de la lumière, crée un déplacement d'électrons. Les matériaux semi-conducteurs peuvent être cristallins (silicium monocristallin et polycristallin), sous forme de couche mince (silicium amorphe, tellure de cadmium), ou encore faits de matière organique. Les matériaux cristallins sont les plus répandus.

Les systèmes se présentent sous forme de panneaux disposés au sol ou sur des toitures, dans un nombre variant de un à plusieurs centaines de panneaux. Le courant délivré étant continu, l'installation d'un onduleur est nécessaire pour délivrer un courant alternatif, notamment dans le cas d'une injection de l'électricité sur le réseau.

II.3.5.2. Système solaire thermique

La technologie solaire thermique permet de transformer les rayons lumineux du soleil en chaleur utile.

Les principaux types de centrales solaires thermiques se distinguent surtout par la manière dont on focalise les rayons solaires.

On distingue plusieurs systèmes de l'énergie solaire thermique :

- Les capteurs solaires plans ;
- Four solaire ;
- Les collecteurs paraboliques ;
- Les collecteurs cylindro-parabolique ;
- Les collecteurs linéaires de Fresnel ;
- Les centrales à tour ;
- Les cheminés solaires .

II.3.6. Les centrales géothermiques

La géothermie consiste à capter la chaleur contenue dans la croûte terrestre pour produire du chauffage ou de l'électricité.

On caractérise 3 types d'énergies :

- La géothermie à haute énergie : la température élevée du gisement (entre 80°C et 300°C) permettant la production d'électricité ;
- La géothermie à basse énergie : La température de l'eau entre 30°C et 100°C. Cette technologie est utilisée principalement pour le chauffage urbain collectif par réseau de chaleur ;
- La géothermie à très basse énergie : la température est comprise entre 10 °C et 30 °C. Cette technologie est appliquée au chauffage et la climatisation avec la pompe à chaleur géothermique.

C'est une application suivant la profondeur, à chaque fois que l'on descend de 100m sous terre, on gagne 2 à 3°C en moyenne.

II.3.7. Les centrales de biomasse

Les chaudières biomasse fonctionnent sur un principe relativement identique à celui des chaudières gaz ou fioul : elles permettent de transférer en continu de l'énergie issue de la combustion de biomasse (bûches, granulés de bois, copeaux de bois, bagasse...) à un fluide caloporteur, généralement de l'eau chaude ou de la vapeur. Une des différences notables réside dans la manipulation du combustible, souvent plus contraignante que pour des intrants gazeux ou liquides.

II.4. Production mondiale de l'énergie électrique

La production mondiale d'électricité est en forte augmentation, notamment pour répondre aux besoins des pays émergents. Ce sont les énergies fossiles qui assurent actuellement la majorité de cette production. Mais cette tendance évolue, et d'autres sources d'énergie comme le nucléaire et les énergies renouvelables vont progressivement remplacer les énergies fossiles, épuisables et polluantes.

II.4.1. Le mix électrique mondial

Dans le monde, la production d'électricité a augmenté en moyenne de 3,1 % par année pendant les dix dernières années, jusqu'à 23 127 TWh en 2013.

L'électricité produite avec des combustibles fossiles a augmenté plus rapidement, de 3,3 % par année sur 10 années, avec une part de marché toujours supérieure au 2/3 de la production totale (Tableau 2.1).

Le nucléaire est la seule technologie qui a diminué sa production (- 1,1 % / an). Sa part de marché était de 15,7 % en 2004; elle baisse à 10,8 % en 2013 [35], [36].

	Totale	Totale ER	Hydro	Totale ER non Hydro	Eolien	Solaire	Géot + Biom	Nucléaire	Fossile
2013 (TWh)	23127	5016	3782	1234	628	125	481	2489	15622
2004 (TWh)	17573	3142	2807	336	86	2,6	248	2762	11669

(2013)-(2004) (TWh)	5554	1874	975	898	543	122	234	-273	3952
(2013)/(2004)	1,32	1,60	1,35	3,67	7,34	48,03	1,94	0,90	1,34
Variation de 10 ans (%)	32	60	35	267	634	4703	94	-10	34
Taux d'augmentation (%/an)	3,1	5,3	3,4	15,6	24,8	53,8	7,7	-1,1	3,3

Tableau 2.1 : Production mondiale d'électricité (2004 - 2013) [35].

La production mondiale d'électricité renouvelable (y compris celle des grands barrages hydroélectriques) a augmenté sa part de marché de 17,5 % à 21,7 % (soit une croissance moyenne de 5,3 % par an). Les renouvelables compensent presque la diminution du nucléaire.

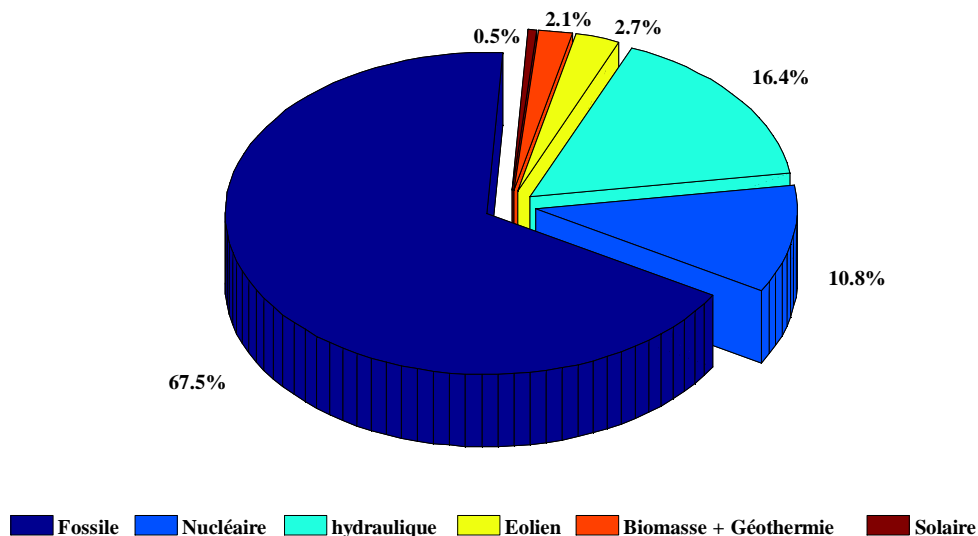


Figure 2.1 : Production mondiale d'électricité par source (2013).

En valeur absolue de production électrique, l'hydroélectricité est championne des énergies renouvelable avec 975 TWh de plus produit en 2013 par rapport à 2004. La production annuelle hydroélectrique mondiale croît de 3,4 % an en moyenne sur dix ans; elle est supérieure à la croissance mondiale de la production électrique (3,1% par an).

Les renouvelables non-hydroélectriques augmentent leur production au rythme de 15,6 % par an, soit une production en 2013 équivalente à 3,67 fois la production de 2004, soit encore une augmentation + 898 TWh/an sur la période. Leur part de marché passe de 1,91 % en 2004 à 5,34 % en 2013 [35], [36].

II.4.2. Répartition géographique de la production d'électricité

La production d'électricité mondiale a augmenté de 2,5% en 2013, juste avant la croissance de l'énergie primaire (2,4%). La croissance a été légèrement supérieure à 2012(2,2%) mais reste en dessous de la tendance sur dix ans (3,3%) [35].

L'électricité de l'OCDE a diminué de -0,1%, en baisse pour la troisième année consécutive. L'électricité non-OCDE a augmenté de 4,8%, plus que 2012 (4,3%), mais bien en dessous de la tendance sur dix ans (6,3%). La production d'électricité a augmenté dans toutes les régions, sauf en Europe et l'Eurasie, où elle a diminué de 0,7%. Chine (+ 7,8%) et les États-Unis (+ 0,5%) restent les plus grands et les seconds plus grands producteurs d'électricité, et l'Inde (+ 4,9%) a dépassé le Japon (-1,4%) en 2013 pour prendre la troisième place [35].

Le tableau suivant représente les dix premiers pays producteurs de l'électricité en 2013.

Rang	Pays	Production (TWh)	Part mondiale %
01	Chine	5361,6	23,2%
02	États-Unis	4260,4	18,4%
03	Inde	1102,9	4,8%
04	Japon	1088,1	4,7%
05	Russie	1060,7	4,6%
06	Allemagne	633,6	2,7%
07	Canada	626,8	2,7%
08	France	568,3	2,5%
09	Brésil	557,4	2,4%
10	Corée du Sud	534,7	2,3%
	Monde	23127,0	100%

Tableau 2.2 : Les dix premiers pays producteurs de l'énergie électrique en 2013 [35].

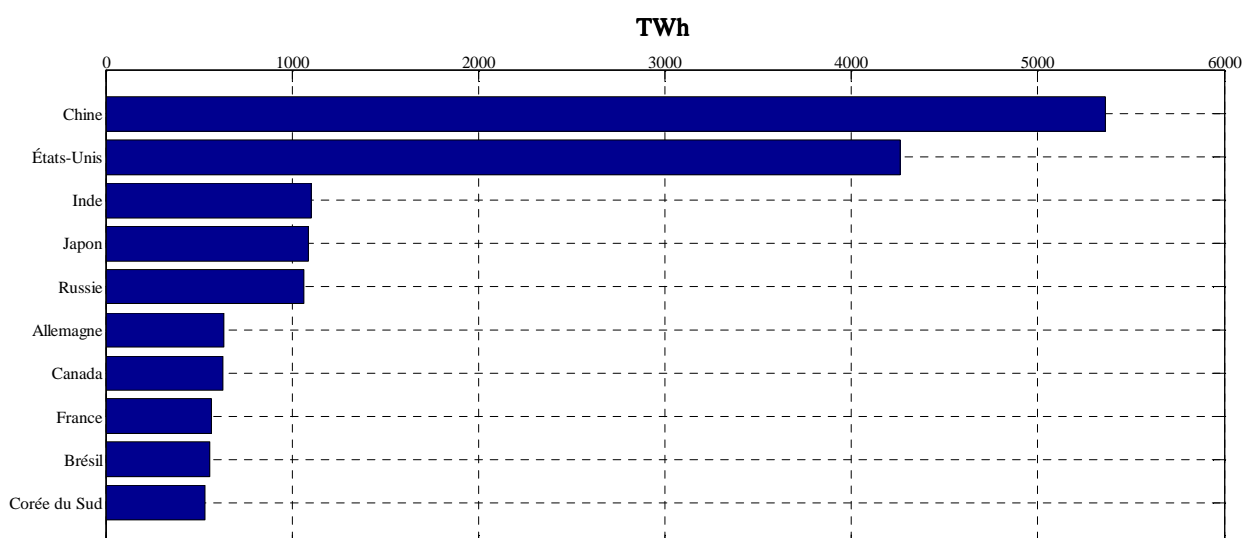


Figure 2.2 : Les dix premiers pays producteurs de l'énergie électrique en 2013.

II.5. L'énergie électrique en Algérie

Par ordonnance n°69-59 du 26 juillet 1969 parue dans le journal officiel du 1^{er} Août 1969, la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (SONELGAZ) est créée en substitution à EGA (1947-1969) dissout par ce même décret. L'ordonnance lui assigne pour mission générale de s'intégrer de façon harmonieuse dans la politique énergétique intérieure du pays. Le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'énergie électrique attribué à SONELGAZ a été renforcé [37].

Depuis 1963, l'Algérie relate une énorme augmentation de la demande d'électricité. Alors que la consommation d'électricité dans le début des années 1960 était inférieure à un seul TWh, il est passé à 70 TWh en 2016 [38], [39].

La production nationale d'énergie électrique en 2016 a atteint 70 TWh, reflétant une croissance de plus de 7% par rapport à 2015 et l'équivalent de 0,3% du total du monde (Selon l'Enquête sur BP Statistical Energy 2017) [09].

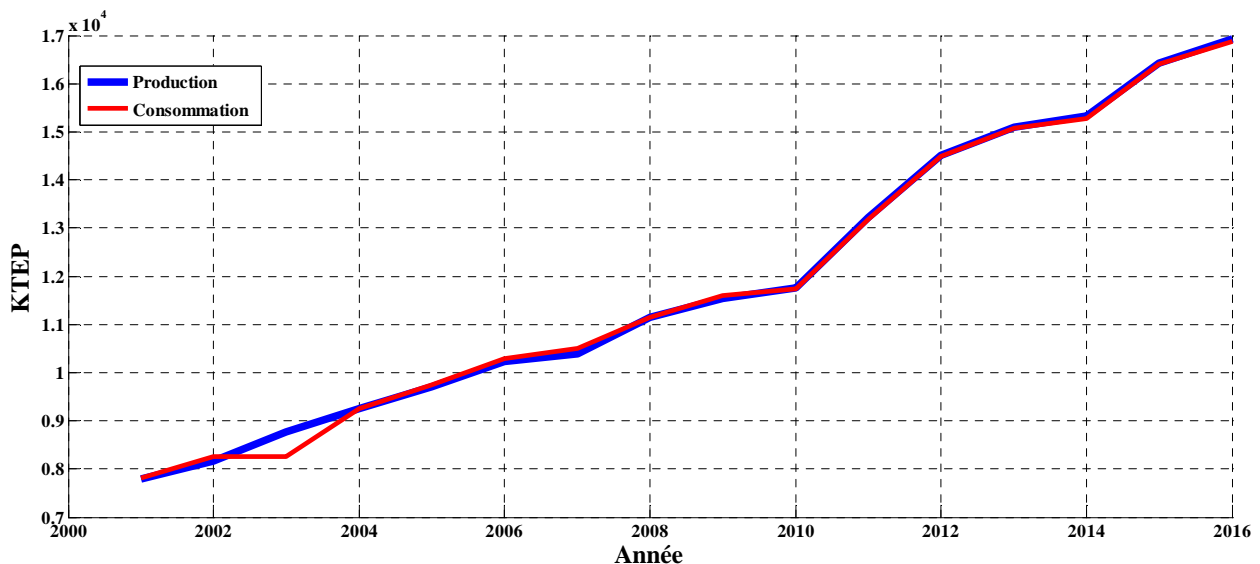


Figure 2.3 : Production et consommation de l'énergie électrique en Algérie.

Dès que la configuration du système électrique national reste inchangée, elle est constituée : [40]

- D'un réseau interconnecté qui couvre le Nord et une partie du Sud du pays et comprenant le réseau de transport auquel sont raccordés les centrales de production et les principaux clients industriels, ainsi que les réseaux de distribution desservant le reste de la clientèle (ménages, services, PME/PMI);
- Réseau Adrar, In Salah, Timimoun;
- Vingt-six réseaux isolés alimentés par des turbines à gaz (Illizi, Tamanrasset) ou par des groupes diesel desservant les villes du Sud, à travers des réseaux de distribution.

Actuellement, le mix électrique d'Algérie est principalement basé sur le gaz naturel (plus de 90%) en termes de production d'électricité [39]. Néanmoins, au-delà de ses réserves de gaz naturel, l'Algérie a un fort potentiel pour les énergies renouvelables. En 2011, le gouvernement algérien a fixé un objectif de 22GW de nouvelles capacités à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici 2030 [26], [28].

II.5.1. La part de l'électricité dans le bilan énergétique de l'Algérie

II.5.1.1. Production nationale d'énergie

II.5.1.1.1. Production d'énergie primaire

La production d'électricité primaire (incluant la filière hydraulique) a fortement augmenté (+51%), passée de 223 GWh à 336 GWh en 2016, suite à l'entrée en production de plusieurs centrales photovoltaïques réalisées dans le cadre du programme national des énergies renouvelables (EnR) [39].

Ainsi, l'année 2016 a vu la mise en service de 13 centrales photovoltaïques d'une capacité totale de près de 180 MW ; ce qui a permis de porter la part de la production d'origine solaire et éolienne dans la production d'électricité primaire à près de 80% [39].

Par contraste, la production d'électricité d'origine hydraulique a connu une forte baisse (-50%) à 72 GWh, vu la faible pluviométrie, ramenant sa part à moins de 20% de l'électricité primaire [39].

Il est à noter la part de l'électricité primaire restée inférieure de 0.1% de la production nationale de l'énergie primaire, comme indiqué dans la figure ci-dessous :

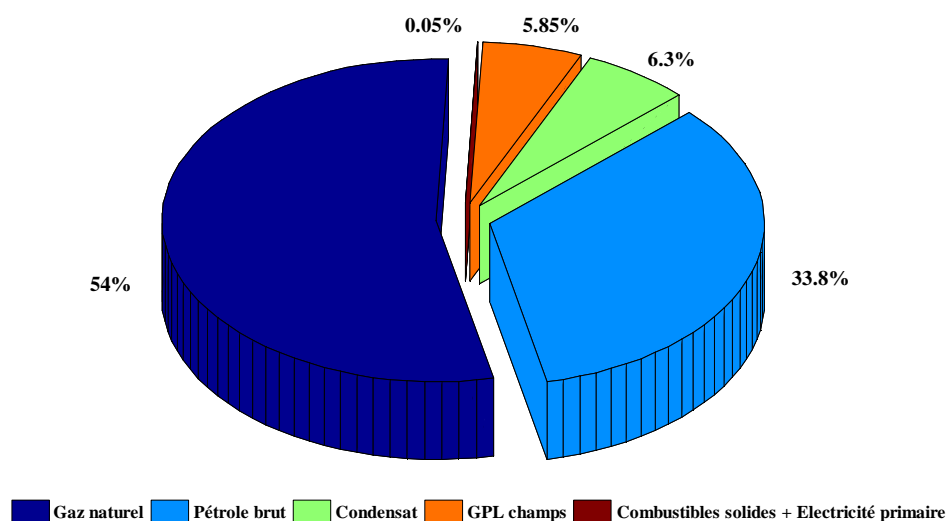


Figure 2.4 : Structure de la production d'énergie primaire.

II.5.1.1.2. Production d'énergie dérivée

La production d'énergie dérivée a légèrement diminué (-1,0%) à 63,1 M Tep, suite à la baisse du gaz naturel liquéfié (-4,8%) et des produits pétroliers (-1,1%). Cette baisse a été en partie compensée par la hausse de production d'électricité (+3,0%) [39].

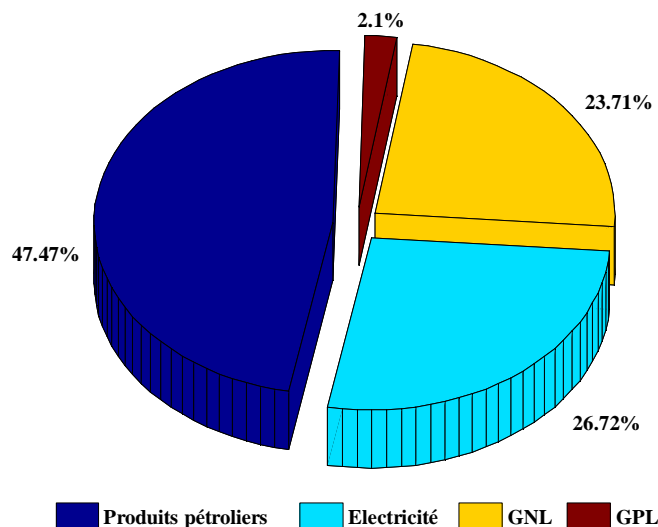


Figure 2.5 : Structure de la production d'énergie dérivée.

II.5.1.2. Consommation nationale d'énergie

La consommation nationale a été du même niveau (+0,1%) qu'en 2015. La baisse de la consommation de pétrole brut et produits pétroliers a été compensée par la hausse de celles de l'électricité (2,9%) et du gaz naturel (1,8%) [39].

La structure de la consommation nationale reste dominée par le gaz naturel (37%) suivi par l'électricité (29%) et les produits pétroliers (28%), comme illustré ci-après :

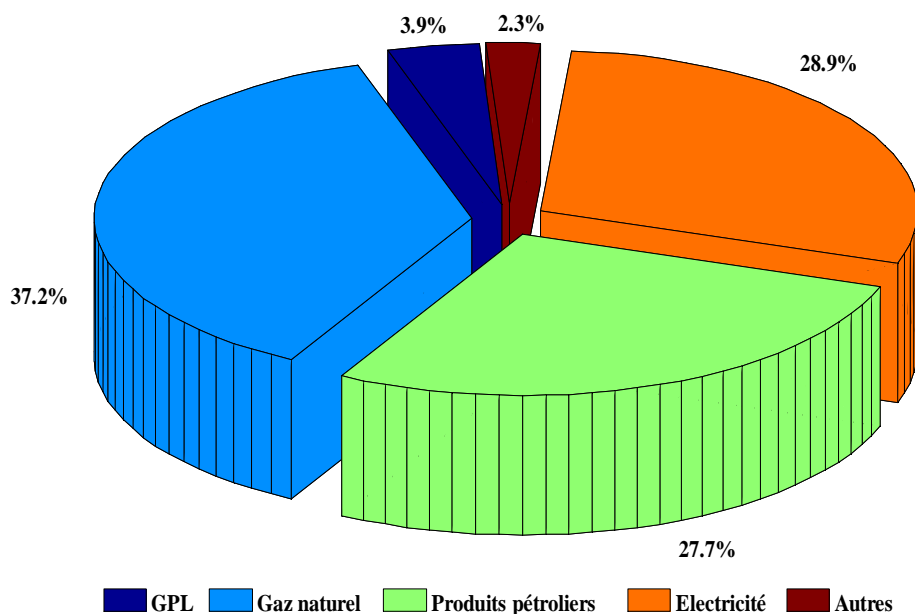


Figure 2.6 : Structure de consommation d'énergie.

Il est à noter la croissance continue de la consommation d'électricité, qui a vu sa part portée à près de 29%, soit un point de plus par rapport à 2015, pour s'établir à 16,9 M Tep, reflète les besoins induits par le développement socio-économique du pays [39].

II.5.2. La production de l'électricité en Algérie

La production nationale de l'électricité a connu une forte augmentation permettant au taux d'électrification nationale de passer de 41% en 1970 à plus de 99 % en 2016[37].

En effet, durant la période 2001-2016 la production de l'électricité a connu une forte croissance. Elle est passée de 26 257 GWh en 2001 à 70 997GWh en 2016 [39], [41].

Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie (Figure 2.7).

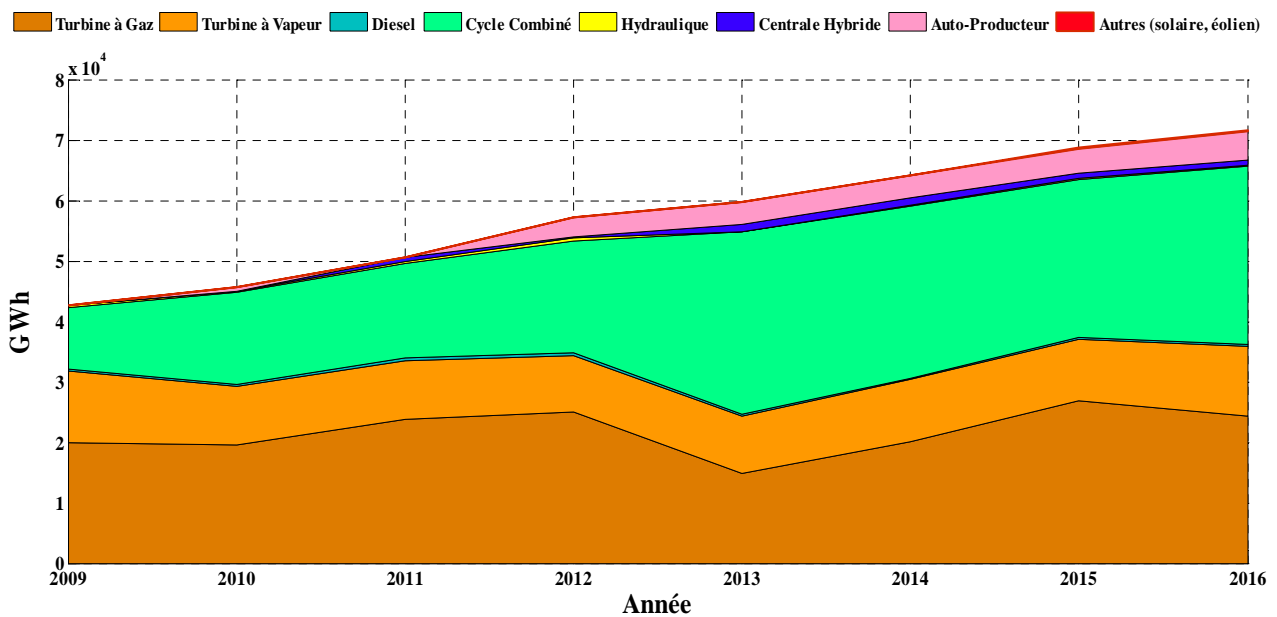


Figure 2.7 : Structure de la production d'électricité en Algérie (2009-2016).

Mais la préoccupation environnementale exige aussi de développer d'autres énergies dites propres et renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, dont les gisements sont disponibles et abondants notamment dans le Sud (Solaire) et Sud-ouest du pays (Eolien).

Un mégaprojet de production d'électricité hybride solaire-gaz à Hassi R'mel d'une capacité de 150 MW a été réalisée par la société Neal, avec un partenaire étranger. Ce projet mise en service en 2010 [42].

La production nationale d'électricité fait ressortir la part dominante du cycle combiné (CC), qui représente plus de 41%, suivi par les Turbines à gaz (34,43%), et les Turbines à vapeur (16,21%). Le reste est partagé entre les producteurs autonomes et autres moyens de production (diesel, hydraulique et EnR) [42], comme détaillé dans le graphe suivant :

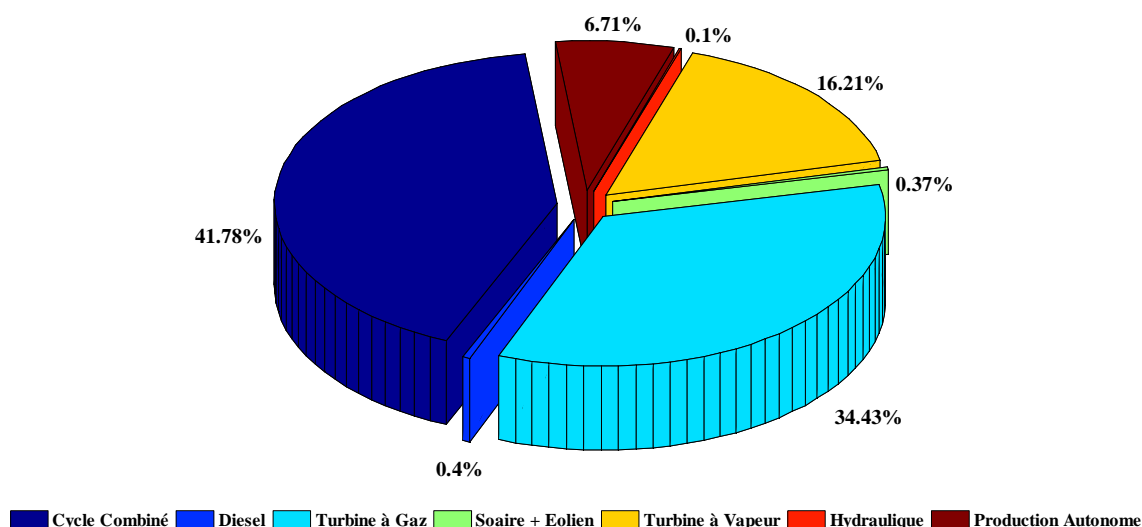


Figure 2.8 : Structure de la production d'électricité.

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

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

La répartition de la production d'électricité par origine en 2016 [43] est donnée ci-dessous:

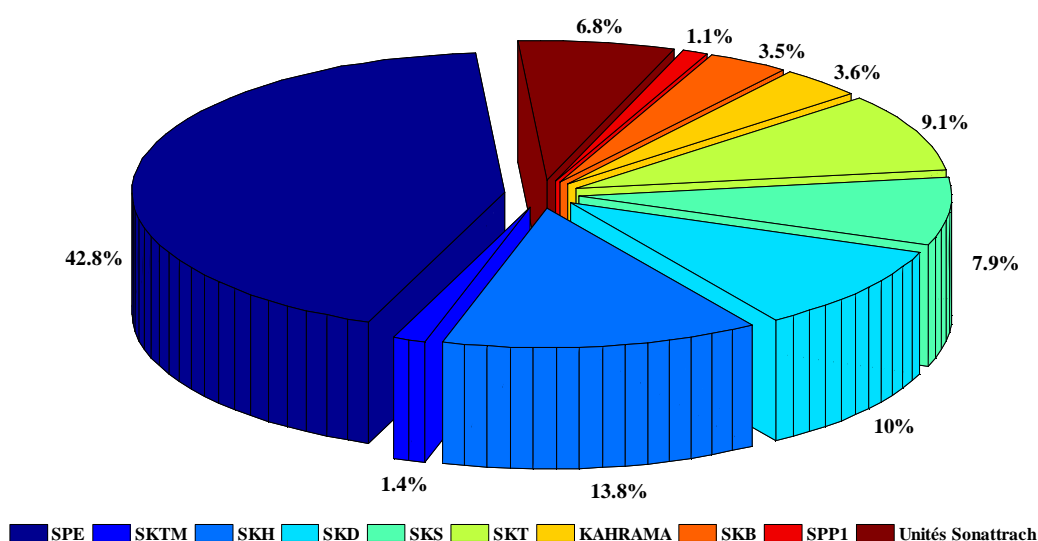


Figure 2.9 : Répartition de la production nationale d'électricité par origine.

II.5.3. L'exploitation de l'uranium et du charbon dans la production de l'énergie électrique

L'utilisation du charbon et du nucléaire constitue une solution sur le long terme pour la production de l'électricité en Algérie. Les disponibilités en charbon et en uranium pourront contribuer à couvrir au moins 10% des besoins en électricité, à l'horizon 2030.

En 2012, l'ancien ministre de l'Energie et des Mines, a indiqué que l'Algérie étudie la possibilité d'exploiter à grande échelle ses appréciables réserves de charbon pour produire de l'électricité. Il a précisé que son département n'a pas encore tranché sur la méthode à adopter pour développer ce combustible mais a laissé entendre que des centrales à charbon pourraient être lancées dans les dix prochaines années [44].

Dans le domaine nucléaire, actuellement l'Algérie dispose de deux réacteurs, l'un d'une capacité de 3 mégawatts (MW) situé à Draria sur les hauteurs d'Alger et construit par les Argentins en 1984, et l'autre, d'une capacité de 15 MW, construit par les Chinois et installé à Ain Oussera (250 km au sud d'Alger).

Ces deux réacteurs sont régulièrement inspectés par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) dont l'Algérie est membre [45], [46].

En Février 2009, le gouvernement a annoncé qu'il envisageait de construire sa première centrale nucléaire fonctionne à environ 2020, et pourrait construire une autre unité tous les cinq ans par la suite. En 2013 est devenu la cible d'une première usine en 2025, et un Institut de génie nucléaire a été créé pour fournir une formation. En Septembre 2014, un nouvel accord intergouvernement a la été signé avec Rosatom (Agence fédérale russe de l'énergie atomique), prévoyant "la coopération dans la construction de centrales nucléaires et des réacteurs de recherche, l'utilisation de réacteurs nucléaires pour la production de chaleur et de dessalement d'eau de mer, la prospection conjointe et l'exploitation de gisements d'uranium, la gestion du combustible nucléaire et le traitement des déchets nucléaires [47].

II.6. Programme national de développement des énergies renouvelables

A la faveur du programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 adopté par le Gouvernement en février 2011, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie [28], [48]. En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue un enjeu majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable.

L'objectif global du programme consiste dans l'installation de 22 000 MW à l'horizon 2030, dont 10 000 MW pourraient être dédiés à l'exportation [28], [48].

La part du programme d'énergies renouvelables destinée à l'exportation sera mise en œuvre en partenariat si l'accès au marché européen est garanti.

Pour le marché national, la concrétisation de l'objectif affiché permettra, à l'horizon 2030, à l'électricité d'origine renouvelable de représenter 40% de la production nationale d'électricité[28], [48].

Le déploiement du programme de production de l'électricité renouvelable (12 000 MW), dédié au marché national, sera mené en trois étapes, à savoir [48]:

- L'étape 2011-2013 : réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles ;
- L'étape 2014-2015 : début du déploiement du programme ;
- L'étape 2016-2020 : déploiement à grande échelle.

Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme.

Parmi ces éléments nouveaux, il convient de citer [28], [31]:

- Une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables, notamment pour le solaire et l'éolien, suite aux études engagées ;
- La baisse des coûts des filières photovoltaïque et éolienne qui s'affirment de plus en plus sur le marché pour constituer des filières viables à considérer ;
- Les coûts encore élevés de la filière CSP (solaire thermique) induisant une croissance très lente du développement de ce marché à travers le monde ;
- Le parachèvement d'une réglementation nationale cohérente et attractive en direction des investisseurs.

II.6.1. Nouveau programme national

La révision du nouveau programme (2015 - 2030) porte ainsi, sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP) [28], [31], [49].

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020 [28], [49].

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit :

- Solaire Photovoltaïque : 13 575 MW
- Eolien : 5010 MW
- Solaire thermique : 2000 MW
- Biomasse : 1 000 MW
- Cogénération : 400 MW
- Géothermie : 15 MW

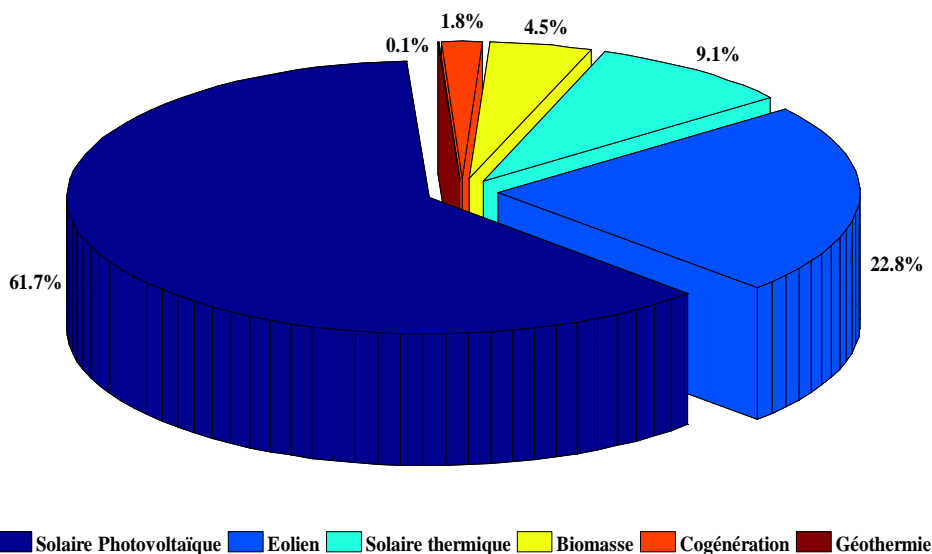


Figure 2.10 : La répartition de programme de développement des énergies renouvelables par filière technologique.

Le volume de gaz naturel épargné par les 22 000 MW en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m³, soit un volume équivalant à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014 [28], [49].

II.6.2. Perspectives d'investissement

Les capacités en énergie renouvelables seront installées selon les spécificités de chaque région [49]:

- Région du Sud, pour l'hybridation des centrales existantes et l'alimentation des sites éparses compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions ;
- Région des Hauts Plateaux pour leur potentiel d'ensoleillement et de vent avec possibilité d'acquisition des terrains ;
- Région du littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés.

Les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application sont intégrés dans la capacité totale du photovoltaïque, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services.

Les phases du programme de développement des énergies renouvelables se présentent comme suit :

	1 ^{ère} phase 2015-2020 [MW]	2 ^{ème} phase 2021-2030 [MW]	TOTAL [MW]
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000

Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4525	17475	22000

Tableau 2.3 : Phases du programme algérien des énergies renouvelables. [49]

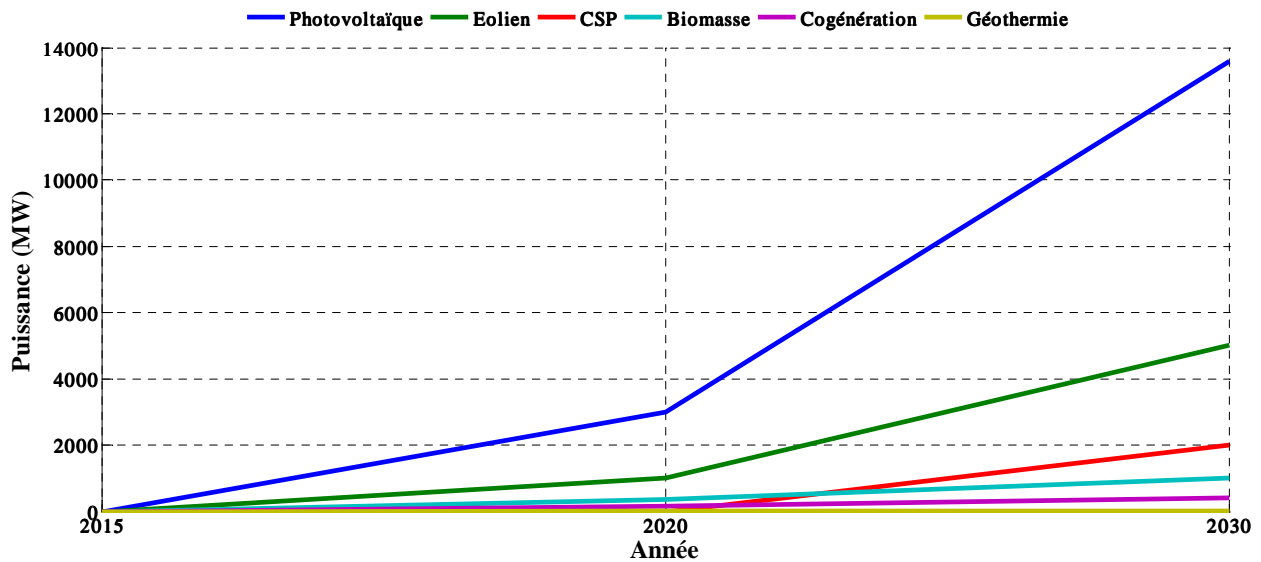


Figure 2.11 : Programme algérien des énergies renouvelables (Evolution objectifs par filière).

II.6.2.1. Recherches et Développement

L'Algérie favorise la recherche pour faire du programme EnR un véritable catalyseur du développement d'une industrie nationale qui valorisera les différentes potentialités algériennes (humaines, matérielles, scientifiques...etc.).

Dans ce cadre, en plus des centres de recherche affiliés aux entreprises comme le CREDEG, filiale du Groupe Sonelgaz, d'autres organismes, à l'instar de l'APRUE, coopèrent avec des centres de recherche attachés au ministère de la recherche scientifique. Parmi lesquels figurent [49]:

- Le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER),
- L'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES),
- L'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelable (URAER),
- L'Unité de Recherche en Énergies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS),
- L'Unité de Recherche Matériaux et Énergies Renouvelables (URMER) de l'Université de Tlemcen,
- L'Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS).
- Le gouvernement algérien a également créé « l'institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique I.A.E.R ».

II.6.2.2. Situation chiffrée des Energies Renouvelables en Algérie

- Puissance installée : + 11 000 MW dont 275 MW pour la filière hydraulique et 306 MW pour les réseaux isolés du Sud [50].
- Capacité hydraulique : 1,7% de la puissance installée
- Parc solaire en fonctionnement : 108 installations PV
- Capacité de raccordement solaire : + 900 foyers
- Consommation nationale d'électricité - CNE : 5 GWH
- Part de l'énergie solaire dans le bilan énergétique national : 0,028% de la CN
- Taux d'intégration des ER : £ 5 %.

II.6.3. Le cadre réglementaire et incitatif

L'adoption du cadre juridique favorable à la promotion des énergies renouvelables et à la réalisation d'infrastructures y afférentes est défini principalement à travers les mesures ci-après [31], [49]:

- Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011 portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fonds National pour les énergies renouvelables et la cogénération (FNER) de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération ;
- Décret exécutif n°11-423 du 08 décembre 2011 fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spécial n° 302 -131 intitulé "Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération".
- Décret exécutif n°13-218 du juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.
- Décret exécutif n°13-424 du 18 décembre 2013 modifiant et complétant le décret exécutif n° 05-495 du 26 décembre 2005 relatif à l'audit énergétique des établissements grands consommateurs d'énergie.
- Arrêtés ministériels du 02 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière photovoltaïque et les conditions de leur application.
- Arrêtés ministériels du 02 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière éolienne et les conditions de leur application.

De plus, la Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011 portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fond National pour énergies renouvelables de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération.

La réglementation en vigueur a également prévu un mécanisme d'encouragement basé sur les tarifs d'achat garantis, le producteur d'énergie renouvelable bénéficie ainsi de tarifs d'achat qui sont garantis pour une durée de 20 ans pour les installations en Photovoltaïque et en éolien.

Outre le cadre général régissant le développement de l'investissement dont le régime spécifique de la convention peut être ouvert à la promotion des énergies renouvelables, le cadre juridique en vigueur prévoit des soutiens directs et indirects aux énergies renouvelables.

Aussi et afin d'encourager et soutenir les industriels dans la réalisation de ce programme, il est prévu, entre autres, la réduction des droits de douane et de la TVA à l'importation pour les

composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication des équipements en Algérie, dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

II.7. Conclusion

L'électrification est un vecteur de progrès économique, social et culturel dans le monde rural. C'est ainsi que l'Algérie s'est engagée au milieu des années 1970 dans un ambitieux Programme National d'Electrification qui avait pour objectif d'amener l'énergie électrique dans tous les foyers algériens et c'est suite à ces différents programmes que le taux d'électrification du pays a été plus de 99%. La stratégie d'investissement sur le programmes des énergies renouvelables a, quant à elle, favorisé la relance des projets et amélioré les performances des entreprises de réalisation, tout en répondant à la croissance de la demande d'électricité.

CHAPITRE III

*Etude et modélisation des
turbines par les phénomènes
thermodynamiques*

III.1. Introduction

La plupart du temps l'électricité est produite à partir d'une source de chaleur, en utilisant la vapeur d'eau comme colporteur d'énergie. La vapeur fait tourner des turbines qui sont couplées à des générateurs électriques. La vapeur peut être produite en utilisant la plupart des sources d'énergie.

Les énergies hydrauliques, éoliennes et solaires photovoltaïques étant des exceptions puisque c'est l'énergie de l'eau et du vent en déplacement qui produit un travail directement dans une turbine couplée à un générateur et les panneaux solaires photovoltaïques, parfois appelés photoélectriques, transforment la lumière en électricité.

Une centrale thermique est une centrale électrique qui produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur. Cette source peut être un combustible brûlé (tels gaz naturel, certaines huiles minérales, charbon, déchets industriels, déchets ménagers), la fission de noyaux d'uranium 235 ou de plutonium 239.

La source de chaleur chauffe un fluide (souvent de l'eau) qui passe de l'état liquide à l'état gazeux (vapeur par exemple), gaz qui entraîne une turbine accouplée à un alternateur qui transforme l'énergie cinétique de la turbine en énergie électrique.

Pour entraîner la turbine, il faut que la pression soit plus faible à sa sortie qu'à l'entrée. La baisse de pression à la sortie de la turbine est obtenue en condensant le gaz, en aval de la turbine, à l'aide d'une source froide.

Le fluide condensé est en général réutilisé comme source de vapeur et effectue un cycle thermodynamique fermé.

La cogénération consiste à produire conjointement de la chaleur pour un procédé industriel ou le chauffage urbain, afin d'améliorer le rendement global.

Les centrales thermiques se répartissent en trois grandes catégories, selon la nature de leur source de chaleur : Centrales nucléaires, Centrales à flamme (charbon, fioul ou gaz) et Centrales récupérant de la chaleur préexistante (solaire, géothermique...).

En Algérie les centrales thermique à flamme sont les plus utilisées. Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme source de chaleur pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie.

La production nationale d'électricité fait ressortir la part dominante du cycle combiné (CC), qui représente plus de 41%, suivi par les Turbines à gaz (34,43%), et les Turbines Vapeur (16,21%). Le reste est partagé entre les producteurs autonomes et autres moyens de production (diesel, hydraulique et EnR) [42], comme détaillé dans le chapitre précédant (Figure 2.8).

L'étude et la modélisation du rendement de ces trois principales technologies utilisés en Algérie sera présentée dans ce chapitre. Avec l'application de la méthode des moindres carrés pour minimiser les erreurs des calculs expérimentaux.

III.2. Généralité sur la thermodynamique

La thermodynamique est la science qui étudie et décrit le comportement de la matière ou des systèmes, en fonction des notions de température T , d'énergie (chaleur Q , travail $W...$) et d'entropie S . La thermodynamique [51],[52] :

- Étudie l'évolution ou les transformations de la matière ou des systèmes en considérant les variations d'état du système, lors d'échanges d'énergie entre le milieu extérieur et le système.
- repose sur 2 notions de base, l'énergie interne (U) et l'entropie (S) qui satisfont aux deux principes suivants, qui stipulent que :
 - l'énergie se conserve (premier principe de conservation de l'énergie).
 - l'entropie ne peut qu'augmenter (deuxième principe d'évolution).

L'objet de la thermodynamique est d'étudier le fonctionnement et le bilan d'énergie des machines thermiques et aussi les échanges ou transferts de chaleur dans un système ou entre deux systèmes.

- Dans les machines thermiques on assiste à une conversion d'énergie d'une forme en une autre (chaleur \rightarrow travail ou inversement).
- dans les échanges de chaleur, il y a transfert de chaleur par suite d'une différence de température dans le système ou entre deux systèmes.

Le système est défini comme une partie de matière (de masse donnée) délimitée par rapport au milieu extérieur. Le milieu extérieur est le reste de l'espace entourant le système.

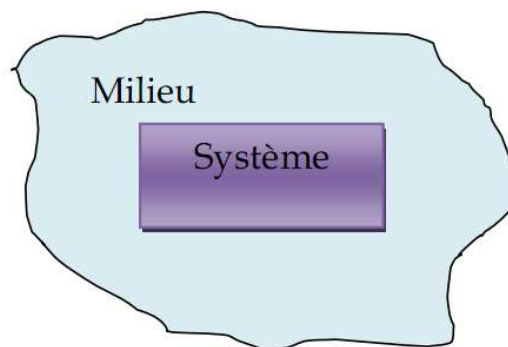


Figure 3.1 :Le milieu extérieur d'un système.

Le système peut être ouvert ou fermé, adiabatique c.à.d. isolé thermiquement ($Q = 0$) ou rigide c.à.d. indéformable ($W = 0$).

Système	Echange Matière	Echange Energie
Isolé	non	non
Fermé	non	non
Ouvert	oui	oui

Tableau 3.1 : Echange de masse et d'énergie entre le système et le milieu extérieur.

III.3. Méthode des moindres carrés

III.3.1. Description de la méthode

La méthode des moindres carrés, indépendamment élaborée par Legendre et Gauss au début du XIX^e siècle, permet de comparer des données expérimentales, généralement entachées d'erreurs de mesure, à un modèle mathématique censé décrire ces données.

Ce modèle peut prendre diverses formes. Il s'agira en général de lois de conservation que les quantités mesurées doivent respecter. La méthode des moindres carrés permet alors de minimiser l'impact des erreurs expérimentales et évaluer les valeurs plus probables des paramètres de la loi recherchée, ainsi «ajoutant de l'information» dans le processus de mesure [53].

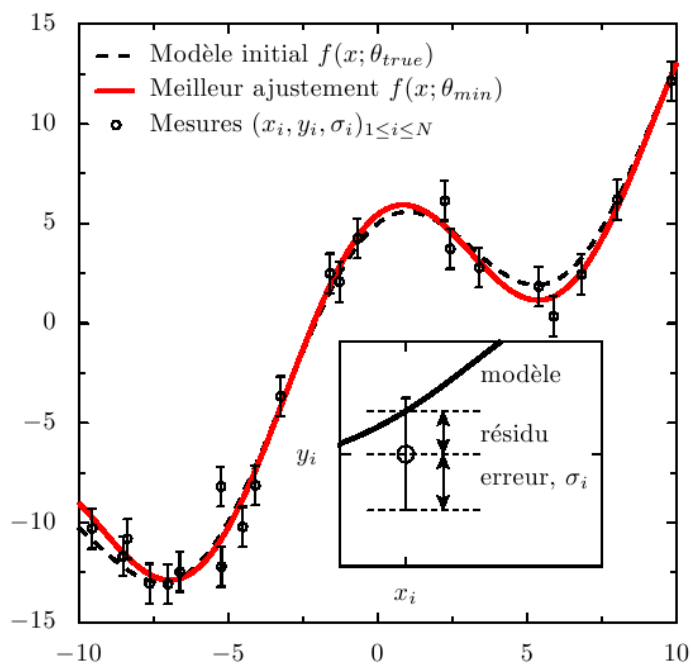


Figure 3.2 : Illustration de la méthode des moindres carrés.

Les données suivent la courbe figurée en pointillés (Figure 3.2) et sont affectées par une erreur aléatoire. Elles sont représentées graphiquement sous la forme de points de mesures, munis de barres d'erreur.

Le meilleur ajustement déterminé par la méthode des moindres carrés est représenté en rouge. Il s'agit de la fonction qui minimise la somme quadratique des écarts (appelés résidus) entre les données et le modèle.

Dans le cas le plus courant, le modèle théorique est une famille de fonctions $f(x; \theta)$ d'une ou plusieurs variables muettes x , indexées par un ou plusieurs paramètres θ inconnus. La méthode des moindres carrés permet de sélectionner parmi ces fonctions celle qui reproduit le mieux les données expérimentales. On parle dans ce cas d'ajustement par la méthode des moindres carrés. Si les paramètres θ ont un sens physique, la procédure d'ajustement donne également une estimation indirecte de la valeur de ces paramètres.

La méthode consiste en une prescription (initialement empirique), qui est que la fonction $f(x; \theta)$ qui décrit « le mieux » les données est celle qui minimise la somme quadratique des déviations des mesures aux prédictions de $f(x; \theta)$. Si, par exemple, nous disposons de N mesures $(y_i)_{i=1, \dots, N}$, les paramètres θ « optimaux » au sens de la méthode des moindres carrés sont ceux qui minimisent la quantité :

$$S(\theta) = \sum_{i=1}^N (y_i - f(x_i; \theta))^2 = \sum_{i=1}^N r_i^2(\theta) \quad (3.1)$$

Où les $r_i(\theta)$ sont les *résidus* du modèle, i.e. $r_i(\theta)$ est l'écart entre la mesure y_i et la prédiction $f(x_i; \theta)$ donnée par le modèle. $S(\theta)$ peut être considéré comme une mesure de la distance entre les données expérimentales et le modèle théorique qui prédit ces données. La prescription des moindres carrés commande que cette distance soit minimale.

Sa grande simplicité fait que cette méthode est très couramment utilisée de nos jours en sciences expérimentales.

Une application courante est le lissage des données expérimentales par une fonction empirique (fonction linéaire, polynômes ou splines). Cependant son usage le plus important est probablement la mesure de quantités physiques à partir de données expérimentales.

Dans de nombreux cas, la quantité que l'on cherche à mesurer n'est pas observable et n'apparaît qu'indirectement comme paramètre θ d'un modèle théorique $f(x; \theta)$. Dans ce dernier cas de figure, il est possible de montrer que la méthode des moindres carrés permet de construire un estimateur de θ , qui vérifie certaines conditions d'optimalité.

III.3.2. Ajustement par la méthode des moindres carrés

On se donne deux séries $X = (x_i)_i$ et $Y = (y_i)_i$ ayant le même nombre d'éléments. But: établir un lien (s'il existe) entre X et Y .

On peut dans un premier temps, représenter ces points sur un graphe pour se faire une idée. Ce graphe s'appelle nuage de points [53], [54].

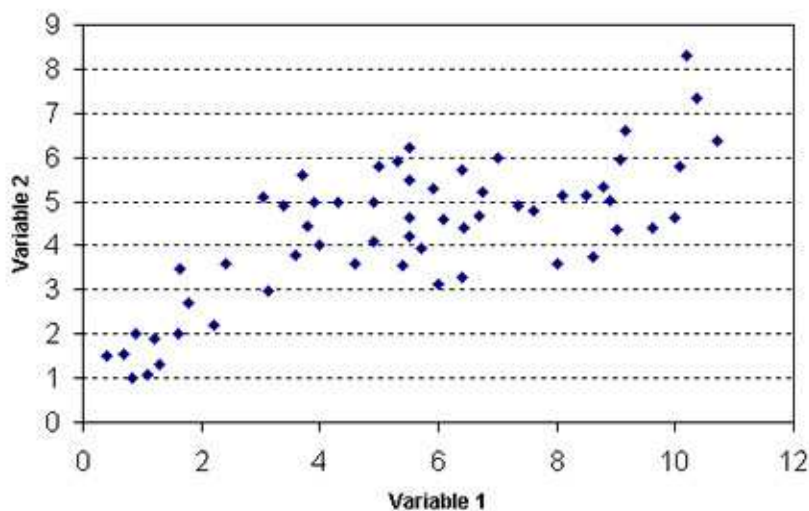


Figure 3.3 : nuage de points.

Selon l'allure du nuage, on a envie de remplacer ce nuage par le graphe d'une fonction f (la courbe $y = f(x)$). Cette opération s'appelle un ajustement.

La nature de l'ajustement dépend de la forme du nuage de points.

On peut penser à beaucoup d'ajustements.

- Ajustement linéaire : $Y = aX + b$
- Ajustement non linéaire:
 - Ajustement exponentiel: $Y = be^{aX}$
 - Ajustement logarithmique: $Y = a \ln X + b$
 - Ajustement puissance : $Y = aX^b$
 - Ajustement polynomial, par exemple : $Y = aX^2 + bX + c$

Supposons que la relation liant Y aux paramètres a_0, a_1, \dots, a_n à déterminer soit de la forme : $Y = f(a_0, a_1, \dots, a_n, X)$.

La forme générale de Y est :

$$Y = f(X) = a_0X^0 + a_1X^1 + a_2X^2 + \dots + a_kX^k \tag{3.2}$$

Les inconnues sont les valeurs des a_k . Il faut donc disposer de $k+1$ équations.

Multiplions successivement la relation précédente par x_1, x_2, \dots, x_k , on obtient le système d'équations suivantes:

$$\begin{cases} a_0x^0 + a_1x^1 + a_2x^2 + \dots + a_kx^k = y \\ a_0x^1 + a_1x^2 + a_2x^3 + \dots + a_kx^{k+1} = yx^1 \\ a_0x^2 + a_1x^3 + a_2x^4 + \dots + a_kx^{k+2} = yx^2 \\ \dots \\ a_0x^k + a_1x^{k+1} + a_2x^{k+2} + \dots + a_kx^{k+k} = yx^k \end{cases} \tag{3.3}$$

On écrit ces $k+1$ relations pour tous les n points P_i , de coordonnées X_i, Y_i , puis l'on somme toutes les équations par catégorie.

On obtient ainsi:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_i^1 & \sum_{i=1}^n x_i^2 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^k \\ \sum_{i=1}^n x_i^1 & \sum_{i=1}^n x_i^2 & \sum_{i=1}^n x_i^3 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^{k+1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sum_{i=1}^n x_i^2 & \sum_{i=1}^n x_i^3 & \sum_{i=1}^n x_i^4 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^{k+2} \\ \sum_{i=1}^n x_i^3 & \sum_{i=1}^n x_i^4 & \sum_{i=1}^n x_i^5 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^{k+3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \dots \\ a_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n y_i \\ \sum_{i=1}^n y_i x_i \\ \dots \\ \sum_{i=1}^n y_i x_i^k \end{bmatrix} \tag{3.4}$$

Enfin les valeurs a_{0-k} s'obtiennent par la solution de l'équation matricielle suivante:

$$\begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \dots \\ a_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_i^1 \sum_{i=1}^n x_i^2 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^k \\ \sum_{i=1}^n x_i^1 & \sum_{i=1}^n x_i^2 \sum_{i=1}^n x_i^3 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^{k+1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sum_{i=1}^n x_i^2 & \sum_{i=1}^n x_i^3 \sum_{i=1}^n x_i^4 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^{k+2} \\ \sum_{i=1}^n x_i^3 & \sum_{i=1}^n x_i^4 \sum_{i=1}^n x_i^5 & \dots & \sum_{i=1}^n x_i^{k+3} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n y_i \\ \sum_{i=1}^n y_i x_i \\ \dots \\ \sum_{i=1}^n y_i x_i^k \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

III.4. Les turbines

Une turbine est un dispositif rotatif destiné à utiliser la force d'un fluide (eau, vapeur, air, gaz de combustion), dont le couple est transmis au moyen d'un arbre.

L'énergie du fluide, caractérisée par sa vitesse et son enthalpie, est partiellement convertie en énergie mécanique pour entraîner un alternateur, une pompe ou tout autre récepteur mécanique rotatif.

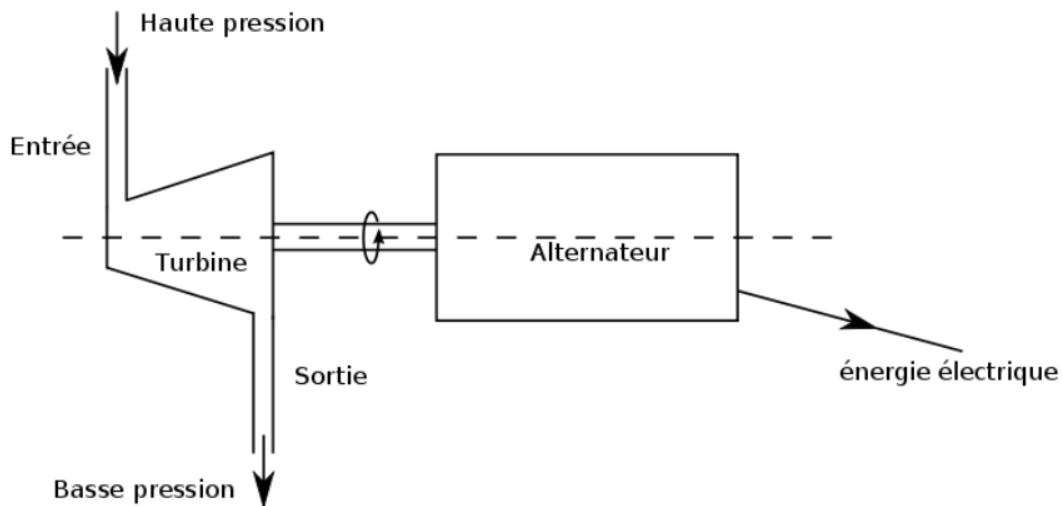


Figure 3.4 : Schéma de principe d'une turbine.

Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines capables de produire de l'électricité en grande quantité. La turbine et l'alternateur sont les deux pièces maîtresses de ces générateurs d'électricité.

III.4.1. Les turbines à vapeur

La turbine à vapeur est un moteur thermique à combustion externe, fonctionnant selon le cycle thermodynamique dit de Clausius-Rankine. Ce cycle se distingue par le changement d'état affectant le fluide moteur qui est en général de la vapeur d'eau [52].

Ce cycle comprend au moins les étapes suivantes :

- L'eau liquide est mise en pression par une pompe et envoyée vers la chaudière,
- L'eau est chauffée, vaporisée et surchauffée,
- La vapeur se détend et refroidit dans la turbine en fournissant de l'énergie mécanique,
- La vapeur détendue est condensée au contact de la source froide sous vide partiel.

III.4.1.1. Cycle thermodynamique d'une turbine à vapeur

III.4.1.1.1. Cycle de Carnot

La température d'un mélange liquide-vapeur reste constante lorsqu'on le chauffe à pression constante, aussi la réalisation de transferts de chaleur isothermes (caractéristique importante du cycle de Carnot) est relativement aisée avec la vapeur. Une machine à vapeur basée sur un cycle de Carnot est schématisée en figures (3.5) et (3.6).

L'efficacité maximale du cycle de Carnot n'est atteinte que lorsque la turbine et le compresseur fonctionnent de façon isentropique. En pratique, la puissance de la turbine est toujours plus faible et celle du compresseur toujours plus grande qu'elles ne pourraient l'être [51], [55].

Les trajets en pointillés dans la figure (3.6) représentent les évolutions réelles (irréversibles) du fluide pendant les compressions et détente.

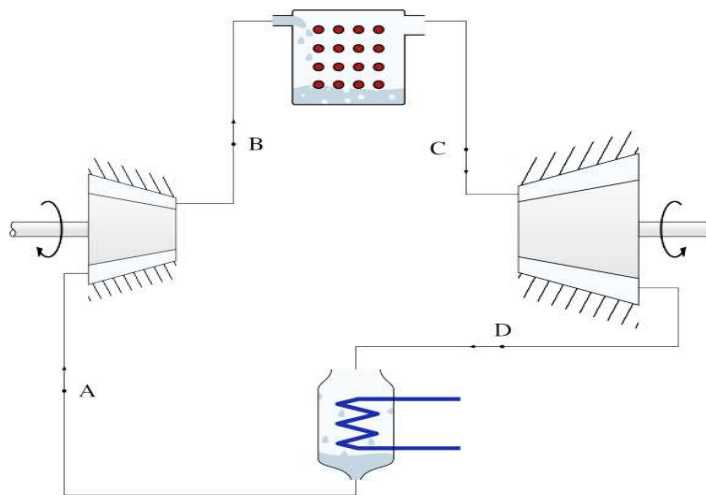


Figure 3.5 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot.

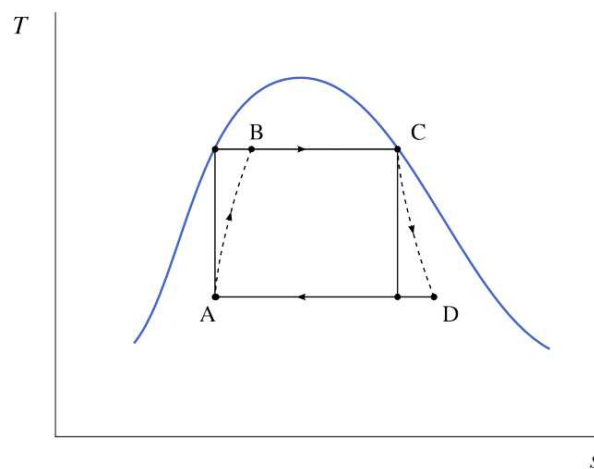


Figure 3.6 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot.

III.4.1.1.2. Le cycle de Rankine

En pratique, l'utilisation du cycle de Carnot comme décrit plus haut pose plusieurs difficultés [55] :

- La compression d'un mélange diphasique est technologiquement difficile.
- Dans le condenseur, il est difficile d'interrompre la condensation à un endroit précis (le point A en figures (3.5) et (3.6) plus haut, dont le titre est proche mais différent de zéro).

William Rankine, ingénieur anglo-saxon, propose en 1859 une modification du cycle en suivant la condensation jusqu'à saturation et en ne compressant l'eau qu'à l'état liquide. Une machine basée sur ce cycle est décrite en figures (3.7) et (3.8).

Le cycle de Rankine utilise donc une pompe à eau liquide plutôt qu'un compresseur en mélange liquide/vapeur. Technologiquement, une pompe est plus simple à concevoir, fabriquer et remettre en œuvre qu'un compresseur. Autre avantage, la compression d'un liquide est plusieurs dizaines de fois plus économe en énergie que celle du mélange.

Toutefois, cette économie d'énergie n'est pas sans contre partie : à la sortie de la pompe (point B), l'eau est à température bien plus faible qu'elle ne l'était à la sortie du compresseur en figure (3.5). C'est la chaudière qui devra ramener l'eau à l'état de liquide saturé. Autrement dit, il faut fournir une dépense supplémentaire considérable sous forme de chaleur pour compenser la baisse de puissance de compression.

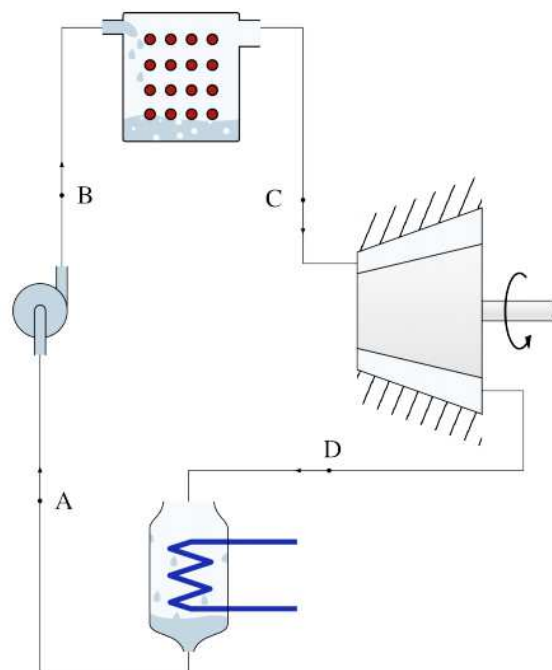


Figure 3.7 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine.

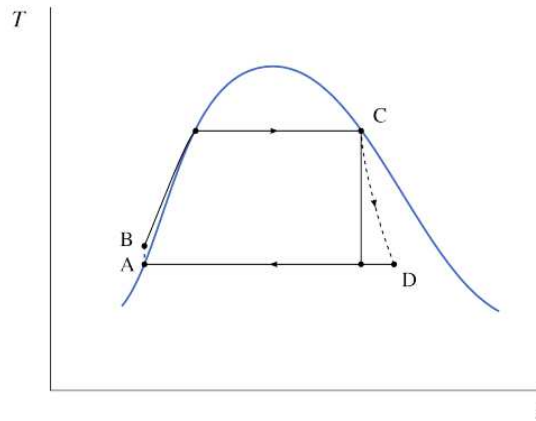


Figure 3.8 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine.

On peut remarquer qu'une partie importante de la chaleur fournie par la chaudière (c'est-à-dire $q_{chaudière} = h_C - h_B$) n'est plus apportée à la température maximale du cycle. Un apport de chaleur à basse températures et réduit toujours par un rendement plus faible.

Toutefois, en pratique, cet apport de chaleur peut rendre possible l'exploitation de sources de chaleur à basse température, comme les gaz d'échappement qui étaient auparavant rejetés au-dessus de la chaudière. Ainsi, dans certains cas, la chute du rendement thermodynamique ($\eta_{machine}$) peut être compensée par une augmentation du rendement de la chaudière ($\eta_{chaudière}$), qui peut extraire plus d'énergie au combustible pour le transmettre à la vapeur.

Rankine s'est ainsi écarté volontairement du cycle de Carnot et a, ce faisant, réduit le rendement thermodynamique (même si cette baisse peut souvent être compensée par une augmentation du rendement de la chaudière). Par contre, en faisant disparaître le compresseur, sa modification permet de réduire fortement la taille et la complexité de l'installation.

III.4.1.1.3. La surchauffe

Pour réduire la consommation spécifique d'une centrale, il est souhaitable d'augmenter la puissance développée par la turbine pour un débit de vapeur donné. Pour ce la, il existe plusieurs options [55], [56]:

- Augmenter l'enthalpie à l'entrée de la turbine (c'est-à-dire augmenter la pression de saturation dans la chaudière).

Malheureusement, cela impose à la chaudière d'être plus résistante et plus coûteuse; de plus, cela réduit la quantité de chaleur spécifique qu'il est possible d'y apporter, puisque l'enthalpie de vaporisation h_{LV} décroît avec la température;

- Réduire l'enthalpie à la sortie de la turbine (c'est-à-dire diminuer la pression dans le condenseur).

Cela nécessite une turbine de plus grande taille, favorise l'insertion de bulles d'air dans le circuit de vapeur, et surtout, réduit le titre de l'eau en sortie de turbine;

- Augmenter l'enthalpie (et donc la température de la vapeur) après sa sortie de la chaudière.

Cela permet d'utiliser pleinement les capacités de la turbine, dont les limites métallurgiques (généralement au tour de 1000 K) dépassent déjà souvent celles des chaudières.

C'est cette dernière option qui est très souvent choisie. On nomme cette modification la surchauffe : la vapeur est surchauffée à la sortie de la chaudière, à pression constante, à travers une série de tubes portés à plus haute température (figures 3.9 et 3.10).

L'avantage principal de cette modification est qu'elle permet une diminution de la consommation spécifique peu complexe à mettre en œuvre. Autre avantage, l'augmentation de la température moyenne à la quelle la chaleur est apportée tend à augmenter le rendement thermodynamique. En fin, il devient possible de décaler la plage d'utilisation de la turbine entièrement dans le domaine de la vapeur sèche : l'érosion des pales par l'eau liquide est ainsi évitée. De fait, toutes les installations à vapeur modernes utilisent un circuit de surchauffe.

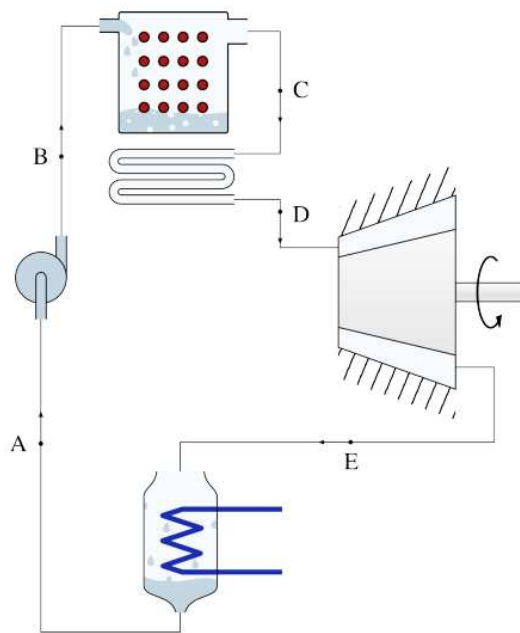


Figure 3.9 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé.

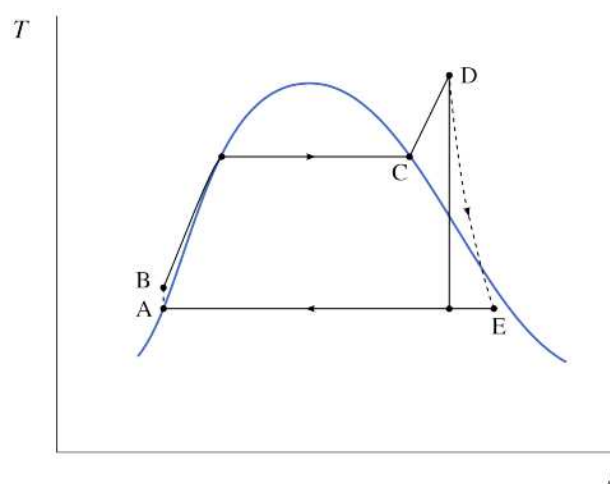


Figure 3.10 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé.

III.4.1.1.4. La resurchauffe

Pour augmenter à nouveau la puissance de l'installation sans augmenter le débit de vapeur (et donc sa taille globale et le coût de la chaudière), il est possible de chauffer une deuxième fois la vapeur avant sa sortie de la turbine (figures 3.11 et 3.12). C'est ce que l'on appelle la resurchauffe [55], [56].

Avec cette modification, la détente dans la turbine est interrompue et la vapeur est conduite dans une nouvelle série de tubes pour porter à nouveau sa température à haute température (usuellement aux limites métallurgiques de la turbine). La détente est alors complétée jusqu'à la pression du condenseur.

Le rendement global de l'installation est augmenté si la température moyenne de chauffage l'est aussi; il faut donc choisir avec soin la pression de la resurchauffe. La consommation spécifique, elle, est diminuée dans tous les cas, avec les avantages décrits plus haut.

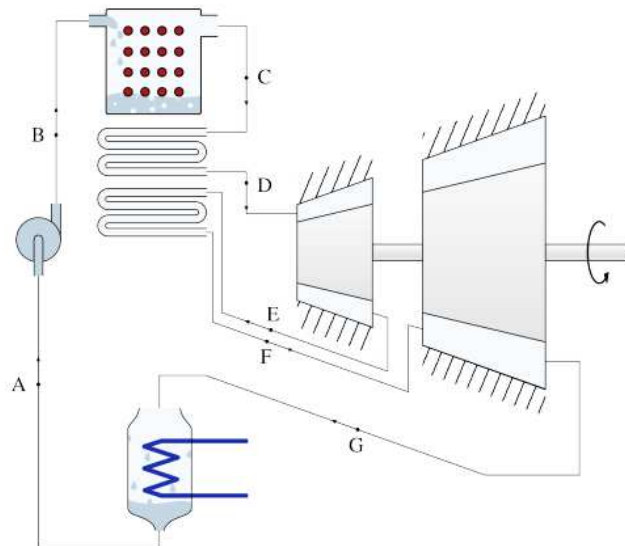


Figure 3.11 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé.

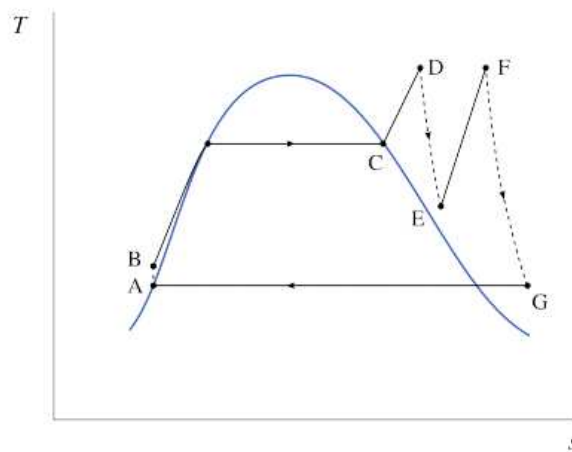


Figure 3.12 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé.

III.4.1.1.5. La régénération

Lorsque Rankine a modifié le cycle de Carnot, il a réduit le travail à fournir pour compresser l'eau et augmenté la chaleur nécessaire pour l'amener en entrée de turbine. En contre partie, le rendement thermodynamique a diminué : en effet, lorsque l'eau pénètre dans la chaudière, sa température est désormais très faible. Elle reçoit de la chaleur de façon non-réversible [55].

Pour augmenter la réversibilité du cycle (et donc son rendement), il est possible de réchauffer l'eau progressivement, en utilisant la chaleur en provenance de la turbine (où la température de la vapeur varie). Cette technique est nommée régénération. On peut ainsi imaginer un cycle comme décrit en figures (3.13) et (3.14) ci-dessous, où l'eau liquide en sortie de pompe est réchauffée progressivement en refroidissant la turbine.

Dans le cas limite où toute la chaleur utilisée lors de la régénération est transmise avec une différence de température infiniment faible, le cycle est réversible et le rendement du moteur de Carnot est atteint même si l'on ne suit pas à proprement parler le cycle de Carnot.

En pratique hélas, un tel dispositif est difficile à réaliser. En effet, la transmission réversible de chaleur est complexe à mettre en place dans la turbine, élément dont la conception et la fabrication sont déjà très coûteuses. De plus, le refroidissement de la vapeur réduit son titre, augmentant la quantité d'eau liquide érodant les pièces de la turbine.

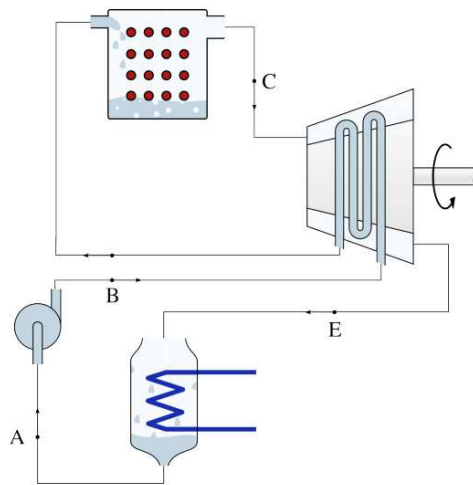


Figure 3.13 : Circuit d'une centrale à vapeur avec régénération.

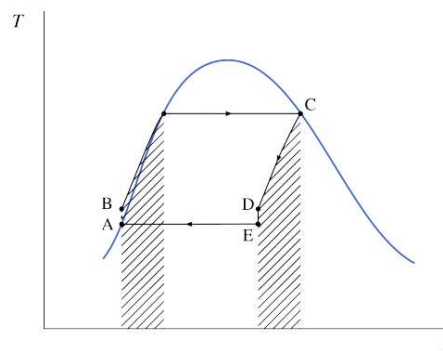


Figure 3.14 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur avec régénération.

Pour mettre en place la régénération, on a donc recours à la technique de prélèvement turbine. De la vapeur est ponctionnée depuis la turbine, et mélangée à l'eau liquide en sortie de pompe (figures 3.15 et 3.16). On obtient ainsi un transfert de chaleur plus facile à mettre en œuvre.

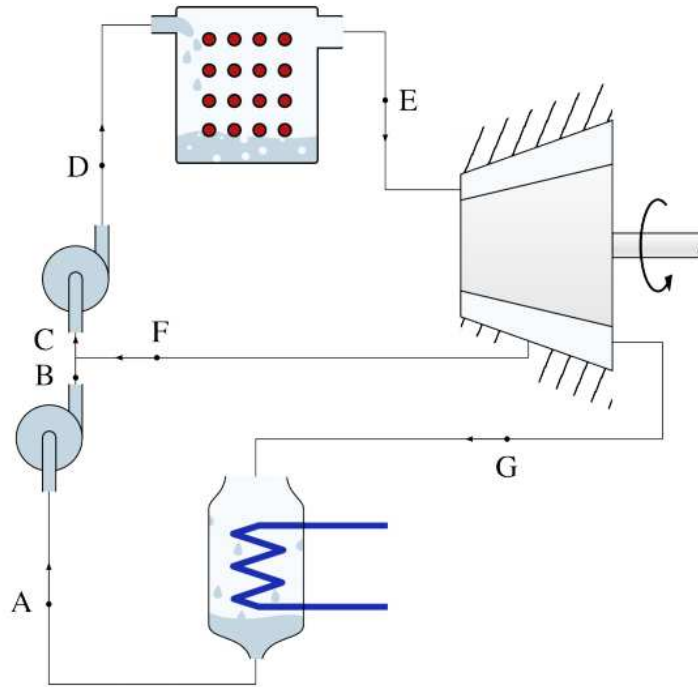


Figure 3.15 : Circuit d'une centrale à vapeur avec prélèvement de vapeur.

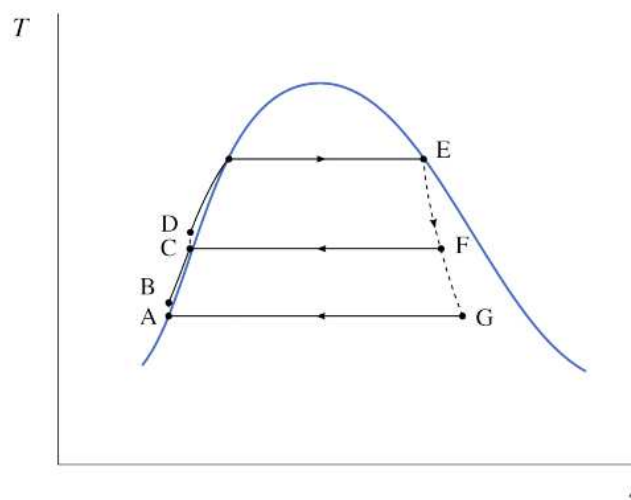


Figure 3.16 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur avec prélèvement de vapeur.

En pratique, de nombreux prélèvements (judicieusement appelés bleeds, ou «saignements» en anglais) sont effectués dans les circuits de centrale à vapeur, pour contrôler les flux de chaleur (figure 3.17). Ils permettent accessoirement, par le biais de vannes de décharge, de réguler précisément les débits de masse et adapter ainsi rapidement la puissance de l'installation à la demande.

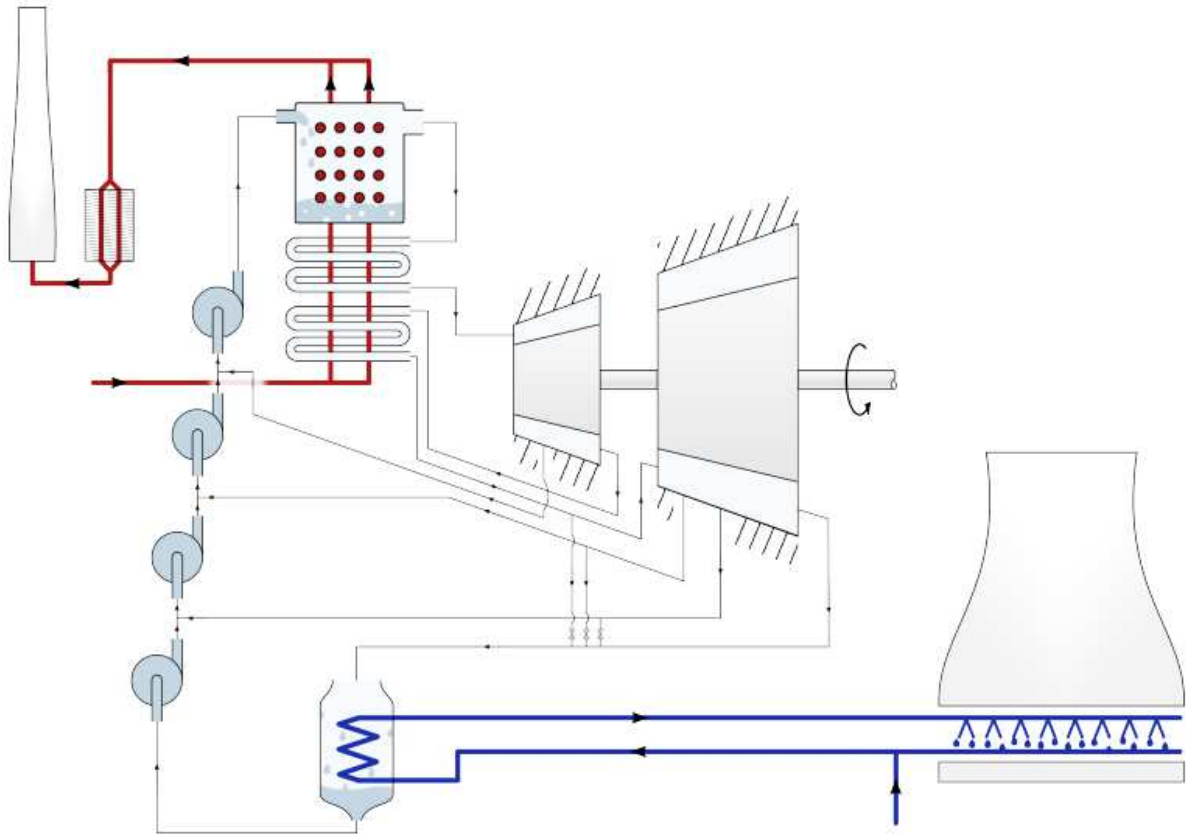


Figure 3.17 : Installation à vapeur mélangée surchauffe, resurchauffe, régénération, et conduits de décharge.

III.4.1.2. Calcul de rendement

Les performances d'une turbine peuvent être appréciées de différentes façons, ce qui permet d'établir des comparaisons entre les machines [51], [52], [55].

III.4.1.2.1. Pertes dans les turbines

En réalité, la conversion d'énergie thermique en énergie mécanique dans les turbines réelles s'accompagne de pertes importantes. On peut les classer ainsi :

- Les pertes dans les aubes, qui ont essentiellement pour origine les frottements et les chocs du fluide sur les parois ;
- Les pertes externes, dues à la mauvaise isolation thermique de la turbine, aux fuites de vapeur vers l'extérieur, aux frottements dans les paliers, à l'entraînement des auxiliaires de la turbine ;
- Les pertes par vitesse restante, qui correspondent à la force vive subsistant dans le fluide à sa sortie du rotor ;
- Les pertes internes, on peut ici distinguer les fuites internes de vapeur par le bord des aubes, les pertes par humidité de la vapeur qui ralentit le rotor (et érode aussi les dernières ailettes), et les pertes par ventilation.

On caractérise les pertes internes d'une turbine par son rendement interne, c'est-à-dire par la différence entre l'unité et le rapport des pertes internes à la puissance théorique de la turbine fonctionnant à un régime différent de celui pour lequel elle a été conçue, car l'angle d'attaque des

aubes du rotor ne convient qu'à une vitesse bien déterminée. Si la vitesse change, il se produit à l'entrée de la vapeur dans l'aube mobile des chocs et des remous considérables. La conservation du rendement ne permet donc le fonctionnement de la turbine que dans une marge de vitesses assez étroite, ce qui est un inconvénient de cette machine pour certains emplois.

Par définition, on appelle rendement d'une turbine à vapeur le rapport de l'énergie disponible sur l'arbre à l'énergie correspondant à la chute isentropique de la vapeur. Ce rendement global η_g est le produit du rendement mécanique η_m (qui tient compte des pertes mécaniques dans les paliers, pompes, etc.), d'un rendement volumique η_v (qui tient compte des fuites de joints et des pertes calorifiques par convection et rayonnement dans le milieu extérieur) et de l'efficacité interne de la turbine η_i (le plus souvent appelé rendement interne ou rendement thermodynamique) :

$$\eta_{TV} = \eta_m \cdot \eta_v \cdot \eta_i \quad (3.6)$$

Le travail massique (kJ/kg) fourni par la détente adiabatique (chute d'enthalpie disponible) dans la turbine s'écrit :

$$w_{ad} = \Delta h_{ad} = h_1 - h_{2'} \quad (3.7)$$

Le travail mécanique massique interne transmis à l'arbre dans le processus réel est :

$$w_i = \Delta h_i = h_1 - h_2 \quad (3.8)$$

Le rendement interne ou thermodynamique de la turbine sera alors :

$$\eta_i = \frac{w_i}{w_{ad}} = \frac{\Delta h_i}{\Delta h_{ad}} = \frac{(h_1 - h_2)}{(h_1 - h_{2'})} \quad (3.9)$$

Où les pertes internes dans la turbine sont :

$$\Delta h_{p,i} = w_{ad} - w_i = \Delta h_{ad} - \Delta h_i = h_2 - h_{2'} \quad (3.10)$$

Le rendement mécanique d'une turbine est le rapport entre le travail effectivement recueilli sur l'arbre de la machine et le travail déterminé d'après les caractéristiques de la machine (travail indiqué, déduit d'un diagramme d'indicateur) :

$$\eta_m = \frac{w_{ef}}{w_{ind}} = \frac{(w_i - w_f)}{w_{ind}} \quad (3.11)$$

Dans laquelle w_{ef} est le travail mécanique effectif et w_f des pertes purement mécanique.

Le rendement volumique s'exprime par une formule ayant la forme :

$$\eta_v = 1 - \frac{g}{G_s} \quad (3.12)$$

Avec g le débit de fuites et G_s le débit total de vapeur à l'admission (kg/s).

Le rendement effectif se définit par :

$$\eta_{ef} = \frac{w_{ef}}{w_{ad}} = \frac{3600}{\Delta h_{ad} \cdot C_{sp}} = \eta_m \cdot \eta_i \quad (3.13)$$

Avec C_{sp} la consommation spécifique de vapeur.

C'est le rendement qui intéresse l'utilisateur de la machine car il est directement relié à la consommation spécifique de vapeur.

Finalement le rendement total de la turbine à vapeur devient :

$$\eta_{TV} = \frac{3600}{q_w} = \eta_{ef} \cdot \eta_v \quad (3.14)$$

Ici, $q_w = C_{sp} \cdot \Delta h_{ad}$ représente en kJ/kWh, la quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire une unité de travail mécanique. Elle traduit la qualité de la conversion d'énergie de chaleur (kJ) en travail (kWh) et permet de comparer les turbines entre elles.

D'autre façon, le rendement de la turbine est le rapport entre l'énergie utile et l'énergie totale reçue par le système [54].

$$\eta = \frac{P_m + P_2}{P_1} \quad (3.15)$$

III.4.1.2.2. Résultats et interprétations

On va appliquer ici la relation (3.14) du rendement d'une turbine à vapeur d'une centrale de production d'électricité à partir du schéma suivant.

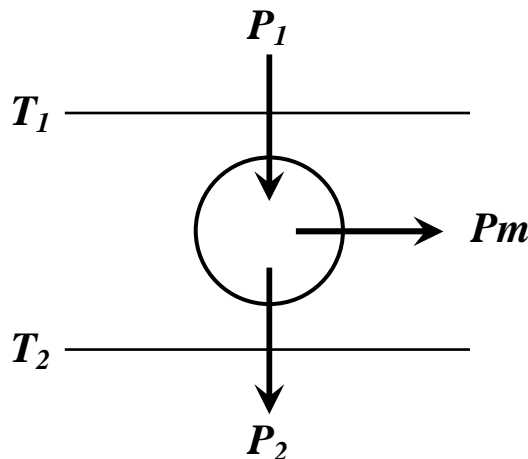


Figure 3.18 : schéma simplifié le cycle thermodynamique d'une turbine à vapeur.

Dont la température de la source chaude est $T_1 = 1500 \text{ }^\circ\text{C}$ et il puise une puissance $P_1 = 1000 \text{ kW}$.

Le tableau (3.2) donne la variation de la quantité de puissance récupérable P_2 en fonction de la température de la source froide T_2 .

T_2 [°C]	250	230	210	190	170	150	130	110	90	70
P_2 [KW]	210	254	298	342	386	430	473	517	561	605

Tableau 3.2 : Variation de la puissance récupérable P_2 en fonction de la température de la source froide T_2 .

La figure suivante représente la simulation du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la puissance récupérable P_2 .

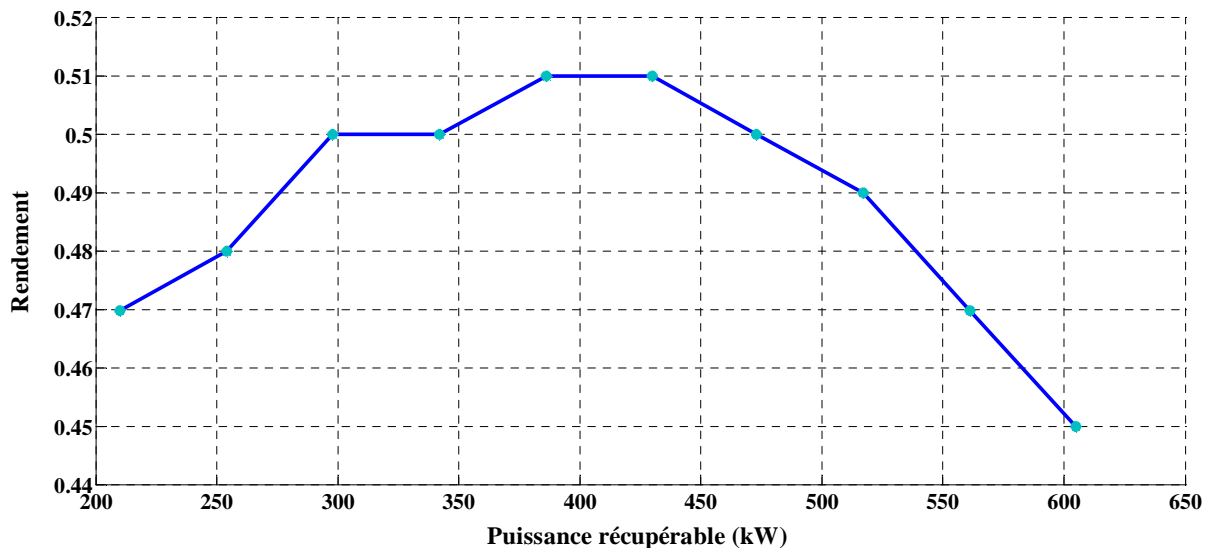


Figure 3.19 : Rendement globale d'une turbine à vapeur en fonction de la puissance récupérable.

Le rendement énergétique reflète la qualité thermodynamique de l'installation.

Pour améliorer le rendement dans la turbine, il est nécessaire de :

- Rendre minimale la perte d'énergie par chocs, en faisant en sorte que la vapeur frappe les aubes tangentiellement ;
- Rendre minimale la vitesse d'échappement à partir de la dernière couronne d'aubes, en dimensionnant la machine de manière qu'elle ait une vitesse de fonctionnement appropriée ;
- Rendre minimaux les frottements en faisant un polissage miroir de la surface des aubes.

III.4.1.2.3. Estimation de résultats avec la méthode des moindres carrés

Le graphe tracé est de la forme $\eta = f(P_2)$.

Comme nous avons présenté précédemment, la nature de l'ajustement dépend de la forme du nuage de points.

Selon la figure (3.19), le graphe peut prendre la forme d'ajustement polynomial de deuxième degré ou puissance.

Alors il faut choisir l'ajustement qui passait au "mieux" entre les points du nuage. Il faut avoir conscience que l'on pourrait ajuster de diverses manières, en fonction du choix de la distance on veut minimiser.

Ceci se fait soit par la comparaison des graphes des deux ajustements avec le graphe initial et choisir le plus proche, soit par le calcul de la somme de différence entre les points du modèle expérimental et les points du modèle d'ajustement dans les deux cas (polynomial et puissance), et après choisir la fonction qui minimise la somme quadratique des écarts (appelés résidus) entre les données et le modèle.

L'algorithme suivant représente les étapes du calcul.

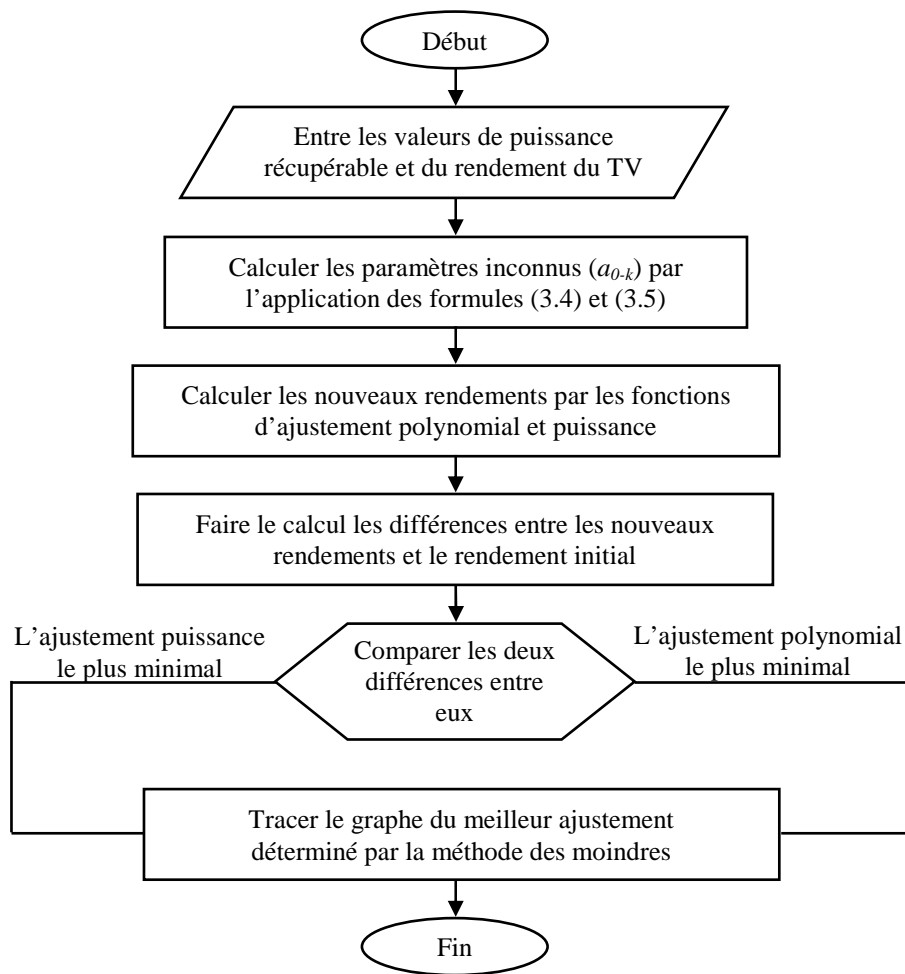


Figure 3.20 : L'algorithme d'ajustement du rendement de TV par la méthode des moindres carrés.

L'écriture de la procédure de calcul des coefficients de l'ajustement est réalisée par un programme sous Matlab.

Après les calculs faits sous Matlab, on obtient deux formules :

$$\begin{cases} \eta = -1.2779 \times 10^{-6} P^2 + 0.0010P + 0.313 \\ \eta = 0.5401P^{-0.0172} \end{cases}$$

La figure suivante présente la simulation du rendement initial avec les deux rendements d’ajustement par la méthode des moindres carrés.

Le graphe pointé en rouge est obtenu avec l’ajustement polynomial et celui pointé en vert est obtenu avec l’ajustement puissance.

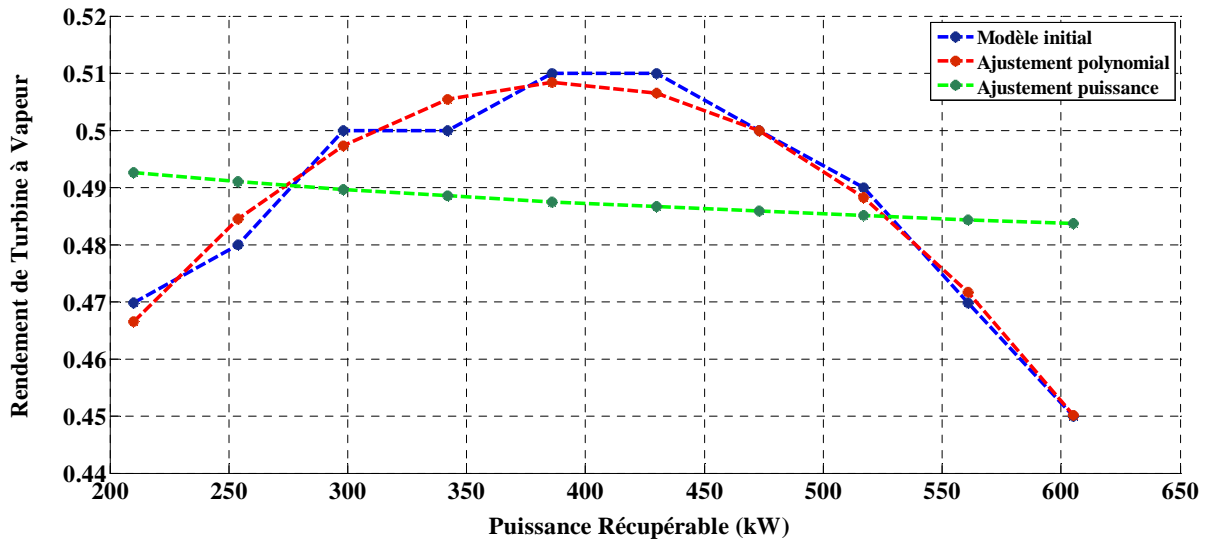


Figure 3.21 : Rendement d’une turbine à vapeur après l’estimation avec la méthode des moindres carrés.

A partir de la figure (3.21) directement on peut dire que la fonction polynomiale assure un meilleur ajustement pour le rendement de turbine à vapeur.

On se confirme ça avec le calcul de la différence entre la somme des points mesurés du modèle initial et les points mesurés des modèles d’ajustement.

Le tableau suivant représente les valeurs calculées.

<i>Modèle initial</i>	0.47	0.48	0.50	0.50	0.51	0.51	0.50	0.49	0.47	0.45
<i>Ajustement polynomial</i>	0.47	0.48	0.50	0.50	0.51	0.51	0.50	0.49	0.47	0.45
<i>Ajustement puissance</i>	0.493	0.491	0.489	0.489	0.488	0.488	0.486	0.485	0.484	0.484

Tableau 3.3 : Les valeurs des points mesurées avant et après l’ajustement.

Le résultat du calcul donne que la somme de différence entre les valeurs des points mesurés du modèle initial et l’ajustement polynomial est égale à zéro, alors que la somme de différence entre les valeurs des points mesurés du modèle initial et l’ajustement puissance est égale 0.0030, donc le meilleur ajustement c’est la fonction polynomiale.

$$\eta = -1.2779 \times 10^{-6}P^2 + 0.0010P + 0.313 \quad (3.16)$$

III.4.2. Les turbines à gaz

Une turbine à gaz (dénomination historique, abrégée en TG), appelée aussi turbine à combustion (TAC) ou parfois turbine à gaz de combustion (dénomination la plus précise), est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique sous la forme de la rotation d'un arbre, directement à partir de l'énergie cinétique des gaz produits par la combustion d'un hydrocarbure (fioul, gaz combustible...) qui subissent une détente dans une turbine [51].

Le comburant, le plus souvent de l'air ambiant, est généralement comprimé avant de pénétrer dans la chambre de combustion, en utilisant un compresseur rotatif entraîné par le même arbre que la turbine.

Le mot « gaz » dans l'ancienne dénomination « turbine à gaz » (longtemps la plus employée) ne signifie pas que la machine ne peut brûler que du combustible gazeux, mais fait référence au caractère gazeux des produits de combustion, par opposition aux turbines à vapeur dans lesquelles le fluide moteur (de la vapeur d'eau) se condense en liquide [57].

Dans sa forme la plus simple, la turbine à gaz fait intervenir :

- **Un compresseur** : qui comprime de l'air de manière adiabatique (rapport $r=35$ maxi actuellement)
- **Une chambre de combustion** : réalisant un apport de chaleur pratiquement isobare ($T_{max}=1500^{\circ}C$ actuellement)
- **Une turbine** : le plus souvent axiale, recevant un travail mécanique lors de la détente des gaz brûlés.

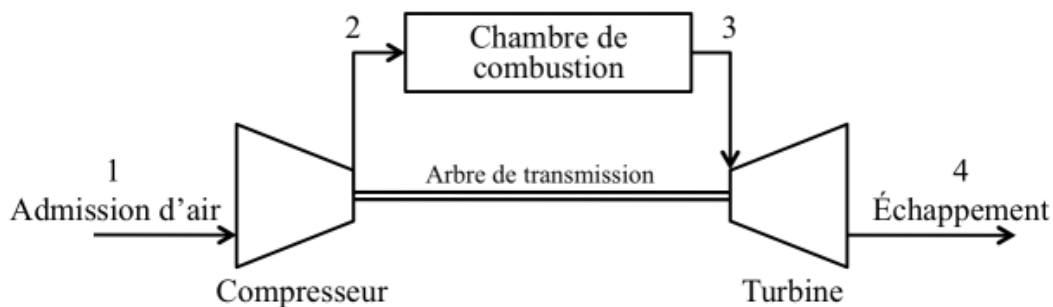


Figure 3.22 : Schéma d'une turbine à gaz simple.

La turbine est accouplée au compresseur, qui peut être axial ou centrifuge : elle a donc pour double fonction d'entraîner le compresseur, et l'organe récepteur (alternateur, hélice de bateau, machine quelconque).

III.4.2.1. Cycle thermodynamique idéal

Le cycle idéal décrivant le fonctionnement d'une turbine à combustion est le cycle de Brayton [51], [57], [58]:

- compression adiabatique réversible (isentropique) 1-2 ;
- apport de chaleur isobare 2-3 ;

- détente isentropique 3-4 jusqu'à la pression atmosphérique.

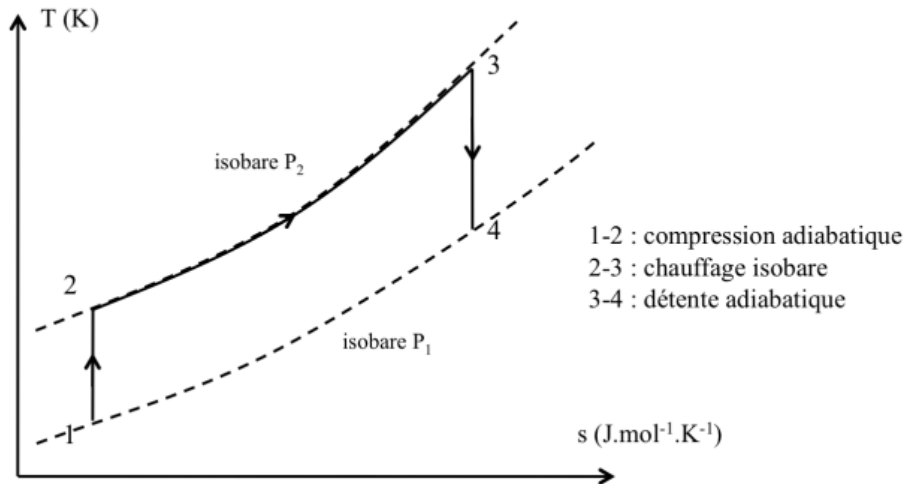


Figure 3.23 : Cycle de Brayton dans le diagramme Ts.

Les gaz brûlés sont rejetés dans l'atmosphère en 4, et des gaz frais sont admis en 1 à la même pression : d'un point de vue énergétique, on peut assimiler le cycle à un cycle fermé, avec un refroidissement isobare entre 4 et 1.

Dans ce cycle idéal on considère le même débit massique dans tous les composants : on néglige la masse de combustible injecté dans la chambre de combustion.

Le cycle d'une turbine à gaz simple est caractérisé au minimum par :

- Son rapport de compression :
- $$r = \frac{P_2}{P_1} \quad (3.17)$$
- à température maxi d'entrée turbine T_3
 - le débit massique d'air à l'admission.

Ainsi, si on fait les hypothèses simplificatrices suivantes :

- gaz parfait, de chaleur massique C_p et exposant γ identiques en tout point de la machine,
- régime stationnaire,
- débit identique dans tous les composants,
- compression et détente réversibles,

On peut calculer les différents points du cycle, les puissances échangées, le rendement thermodynamique selon la séquence suivante :

- On calcule T_2 et T_4 par Laplace :

$$T_2 = T_1 \cdot r^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} \quad (3.18)$$

$$T_4 = T_3 \cdot r^{\left(\frac{1-\gamma}{\gamma}\right)} \quad (3.19)$$

- On calcule les puissances mécaniques de compression et détente :

$$\dot{\tau}_{12} = \dot{m}(h_2 - h_1) = \dot{m}C_p(T_2 - T_1) > 0 \quad (3.20)$$

$$\dot{\tau}_{34} = \dot{m}(h_4 - h_3) = \dot{m}C_p(T_4 - T_3) < 0 \quad (3.21)$$

- La puissance que l'utilisateur peut récupérer sur l'arbre de la turbine est :

$$\dot{\tau} = -(\dot{\tau}_{34} + \dot{\tau}_{12}) = |\dot{\tau}_{34}| - |\dot{\tau}_{12}| = \dot{m}C_p(T_3 - T_4 + T_1 - T_2) \quad (3.22)$$

- La puissance payante, fournie lors de la combustion est :

$$\dot{q}_{23} = \dot{m}(h_3 - h_2) = \dot{m}C_p(T_3 - T_2) > 0 \quad (3.23)$$

- Le rendement thermodynamique du cycle est :

$$\eta = \frac{\dot{\tau}}{\dot{q}_{23}} = \frac{-(\dot{\tau}_{34} + \dot{\tau}_{12})}{\dot{q}_{23}} \quad (3.24)$$

Puisque le débit et C_p sont considérés identiques en tout point :

$$\eta = \frac{-(\tau_{34} + \tau_{12})}{q_{23}} = \frac{T_3 - T_4 + T_1 - T_2}{T_3 - T_2} \quad (3.25)$$

On peut démontrer que le rendement s'exprime uniquement en fonction du rapport de compression r et γ :

$$\eta = 1 - r^{\left(\frac{1-\gamma}{\gamma}\right)} \quad (3.26)$$

Ainsi le rendement d'une turbine à gaz serait une fonction croissante du rapport de compression.

En réalité on constate que la courbe du rendement en fonction de r atteint un maximum pour une valeur de r qui dépend de la température maximale T_3 .

III.4.2.2. Cycle thermodynamique réel

Nous venons de constater les limites du modèle idéal de Brayton : il nous faut envisager un modèle plus représentatif [51], [57], [58].

Une façon d'améliorer le modèle sans trop le compliquer est de tenir compte des rendements isentropiques de compression et de détente.

Lors des compressions et détente, les irréversibilités (viscosité de l'air, frottements et chocs sur les aubages) sont génératrices d'entropie et provoquent un échauffement du gaz plus élevé que prévu avec le cycle de Brayton.

Ainsi,

- le travail de compression réel est plus important que le travail de compression isentropique ;
- le travail réellement transmis à la turbine est inférieur au travail de détente isentropique.

En effet, les irréversibilités contribuent toujours à dégrader l'efficacité de la machine.

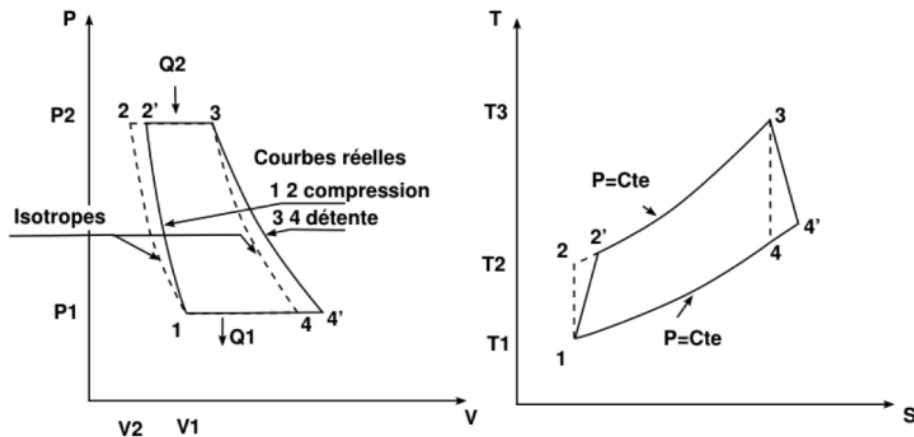


Figure 3.24 : Cycle réel d'une turbine à gaz simple.

III.4.2.2.1. Rendement isentropique de détente

Nous noterons η_{st} le rendement isentropique de détente dans la turbine : d'après les indices du diagramme ci-dessus :

$$\eta_{st} = \frac{\tau_{34'}}{\tau_{34}} \quad (3.27)$$

$\tau_{34'}$: Travail massique de détente réel.

τ_{34} : Travail massique de détente maximal isentropique (correspondant à une détente réversible).

Le transvasement permet d'écrire :

$$\eta_{st} = \frac{h_{4'} - h_3}{h_4 - h_3} \quad (3.28)$$

En ajoutant l'hypothèse de gaz parfait : $h = C_p \cdot T$ et :

$$\eta_{st} = \frac{T_{4'} - T_3}{T_4 - T_3} \quad (3.29)$$

III.4.2.2.2. Rendement isentropique de compression

À l'inverse de la turbine, le travail de compression réel est supérieur au travail isentropique. Le rendement isentropique de compression η_{sc} s'exprime donc :

$$\eta_{sc} = \frac{\tau_{12}}{\tau_{12'}} \quad (3.30)$$

Le transvasement permet d'écrire :

$$\eta_{sc} = \frac{h_2 - h_1}{h_{2'} - h_1} \quad (3.31)$$

En ajoutant l'hypothèse de gaz parfait : $h = C_p \cdot T$ et :

$$\eta_{sc} = \frac{T_2 - T_1}{T_{2'} - T_1} \quad (3.32)$$

III.4.2.2.3. Séquences de calcul de compressions et détente réelles

➤ **Rendement isentropique connu**

On calcule T_2 et T_4 par Laplace :

$$T_2 = T_1 \cdot r^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} \quad (3.33)$$

$$T_4 = T_3 \cdot r^{\left(\frac{1-\gamma}{\gamma}\right)} \quad (3.34)$$

On inverse la relation donnant le rendement isentropique :

- Pour la turbine :

$$T_{4'} = T_3 + \eta_{st}(T_4 - T_3) \quad (3.35)$$

- Pour le compresseur :

$$T_{2'} = T_1 + \frac{(T_2 - T_1)}{\eta_{sc}} \quad (3.36)$$

On vérifie qu'on obtient $T_{4'} > T_4$ et $T_{2'} > T_2$.

➤ **Température de sortie connue : T2' ou T4'**

On calcule T_2 et T_4 par Laplace :

$$T_2 = T_1 \cdot r^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} \quad (3.37)$$

$$T_4 = T_3 \cdot r^{\left(\frac{1-\gamma}{\gamma}\right)} \quad (3.38)$$

On applique directement la relation donnant le rendement isentropique :

- Pour la turbine :

$$\eta_{st} = \frac{T_{4'} - T_3}{T_4 - T_3} \quad (3.39)$$

- Pour le compresseur :

$$\eta_{sc} = \frac{T_2 - T_1}{T_{2'} - T_1} \quad (3.40)$$

III.4.2.2.4. Rendement du cycle

On définit les grandeurs adimensionnelles suivantes :

$$r = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_3}{P_4} ; \quad \theta = \frac{T_3}{T_1} ; \quad \beta = \frac{\gamma-1}{\gamma}$$

En écrivant que $\tau_{12}' = \frac{\tau_{12}}{\eta_{sc}}$ et $\tau_{34}' = \eta_{st}\tau_{34}$, et en exploitant Laplace, on obtient le résultat suivant :

$$\eta = \frac{(r^\beta - 1)(\eta_{sc}\eta_{st}\theta - r^\beta)}{r^\beta(\eta_{sc}(\theta - 1) + 1 - r^\beta)} \quad (3.41)$$

Ainsi, d'après ce modèle :

- η est une fonction croissante de θ
- le rapport de compression r optimum est une fonction croissante de θ

Ces propriétés sont bien représentatives des turbines à gaz réelles.

III.4.2.3. Résultats et interprétations

Par l'application de la relation (3.41), on va simuler le rendement d'une turbine à gaz, dont les données nécessaires sont :

- Coefficient polytropique de l'air $\gamma = 1,4$;
- Rapport de compression $r = [2 : 12]$;
- Rapport de température $\theta = [3 : 0,5 : 4,5]$;
- Rendement de compresseur $\eta_{sc} = 80\%$;
- Rendement de turbine $\eta_{st} = 90\%$.

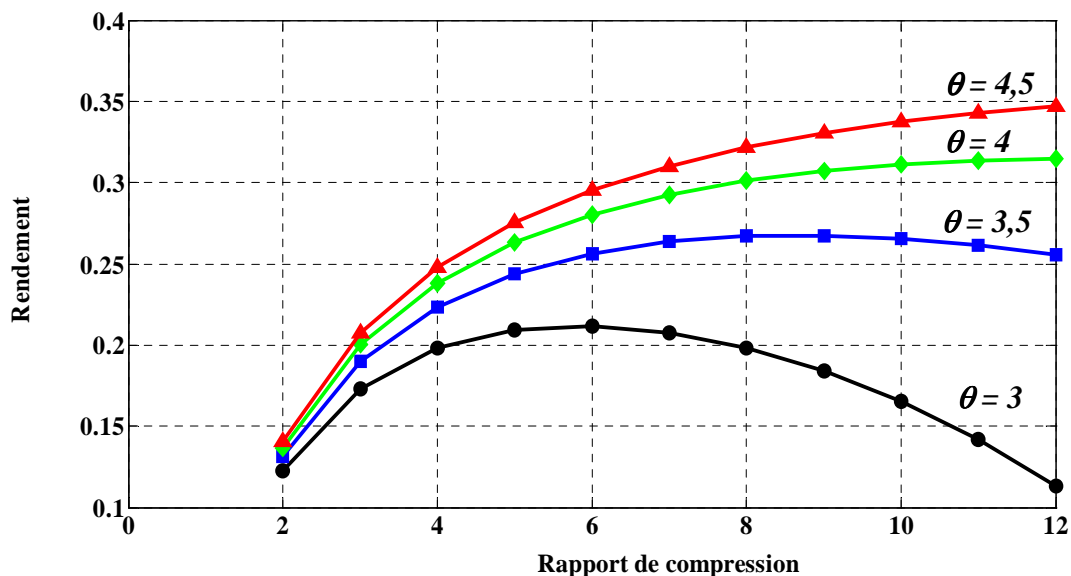


Figure 3.25 : Rendement d'une turbine à gaz en fonction des rapports r et θ .

Le graphique de la figure (3.25) est tracé pour des valeurs "courantes" de rendements isentropiques.

Ces résultats conduisent à choisir un rapport de température θ maximal, et un rapport de compression r optimum pour cette valeur de θ .

Or plusieurs facteurs limitent ces valeurs :

- La tenue thermomécanique des premiers aubages de turbine, exposés aux gaz brûlés à la température T_3 , limite cette température. Elle était de 900°C environ dans les années 60, et atteint 1500°C aujourd'hui, grâce aux progrès combinés sur les matériaux d'une part, et les procédés d'autre part qui permettent d'aménager des conduits et porosités dans les aubes, permettant un refroidissement plus efficace.
- Une température de flamme élevée produisant davantage de NO_x , les normes antipollution contribuent également à limiter T_3 .
- Enfin la technologie du compresseur axial, si elle permet d'atteindre des débits volumiques très élevés, est limitée à un rapport de compression de 1,2 à 2 par étage : on est contraint de monter en série un grand nombre d'étages pour atteindre le rapport total r .

Ainsi en pratique, dans les machines actuelles r ne dépasse que très rarement 35.

III.4.2.4. Estimation des résultats avec la méthode des moindres carrés

On va appliquer le même algorithme de l'ajustement du rendement du turbine à vapeur sur le rendement de turbine à gaz (Figure 3.20).

Mais ici, nous avons utilisé l'ajustement polynomial, l'ajustement puissance et l'ajustement exponentiel, qui sont le plus proche à la forme de la fonction $\eta = f(r)$ représenté dans la figure (3.25).

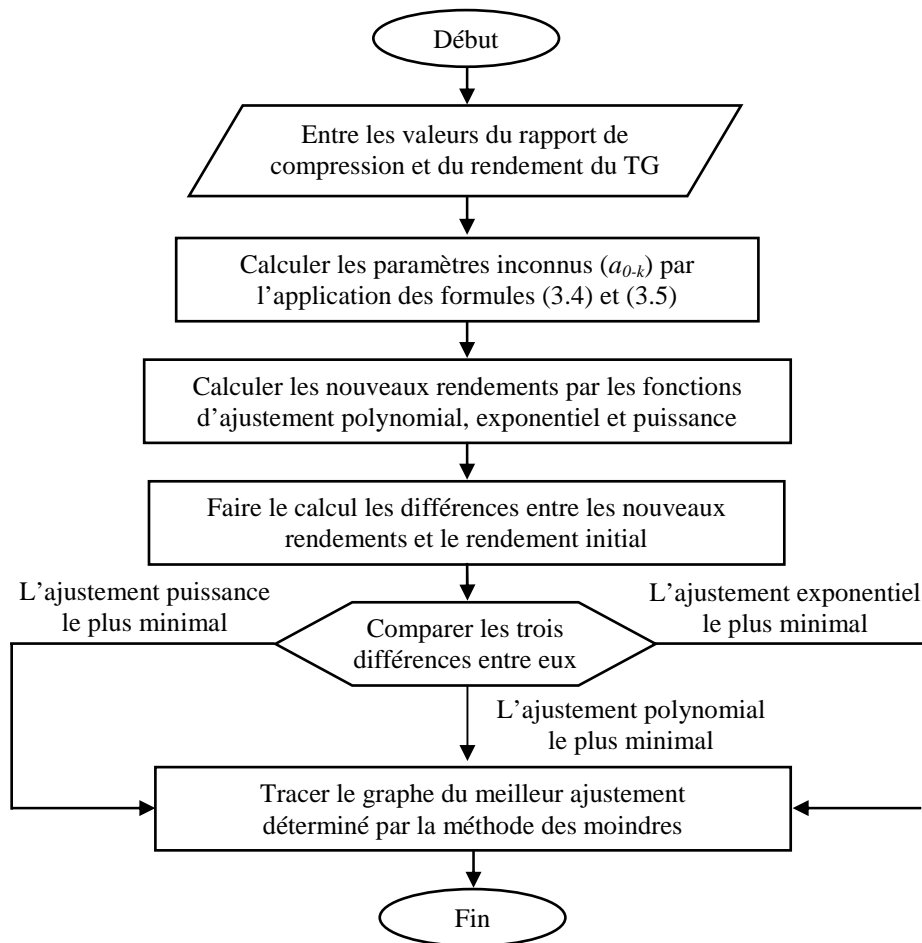


Figure 3.26 : L'algorithme d'ajustement du rendement de TG par la méthode des moindres carrés.

L'application de cet algorithme sous Matlab, donne les formules suivantes :

$$\begin{cases} \eta = -0.0026r^2 + 0.0523r + 0.0593 \\ \eta = 0.12r^{0.4633} \\ \eta = 0.1684e^{0.0719r} \end{cases} \quad (3.42)$$

Les graphiques illustrés dans la figure suivante.

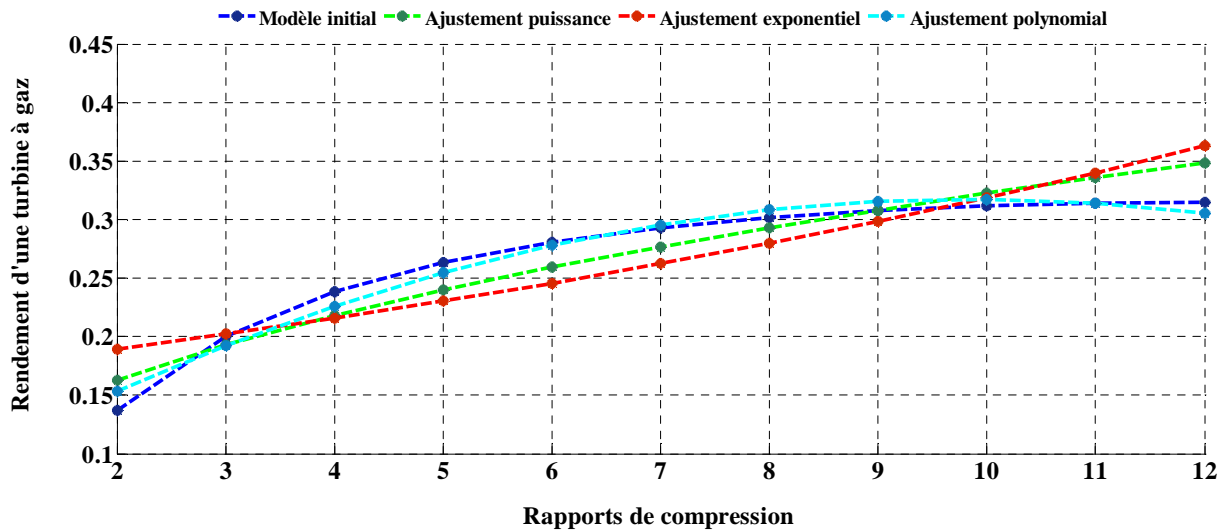


Figure 3.27 : Rendement d'une turbine à gaz après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.

A partir de la figure ne peut pas déterminer le meilleur ajustement. Dans ce cas, on va calculer la somme de différence entre les points mesurés du modèle initial et les ajustements utilisés, puis faire une comparaison.

Modèle initial	0.1407	0.2073	0.2479	0.2755	0.2954	0.3103	0.3218	0.3307	0.3376	0.3430	0.3472
Ajustement polynomial	0.1533	0.1924	0.2261	0.2546	0.2778	0.2956	0.3082	0.3154	0.3174	0.3141	0.3054
Ajustement exponentiel	0.1944	0.2089	0.2245	0.2412	0.2592	0.2785	0.2992	0.3216	0.3455	0.3713	0.3989
Ajustement puissance	0.1655	0.1996	0.2281	0.2530	0.2752	0.2956	0.3145	0.3321	0.3487	0.3645	0.3795

Tableau 3.4 : Les valeurs des points mesurées avant et après l'ajustement.

Le résultat du calcul indique que la somme de la différence entre les points du rendement initial et les points du rendement d'ajustement polynomial est inférieure de la somme de la différence entre les points du rendement initial et les points du rendement d'ajustement exponentiel et puissance.

Alors, on peut dire que l'ajustement polynomial est le meilleur pour le rendement de turbine à gaz (Le graphe pointé en cyan dans la figure 3.27)

$$\eta = -0.0026r^2 + 0.0523r + 0.0593 \quad (3.43)$$

III.4.3. Cycles combinés

III.4.3.1. Principe de fonctionnement

Le principe d'un cycle combiné consiste à faire fonctionner en cascade une ou plusieurs turbines à gaz, suivies d'une centrale à vapeur dont la source chaude est la source froide des turbines à gaz.

Les premières fonctionnent à haute température (dans une machine moderne les gaz entrent typiquement à 1200 °C dans la turbine de détente, et en ressortent vers 500 °C), et les secondes opèrent à des températures plus basses (entre 450 °C et 30 °C dans ce cas).

Dans ces conditions, les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont valorisés dans une chaudière de récupération où l'on produit de la vapeur qui est ensuite détendue dans une turbine à condensation. Le cycle combiné ainsi obtenu est un mariage particulièrement réussi dans la recherche de l'amélioration du rendement thermique : avec les matériels disponibles actuellement, les rendements atteints dépassent 55 % et sont donc supérieurs à ceux que l'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées [59], [60], [61].

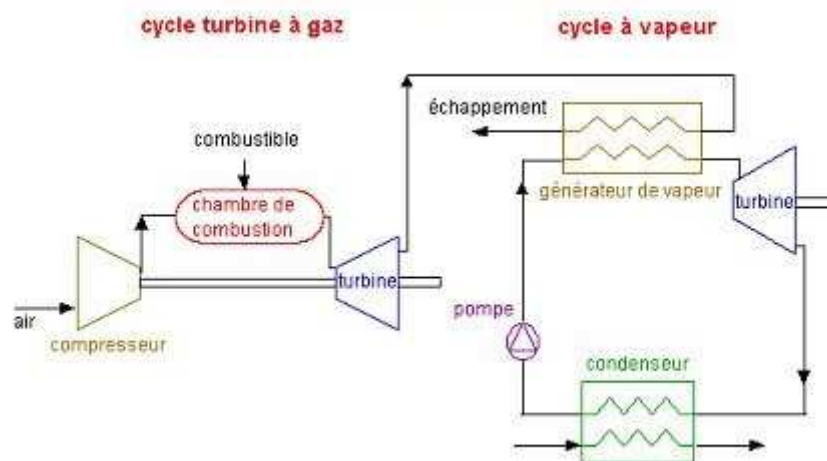


Figure 3.28 : Schéma d'un cycle combiné.

Dans un cycle combiné simple de ce type, la turbine à gaz fournit les deux tiers de la puissance totale. La turbine à vapeur, alimentée en vapeur surchauffée à des conditions de 85 - 100 bar et 510 - 540 °C, fournit le tiers restant. On appelle générateur de vapeur récupérateur GVR l'échangeur de chaleur qui assure le couplage thermique entre les deux cycles.

III.4.3.2. Échanges enthalpiques au sein d'un cycle combiné

Les échanges enthalpiques au sein d'un cycle combiné peuvent être résumés par le schéma de cette figure [59], [61]:

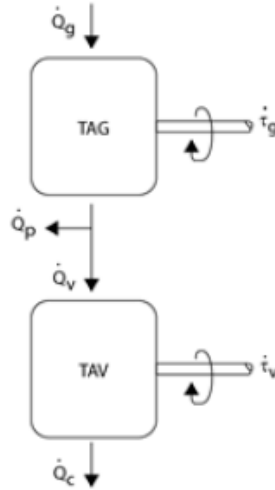


Figure 3.29 :Échanges d'énergie dans un cycle combiné.

- la turbine à gaz reçoit la chaleur Q_g de la source chaude. Il en sort d'une part un travail utile τ_g , et d'autre part une chaleur ($Q_v + Q_p$). Le premier terme correspond à la chaleur fournie au cycle à vapeur, le second à des pertes ;
- le cycle à vapeur produit un travail utile τ_v , et rejette au condenseur la chaleur Q_c .

Appelons η_g le rendement de la turbine à gaz, η_v celui du cycle à vapeur, η_{cc} celui du cycle combiné, et ε l'efficacité du GVR, c'est-à-dire le rapport de Q_v à $Q_p + Q_v$:

$$\varepsilon = \frac{Q_v}{Q_p + Q_v} = \frac{Q_g}{Q_p + Q_v} \cdot \frac{Q_v}{Q_g} = \frac{1}{1 - \eta_g} \cdot \frac{Q_v}{Q_g} \quad (3.44)$$

$$\eta_{cc} = \frac{\tau_g + \tau_v}{Q_g} = \eta_g + \eta_v \frac{Q_v}{Q_g} = \eta_g + \varepsilon(1 - \eta_g)\eta_v \quad (3.45)$$

$$\eta_{cc} = \eta_g + \varepsilon(1 - \eta_g)\eta_v \quad (3.46)$$

Le rendement du cycle combiné est égal à la somme de celui de la turbine à gaz et du produit de son complément à un par l'efficacité du GVR et par le rendement du cycle à vapeur.

Cette expression montre qu'il est aussi important d'optimiser le cycle à vapeur que le générateur de vapeur récupérateur, et donc son efficacité epsilon. Les difficultés proviennent de ce que le problème est fortement contraint et qu'il peut y avoir contradiction entre ces deux objectifs.

III.4.3.3. Résultats et interprétations

La relation (3.36) doit être appliquée dans cette partie, avec les données suivantes :

- Rendement de turbine à gaz $\eta_g = 0,29$;
- Rendement de turbine à vapeur $\eta_v = 0,32$;

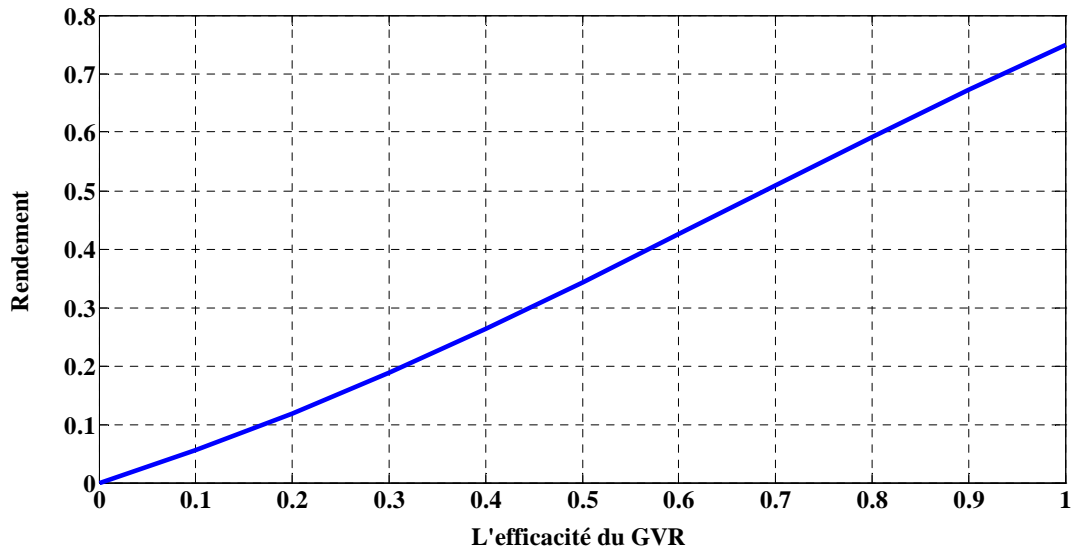


Figure 3.30 : Rendement d'un cycle combiné en fonction de l'efficacité du GVR.

La mise en équation du rendement d'un cycle combiné à montré que ce rendement dépend de celui de la chaudière de récupération, donc l'étude de ce cycle passe par celle de la chaudière de récupération.

III.4.3.4. Estimation de résultats avec la méthode des moindres carrés

Selon la forme de graphe de la figure (3.30), on étudiera ici l'ajustement linéaire.

Les procédures du calcul des paramètres d'ajustement sont suivant l'algorithme ci-dessous :

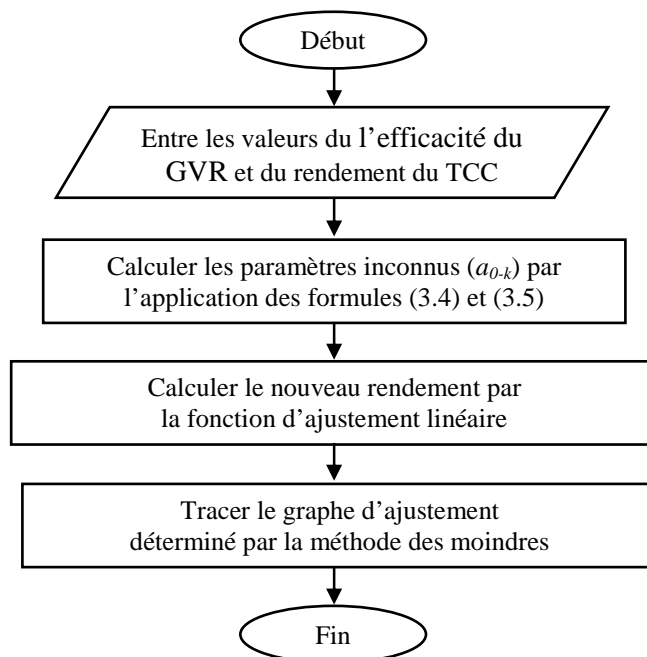


Figure 3.31 : L'algorithme d'ajustement du rendement de TCC par la méthode des moindres carrés.

On obtient après l'application de l'algorithme par un programme sous Matlab, la formule suivante :

$$\eta = 0.2272 \varepsilon + 0.29 \quad (3.47)$$

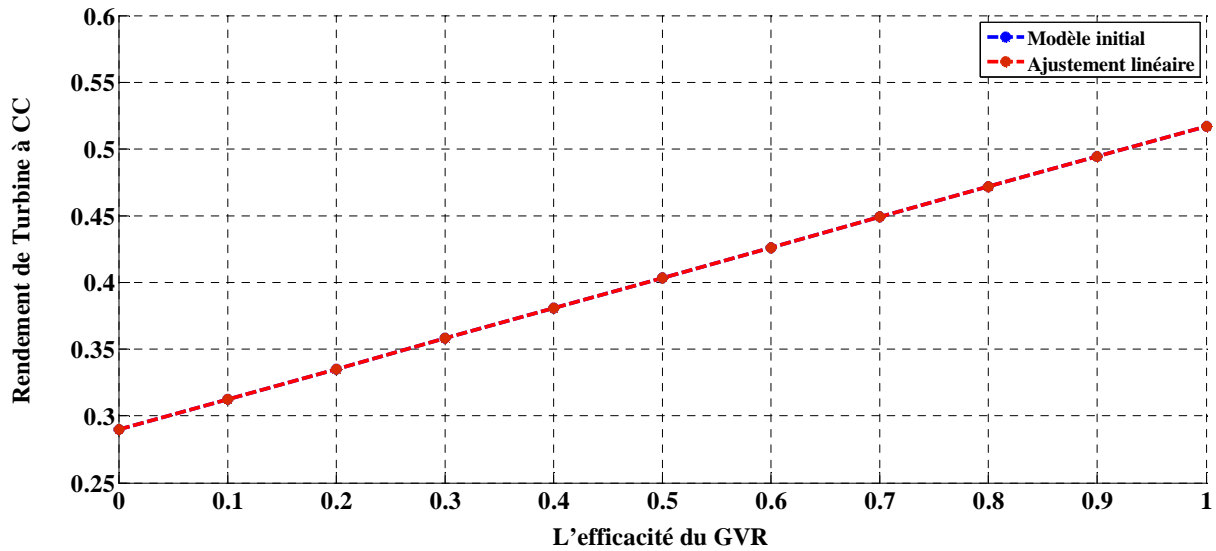


Figure 3.32 : Rendement d'une turbine à Cycle combiné après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.

On remarque que le graphe de l'ajustement linéaire dans la figure ci-dessus est appliqué parfaitement au graphe du modèle initial.

III.5. Conclusion

L'objectif de ce chapitre était de traiter les modèles des technologies les plus utilisées en Algérie pour la production de l'électricité. Nous avons mis l'accent plus sur la modélisation et a simulation du rendement de chaque technique.

Jusqu'à aujourd'hui, ces trois technologies représentent la base des centrale de production algérienne, mais à long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre offre-demande pour la source primaire fossile.

Ce qui justifie la forte intégration des énergies renouvelables dans la stratégie de la production de l'énergie électrique de pays.

CHAPITRE IV

Etude d'un Système hybride

Conventionnelle/Renouvelable

IV.1. Introduction

Afin de réduire la pollution de ces gaz et de préserver l'environnement, plusieurs recherches scientifiques ont été conduites sur la façon d'exploiter les gaz d'échappement, elles ont atteint à établir un cycle combiné, qui nécessite essentiellement une haute température pour produire la vapeur nécessaire pour alimenter la turbine à vapeur.

Les dernières technologies avancées ouvrent des perspectives intéressantes pour augmenter le rendement de la production d'électricité, tels que les systèmes hybrides solaire-gaz qui fait la conjonction entre la turbine à gaz à cycle combiné et le champ solaire.

Dans ce chapitre, on s'intéresse à l'étude énergétique des systèmes hybrides. On va prendre la première centrale hybride solaire-gaz en Algérie (Hassi R'mel) comme un exemple, notre but dans cette étude est d'analyser les caractéristiques thermodynamiques de cette centrale (les puissances produites par les turbines et leurs rendements thermodynamiques....).

Et enfin on va minimiser les erreurs de calcul expérimental par la méthode des moindres carrés.

IV.2. Système hybride de production d'électricité

Les systèmes les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables sont les Systèmes d'Énergie Hybrides (SEH). Ces systèmes combinent et exploitent plusieurs sources disponibles interconnectées entre elles pour fournir l'alimentation électrique, en général une ou plusieurs sources conventionnelles et au moins une source d'énergie renouvelable.

Le but d'un système d'énergie hybride est d'assurer la fourniture de l'énergie demandée par la charge et de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable. Les performances d'un SEH, le rendement et la durée de vie sont influencés en partie par sa conception (dimensionnement des composants, types de composants, architecture) et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement [62].

IV.2.1. Classification des systèmes d'énergie hybrides

Plusieurs classifications des systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi [62].

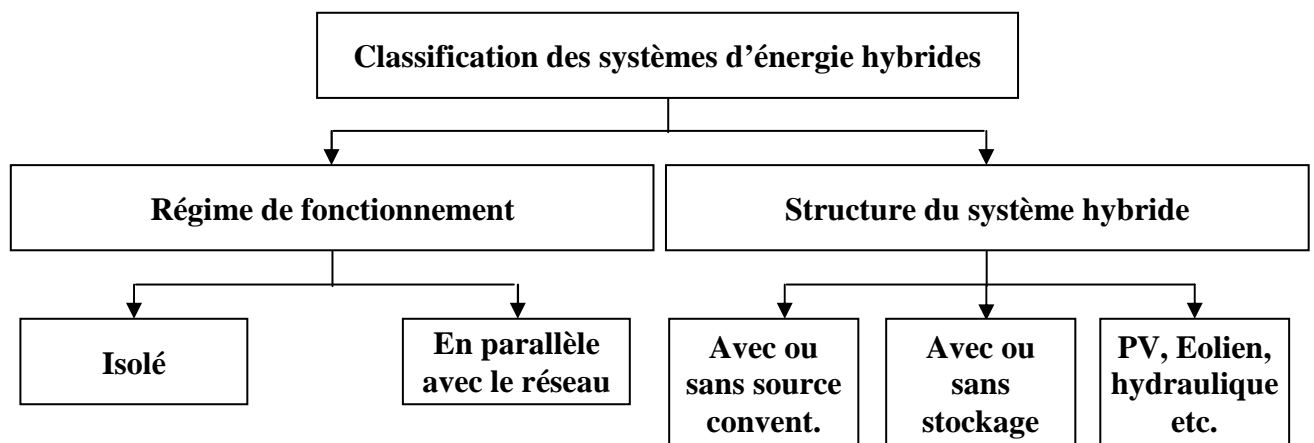


Figure 4.1: Classification des systèmes d'énergie hybrides.

IV.2.1.1. Le régime du fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc.

IV.2.1.2. La structure du système hybride

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet –une centrale tout entière.
- Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, etc...

La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle.

IV.3. Système hybride solaire-gaz de Hassi R'mel

La première centrale hybride solaire-gaz en Algérie a été inaugurée le 14 Juillet 2011. Située à Hassi R'mel, cette centrale a été dénommée SPP I, du nom de l'entreprise qui l'a réalisée, Solar Power Plant One. Les principaux actionnaires de SPP1 sont ABENER à hauteur de 51%, NEAL (New Energy Algeria) : 20%, COFIDES (une compagnie espagnole de financement de projets dans les pays en voie de développement) : 15%, et SONATRACH : 14% [63].

La centrale SPP1 est située à 494.5 km au sud de la capitale Alger, à la limite sud de la wilaya de Laghouat. Elle est implantée sur un terrain qui s'étend sur une superficie de 130 hectares. On y accède par la route nationale N° 1. L'existence d'un réseau électrique le long de la RN 1 a favorisé le choix de ce site.



Figure 4.2: Centrale hybride de HassiR'mel

La région de Hassi R'mel est caractérisée par les conditions météorologiques : humidité relative de 24%, pression atmosphérique égale à 0.928 bar, vitesses du vent qui varient entre 2.14 et 4.15 m/s, températures extrêmes qui varient de -10°C en hiver à $+50^{\circ}\text{C}$ en été et insolation normale directe DNI (Direct Normal Irradiation) qui peut atteindre un maximum de 950 W/m^2 en été [63].

La centrale SPP1 de Hassi R'mel est hybride. On entend par là qu'elle fonctionne au gaz naturel et à l'énergie solaire. Elle produit 150 MW (puissance nette ISO) avec un apport solaire de 20% de la puissance nominale, soit 30 MW. Cette centrale est composée de deux parties, le champ solaire et le cycle combiné.

Le champ solaire est constitué de capteurs cylindro-paraboliques, répartis sur deux surfaces. Chaque surface contient 28 boucles de quatre modules, répartis en 2 rangées. Le module est formé de 12 segments comportant chacun plusieurs miroirs. La composante directe du rayonnement solaire incident est concentrée par les miroirs sur un récepteur situé au point focal de la parabole (Figure 4.3). Un fluide caloporteur HTF (Heat Transfer Fluid) circule à l'intérieur du récepteur. Le fluide chauffé, dont la température peut atteindre 393°C , passe à travers une série d'échangeurs de chaleur pour céder sa chaleur à l'eau et produire ainsi de la vapeur d'eau (générateur de vapeur solaire). [63], [64].

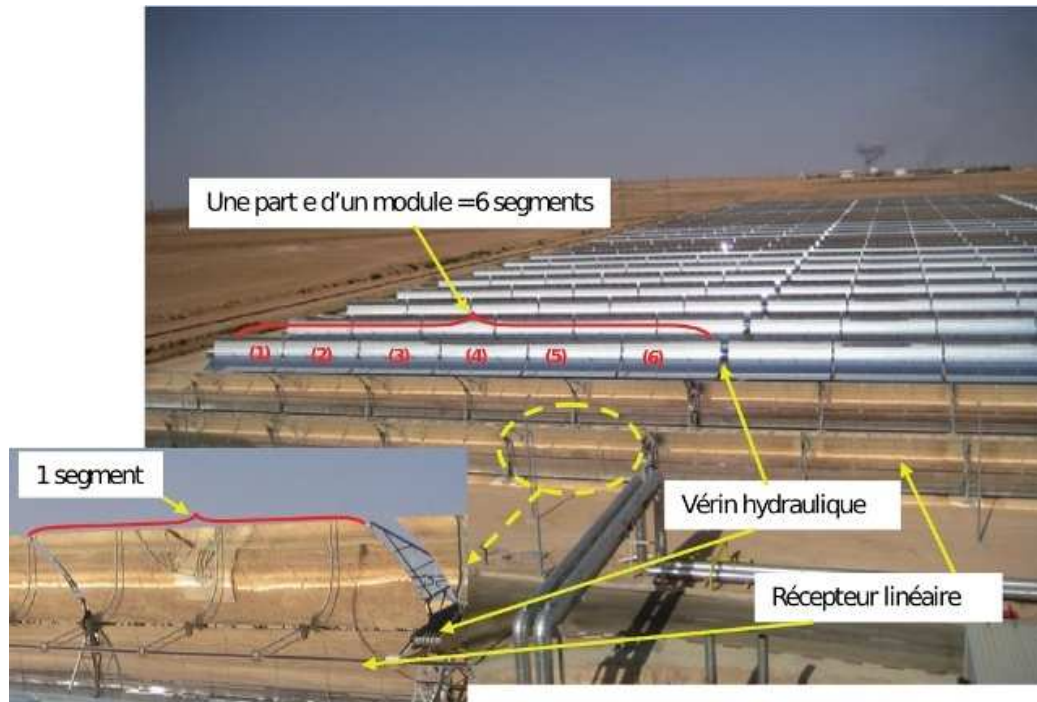


Figure 4.3: Une partie du champ solaire de SPP I

Le cycle combiné est constitué de 2 turbines à gaz (fonctionnant au gaz naturel) dont la puissance nominale unitaire est de 45 MW. La chaleur de combustion de ces turbines est récupérée dans deux chaudières horizontales à circulation naturelle. Ces dernières font fonctionner une turbine à vapeur d'une puissance nominale de 80.08 MW.

Il est à noter que le point fort de cette centrale hybride est l'ajout de la vapeur produite par le champ solaire à celle récupérée des turbines à gaz pour alimenter la turbine à vapeur. La puissance électrique produite par la centrale augmente en conséquence.

La réalisation de cette centrale SPP I a duré 3 ans.

IV.4. Principe de fonctionnement des capteurs cylindro-paraboliques

Ces centrales sont en réalité composées de longs miroirs d'une forme hémicylindriques (demi-cercle) alignés parallèlement. Ces miroirs tournent autour d'un axe horizontal pour pouvoir suivre le soleil à chaque instant. Ces miroirs permettent de diriger les rayons du soleil vers un liquide appelé liquide caloporteur (liquide qui permet d'extraire la chaleur) qui sera ensuite chauffer d'où la nécessité du mouvement des panneaux au soleil. La température du fluide peut atteindre 500°C [65].



Figure 4.4: Capteur cylindro-parabolique.

Lorsque le liquide est bien chauffé, il va être transféré vers une centrale où le liquide sera mélangé avec de l'eau qui va au final se transformer en vapeur. Cette vapeur va entraîner une turbine qui permettra de produire de l'électricité, de la même manière que la géothermie. Depuis peu, certaines centrales sont capables de tourner jour et nuit grâce aux importantes capacités de stockage de la chaleur mises en place. [66]

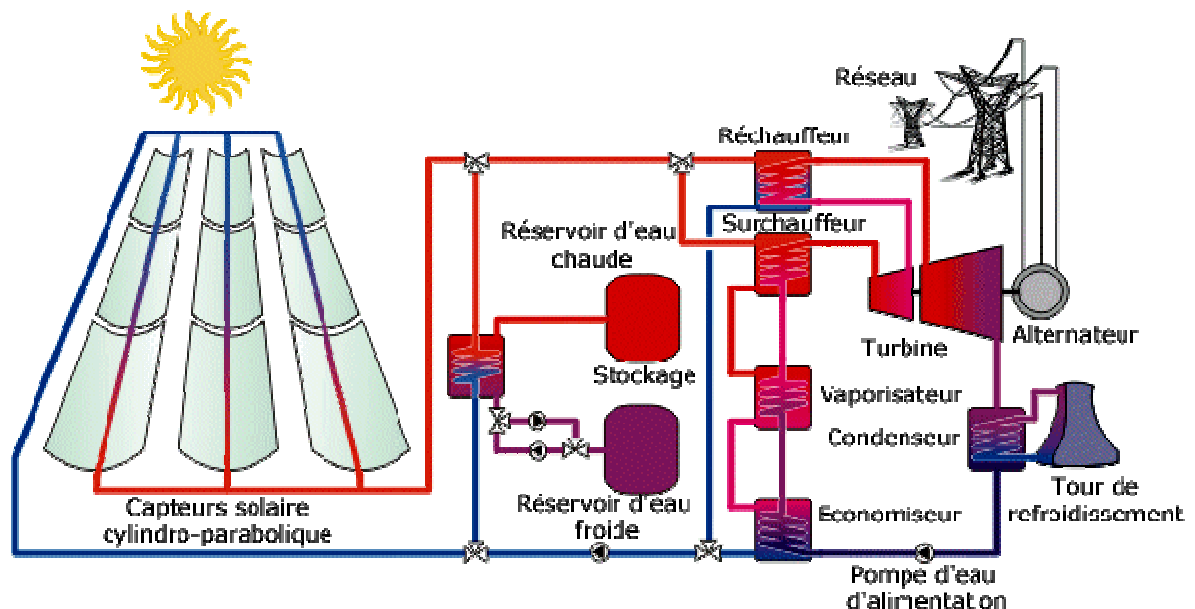


Figure 4.5: Schéma d'une centrale solaire cylindro-parabolique.

IV.5. Modélisation thermodynamique d'ISCCS

IV.5.1. Conception du système

Une centrale thermique ISCCS (Système à cycle combiné solaire intégré) est à la base d'une centrale solaire conventionnelle, constituée d'un système solaire de production de vapeur qui alimente la turbine à vapeur, le fonctionnement de la centrale est assuré pendant la nuit et dans les périodes où le rayonnement solaire est insuffisant (journées nuageuses) par un système à combustible fossile (gaz naturel), la centrale se convertit alors en cycle combiné (CC) [64], [67].

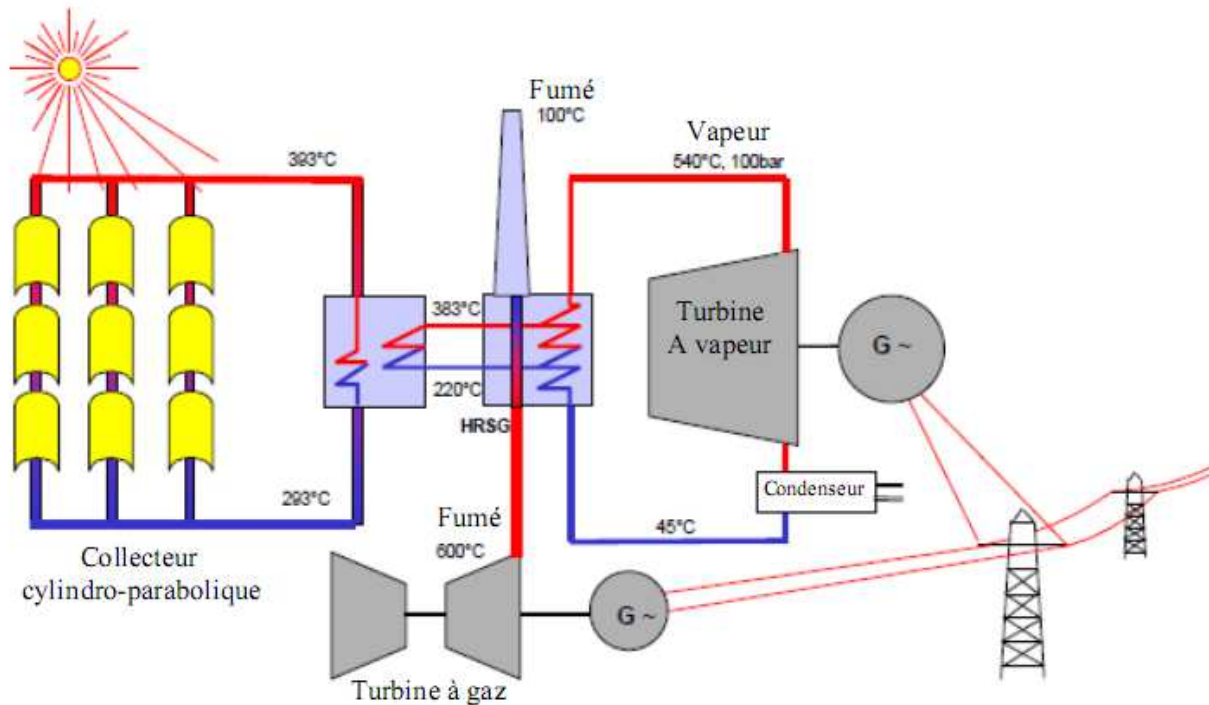


Figure 4.6 : Diagramme simplifié d'ISCCS.

La centrale thermique (Figure 4.6) comprend :

- Deux turbines à gaz à cycle ouvert, dont l'énergie thermique résiduelle des gaz d'échappement est récupérée par deux générateurs de vapeur (HRSG).
- Un cycle à vapeur, de type Rankine, (figure 4.7) comprend une turbine à vapeur à un seul niveau de pression.
- Un cycle à l'huile thermique chauffée dans un champ de capteurs solaires cylindro-parabolique. L'énergie thermique de cette huile est récupérée par un autre générateur solaire à vapeur parallèle au précédent (HSSG).
- Un champ solaire d'une surface de captation égale à 183120 m².

Une température à la sortie des générateurs de vapeur de 100°C est choisie pour récupérer autant d'énergie des gaz d'échappement.

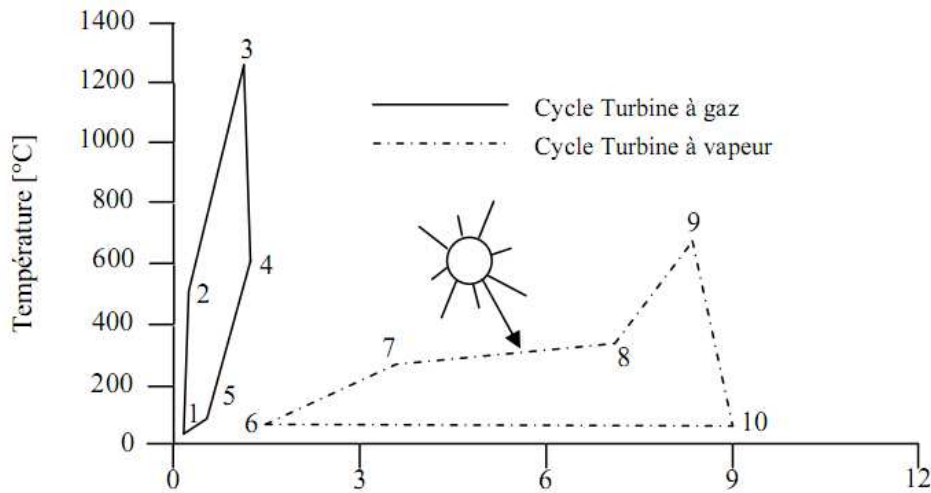


Figure 4.7: Diagramme T-S d'ISCCS.

IV.5.2. Stratégie d'exploitation

La centrale peut fonctionner en trois modes: mode cycle combiné solaire intégré aux heures solaires (même avec une turbine à gaz), mode cycle combiné conventionnel aux heures non solaires et mode turbine à gaz lorsque la turbine à vapeur ne fonctionne pas.

Dans la stratégie d'exploitation, l'augmentation de l'énergie thermique solaire fournit une augmentation du débit massique de vapeur du cycle de Rankine. D'un point de vue thermodynamique, l'apport de chaleur solaire devrait être utilisé pour le remplacement de la chaleur latente et au niveau de température le plus élevé possible. La température du fluide caloporteur HTF est limitée à 393°C pour éviter la décomposition; par conséquent, la température nominale de vapeur solaire d'environ 372°C est sélectionnée. Pendant les périodes ensoleillées, la pompe de circulation principale du HTF est utilisée et le système est chauffé à l'énergie solaire. Les vannes de vapeur d'eau entre SSG et HRSG sont maintenues fermées jusqu'à ce que le HTF ait atteint sa température de fonctionnement normale. Lorsque le système HTF atteint la température de démarrage du générateur de vapeur solaire, la vanne de contrôle de l'eau d'alimentation de ce dernier est ouverte [68].

À ce moment, une certaine quantité d'eau d'alimentation est retirée du générateur de vapeur de récupération de chaleur converti en vapeur saturée dans le SSG. Cette vapeur saturée est renvoyée aux HRSG où elle est surchauffée. La nuit et pendant les périodes nuageuses, la centrale fonctionne comme un cycle combiné.

IV.5.3. Analyse du champ solaire

Le champ solaire est constitué de nombreux collecteurs cylindro-paraboliques. L'énergie utile acquise par chaque collecteur peut être donnée en fonction de la température de l'absorbeur [68], [69]:

$$Q_c = A_c DNI \cos(\theta) \eta_o k(\theta) - A_{abs} U_{abs} (T_{abs} - T_a) \quad (4.1)$$

Avec,

A_c : Surface du collecteur [m²].

DNI : Irradiation directe normale [W/m^2].

θ : Angle d'incidence [degré].

η_0 : Rendement optique.

$k(\theta)$: Modificateur d'angle d'incidence.

A_{abs} : Surface d'absorption [m^2].

U_{abs} : Coefficient de transfert de chaleur [$W/m^2.K$].

T_{abs} : Température absorbée [K].

T_a : Température ambiante [K].

L'énergie utile totale gagnée par le fluide caloporteur dans le champ solaire est:

$$Q_{SF} = N_C Q_C \quad (4.2)$$

Avec,

N_C : Nombre de collectionneurs.

Q_C : Energie utile [MW].

Dans la stratégie d'opération, les températures d'entrée et de sortie de HTF sont fixées. Dans ce cas, le flux de masse est:

$$m = \frac{Q_{SF}}{c_{p_f}(T_{fo}-T_{fi})} \quad (4.3)$$

Où,

c_{p_f} : Capacité thermique de fluide [J/kg.K].

T_{fo} : Températures de sortie [K].

T_{fi} : Températures d'entrée [K].

L'efficacité globale du champ solaire est:

$$\eta_{SF} = \frac{Q_{SF}}{DNI.A_C.N_C} \quad (4.4)$$

Les paramètres caractérisent le champ solaire de HassiR'mel sont montrés dans les tableaux ci-dessous :

Paramètres	Valeurs
Surface d'ouverture (m^2)	545
Taux de concentration	82
Rendement optique	0.8
Ouverture (m)	5.76
Longueur de tube (m)	4

Tableau 4.1 : Spécifications du capteur solaire.

Paramètres	Valeurs
Nombre de collecteurs dans chaque ligne	6
Nombre de lignes	56
Température d'entrée de HTF (°C)	290
Température de sortie de HTF (°C)	393
Surface du champ solaire (m ²)	183120

Tableau 4.2 : Paramètres d'exploitation du champ solaire.

IV.5.4. Analyse d'ISCCS

Les facteurs les plus importants pour évaluer l'ISCCS sont la production d'électricité et l'efficacité. La production d'électricité de l'usine est mieux déterminée en calculant les sorties instantanées des turbines à gaz et de la turbine à vapeur, et en additionnant les résultats. [68], [69].

$$W_{ISCCS} = 2W_{GT} + W_{ST} \quad (4.5)$$

Le rendement peut alors être calculé:

$$\eta_{ISCCS} = \frac{W_{ISCCS}}{D \cdot f_{cv}} \quad (4.6)$$

D : Débit massique de carburant [kg/sec].

f_{cv} : Valeur calorifique du combustible [MJ/kg].

L'électricité solaire nette est la différence des sorties de la turbine à vapeur entre les périodes ensoleillées et nocturnes. Par conséquent, le ratio d'électricité solaire est:

$$\sigma = \frac{W_s}{W_{ISCCS}} \quad (4.7)$$

IV.5.5. Résultats et interprétations

On va simuler sous Matlab le rendement de système hybride dans le tableau ci-dessous :

Température secondaire du vapeur (°C)	290	300	310	320	330
La puissance du système hybride (MW)	148,85	148,94	149,06	149,21	148,99

Tableau 4.3: Variation de la puissance du système hybride selon la température secondaire du vapeur.

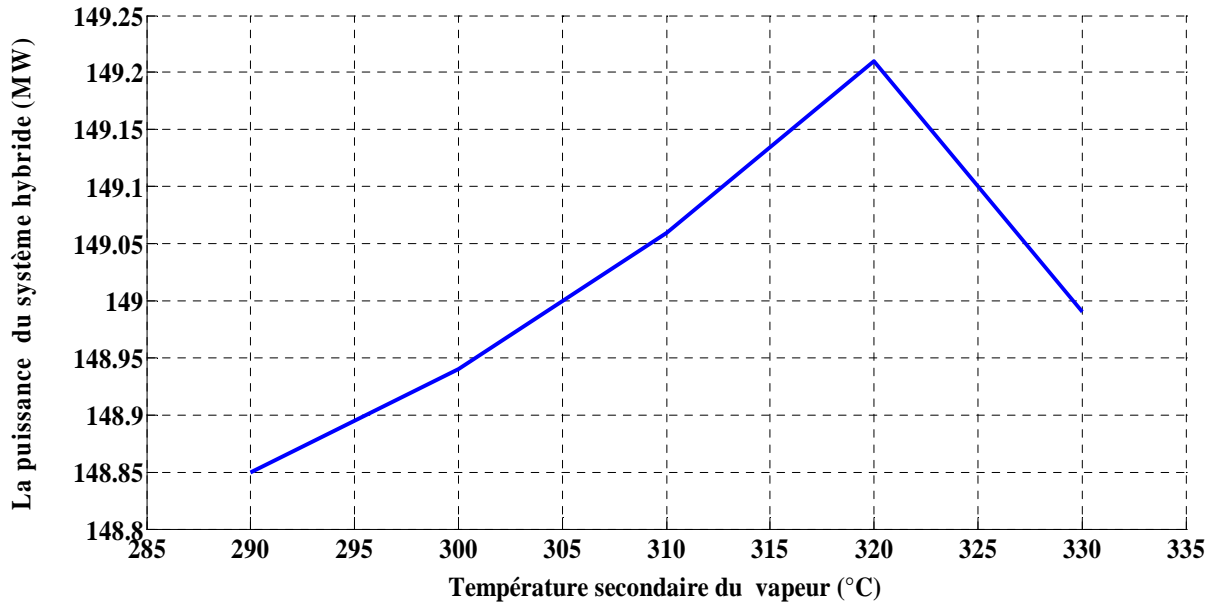


Figure 4.8: Variation de la puissance du système hybride en fonction de la température secondaire du vapeur.

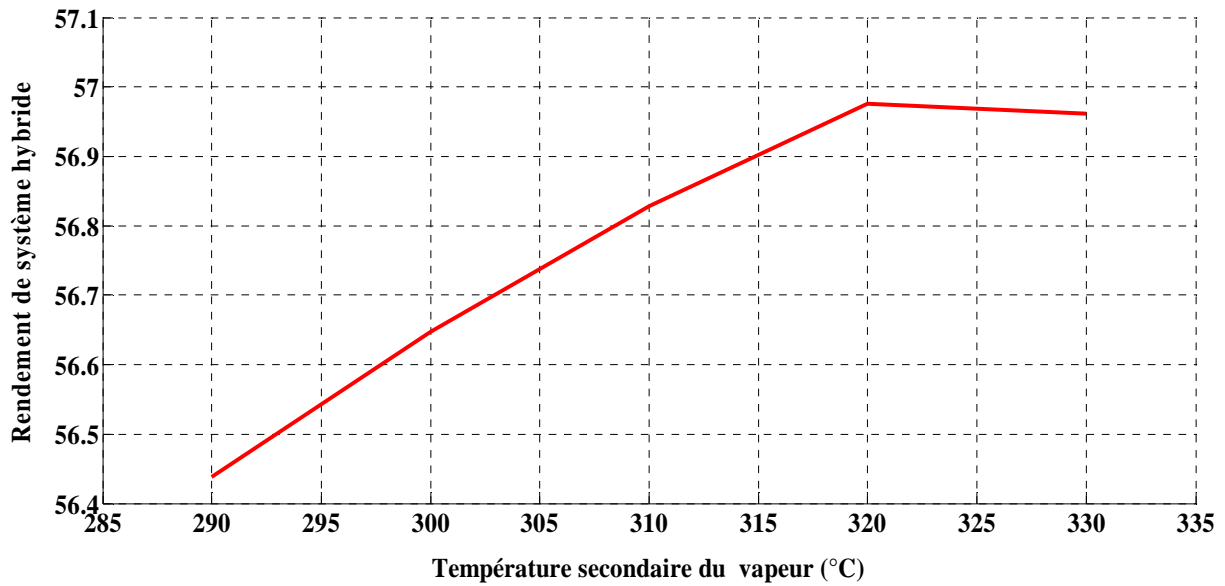


Figure 4.9: Variation du rendement du système hybride en fonction de la température secondaire du vapeur.

On peut voir que le rendement thermique peut être atteint la valeur 56,9% lorsque la température de la vapeur à basse pression est réglée à 320°C. Si la température de la vapeur est encore augmentée (plus de 320°C) le rendement diminuerait fortement. La raison est vraisemblablement que la turbine à gaz disponible évacuant l'air chaud est fixé, le transfert de chaleur sensible de l'eau d'alimentation est limitée, l'augmentation de la température de la vapeur d'eau entraînerait une réduction du débit massique de vapeur et la puissance de sortie nette afin de maintenir la différence de température minimale dans la surchauffeur.

IV.5.6. Estimation de résultats avec la méthode des moindres carrés

Dans cette partie, on va appliquer la méthode des moindres carrés qui nous avant vu dans le chapitre III, pour optimiser les erreurs du calcul.

Nous avons utilisé l'ajustement polynomial et l'ajustement puissance, qui sont le plus proche à la forme de la fonction $P = f(T)$ représenté dans la figure (4.3).

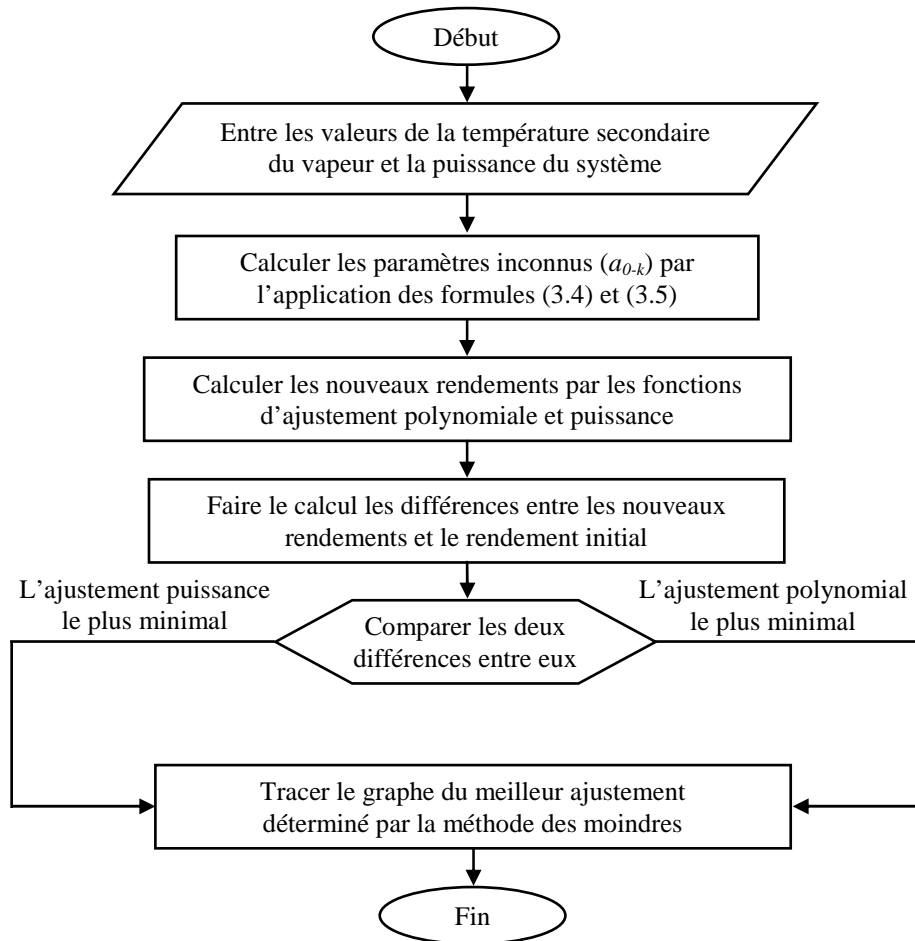


Figure 4.10 : L'algorithme d'ajustement de la puissance du système hybride par la méthode des moindres carrés.

L'application de cet algorithme sous Matlab, donne les formules suivantes :

$$\begin{cases} P = -0.0004T_{SV}^2 + 0.2668T_{SV} + 106.8900 \\ P = 139.4026T_{SV}^{0.0116} \end{cases} \quad (4.8)$$

Les graphiques illustrés dans la figure suivante.

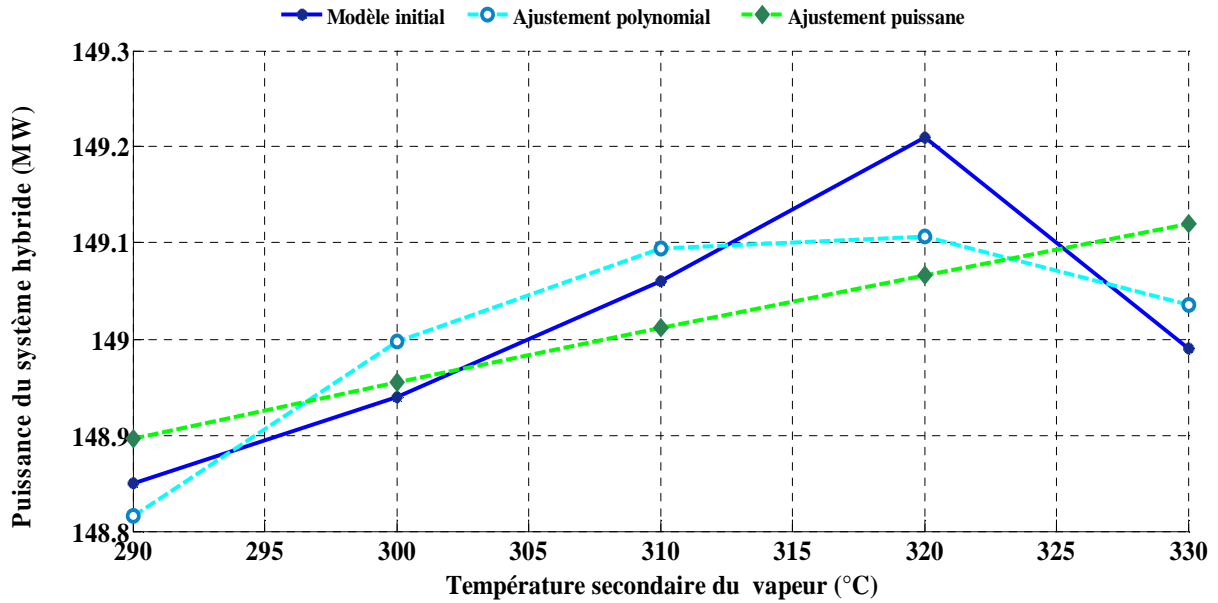


Figure 4.11 : Puissance du système hybride après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.

A partir de la figure, on peut déterminer le meilleur ajustement directement.

Le résultat de simulation indique que l'ajustement polynomial est le meilleur pour puissance du système hybride (Le graphe pointé en cyan dans la figure (4.11))

$$P = -0.0004T_{SV}^2 + 0.2668T_{SV} + 106.8900 \tag{4.9}$$

Ce qui est concerne le rendement du système, on applique seulement l'ajustement puissance.

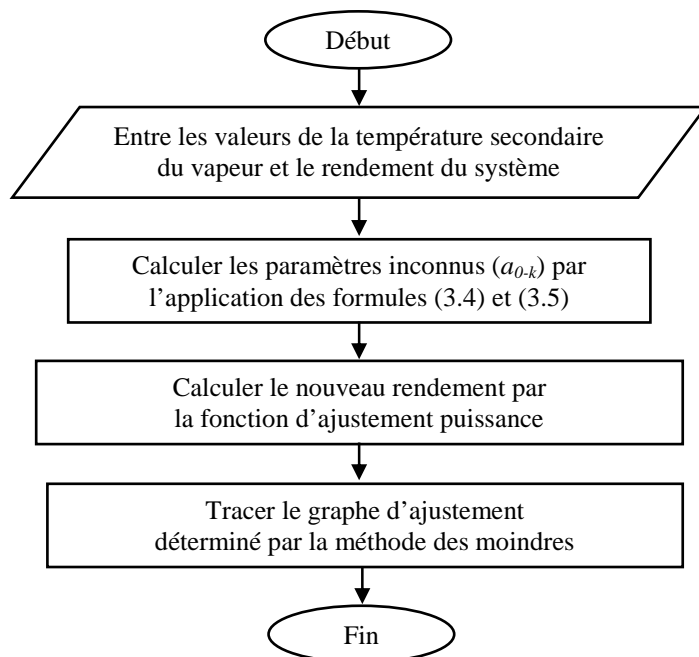


Figure 4.12 : L'algorithme d'ajustement du rendement du système hybride par la méthode des moindres carrés.

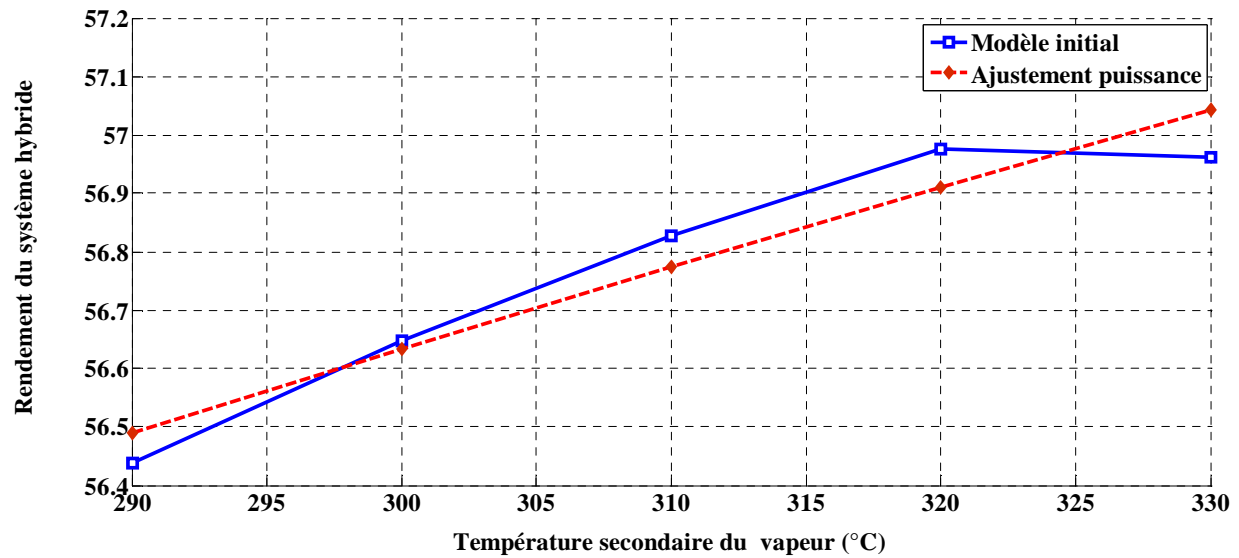


Figure 4.13 : Rendement du système hybride après l'estimation avec la méthode des moindres carrés.

La formule obtenue à partir de ces calculs est:

$$\eta = 36.8398T_{SV}^{0.0754} \quad (4.10)$$

IV.6. Conclusion

Plusieurs travaux théoriques et expérimentaux, sont reliés à la recherche d'ISCCS, ont été présentés. La plupart d'entre eux analyse des divers composants de mécanismes de centrale, y compris les systèmes de capteur cylindro-parabolique et de cycle combinés. Le travail décrit en ce chapitre concerne les modèles mathématiques des rendements énergétiques d'ISCCS.

Les résultats obtenus montrent l'intérêt du système hybride solaire-gaz. En plus de son rendement thermodynamique qui est important par rapport à celui de la turbine à gaz et la turbine à vapeur, nous avons profité économiquement d'une augmentation de quantité d'énergie produite par cette centrale. On a également contribué à la préservation de l'environnement contre la pollution et le réchauffement climatique.

CONCLUSION
GÉNÉRALE

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les exportations de l'Algérie restent dominées par les énergies fossiles (environ 95% du volume global des exportations, selon les chiffres provisoires du Centre national de l'informatique et des statistiques des Douanes).

Le pays exporte presque 50% de l'énergie primaire produite et 50% de l'énergie dérivée. Alors que l'électricité ne présente que 0.1% de totale des exportations énergétiques.

D'un autre part, La production d'électricité est assurée presque totalement à partir du gaz naturel et absorbe environ 40% de la consommation de cette énergie primaire.

Les énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire,...) occupent une place pratiquement nulle dans le bilan énergétique.

La production des hydrocarbures est entrée, depuis 2006, dans une longue phase de fléchissement, résultat de la conjugaison du déclin de la production et de la déplétion des réservoirs et du faible taux de renouvellement des réserves.

Au rythme de production actuel, les réserves seraient consommées en vingt-cinq ans approximativement (soit à l'horizon 2040) s'il n'y a pas de nouvelles découvertes d'hydrocarbures et si les gisements sont exploités dans les mêmes conditions que celles prévalant actuellement sans amélioration donc du taux de récupération (25% pour le pétrole, 70% pour le gaz).

L'Algérie doit adopter une nouvelle politique de consommation d'énergie afin d'assurer un meilleur avenir aux prochaines générations.

Les solutions résident dans les énergies renouvelables et le développement durable. Or la volonté politique n'a pas été affichée clairement dans ce domaine. La preuve réside dans les investissements consentis par l'Etat dans ce secteur considéré comme loin des capacités dont dispose le pays.

Une transition énergétique bien élaborée permettra d'aller vers le développement durable en mettant en place un mix énergétique, un bouquet énergétique où chaque énergie sera développée rationnellement mais avec détermination. Le solaire algérien est l'un des plus important au monde en intensité et en surface et pourtant il peine à prendre son essor. Le pays a plus de 200 sources d'énergie géothermique qui peuvent être exploitées pour le chauffage des habitations mais aussi à usage industriel en dehors de l'aspect médical, on n'en fait rien. La région d'Adrar est connue pour la force de ces vents et son développement que permettra le développement de l'agriculture.

L'analyse portée dans cette thèse a permis de mettre en évidence le rôle que joueront les sources énergétiques dans la sécurité socio-économique de l'Algérie.

L'orientation donnée à notre recherche a été conduite par les conclusions apportées par l'état de l'art des énergies fossiles et renouvelables. Nous avons mis en évidence que le scénario actuel aux triples enjeux en termes de sécurité d'approvisionnement, d'indépendance énergétique et de lutte contre le changement climatique, fait que le recours à la transition énergétique soit inéluctable.

RÉFÉRENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [01] Ministère de l'énergie Algérienne, <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=geologie-des-provinces-petroliere-en-algerie-2>
- [02] Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures « ALNAFT », <http://www.alnaft.gov.dz/index.php/le-d%C3%A9veloppement-des-hydrocarbures-en-chiffres/g%C3%A9ologie-de-l-alg%C3%A9rie>
- [03] Independent Statistics & Analysis, EIA, “ Country Analysis Brief: Algeria ”, U.S, March 11, 2016, <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=DZA>
- [04] « L'Algérie disposerait de la troisième réserve de gaz deschiste dans le monde ! », Portail Algérien des ENERGIES RENOUVELABLES, CDER, Alger, Algérie, 11 juin, 2013, <http://portail.cder.dz/spip.php?article3330>
- [05] Independent Statistics & Analysis, EIA, “ Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Algeria “, U.S, September 2015, <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- [06] « OPEC Annual Statistical Bulletin », Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria, 2017, http://www.opec.org/opec_web/en/202.htm
- [07] http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm
- [08] <http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/current/FileZ/XL/T31.HTM>
- [09] “ BP Statistical Review of World Energy June 2017 ”, BP, London, U.K, 2017, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/oil/oil-reserves.html>
- [10] <http://data.lesechos.fr/pays/algerie.html>
- [11] R. VIALLY, « Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution? », IFP Energies nouvelles, 2012.
- [12] R. VIALLY, G. MAISONNIER, T. ROUAUD, « Hydrocarbures de roche-mère : État des lieux », Rapport IFPEN 62 729, 22 janvier 2013.
- [13] B. COURME, « Les gaz de schiste », Total Gas Shale Europe, France, Avril 2011.
- [14] M. MEYER, « Les gaz de schistes - Définition, état des lieux et perspectives », SIG, Février 2013.
- [15] U.S. Department of Energy, “EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, U.S, June 2013.
- [16] M. KACED, « the potentiel of shale gasplays in algeria », Journées d'études « Tight& shale reservoirs », Algérie, 17-18 septembre 2013.
- [17] <https://www.iaea.org/>
- [18] <http://www.oecd-nea.org/>
- [19] <http://www.world-nuclear.org/>

- [20] OECD Nuclear Energy Agency, International Atomic Energy Agency, « Uranium 2014: Resources, Production and Demand », France, 2014.
- [21] A. SEMIANI, A. Abed, M. Bellal, « l'uranium en algérie : ressources et perspectives », Office National de Recherche Géologique et Minière, Algérie.
- [22] <http://www.statista.com>
- [23] www.worldenergy.org
- [24] <http://www.worldcoal.org/>
- [25] <http://algeriaenergy-business.com/Algeria/index.php/mes-articles/92-algeria-plans-to-exploit-its-coal-reserves>
- [26] B. SENOUCI, « Énergies renouvelables en Algérie », Fondation Friedrich Ebert, Algérie, 2012.
- [27] F. BENZAID, « Stratégie Nationale pour le développement des Energies Renouvelables », 7ème Salon International Electro, Automation & Energy 2013, Direction des Energies Renouvelables et de la Maitrise de l'Energie, Alger, le 19 mai 2013.
- [28] Z. ABADA, M. BOUHARKAT, "Study of management strategy of energy resources in Algeria", Energy Reports 4(2018)1–7.
- [29] D. Dib, A. BENDAKIR, S. METATLA, W. GUEBABI, Y. SOUFI, « The Algerian Challenge between the Dependence on Fossil Fuels and its Huge Potential in Renewable Energy », International Journal of Renewable Energy Research, Vol.2, No.3, 2012.
- [30] R. BESSAH, E. KOUADRI, S. TOUILEB, « Bilan de la recherche scientifique, du développement technologique et de l'innovation de l'EPST CDER 2016 », CDER, Alger, Algérie, 2016.
- [31] « énergies nouvelles et renouvelables », Ministère de l'Énergie, Algérie, <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-l-energie>
- [32] « L'hydrogène, une source d'énergie durable et alternative », CDER, Algérie, 2016.
- [33] « Atlas de production d'hydrogène solaire en Algérie », <https://www.cder.dz/spip.php?article1895>
- [34] « Le sable siliceux en Algérie », CDER, Algérie, octobre 2011, <http://portail.cder.dz/spip.php?article1720>
- [35] B. CHABOT, « Analysis of the Global Electricity Production up to 2013 With a Focus On the Contribution From Renewables », Renewable Energy Consultant and Trainer, France, 2014.
- [36] <http://www.ddmagazine.com/2859-La-production-electrique-mondiale-en-chiffres.html>
- [37] <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&id=33>
- [38] « Electricité et Gaz », Ministère de l'Énergie, Algérie, <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=electricite>
- [39] « Bilan énergétique national de l'année 2016 », Ministère de l'Energie, Algérie, édition 2017.
- [40] « Rapport d'activité 2013 », CREG, Algérie, 2014.
- [41] « Bilan énergétique national de l'année 2002 », Ministère de l'Energie, Algérie, édition 2003.

- [42] « Bilan énergétique national de l'année 2013 », Ministère de l'Energie, Algérie, édition 2014.
- [43] « Bilan des réalisations du secteur de l'énergie : Année 2016 », Ministère de l'Energie, Algérie, édition Septembre 2017.
- [44] « L'Algérie étudie la possibilité d'exploiter le charbon dans la production de l'électricité », CDER, octobre 2012, <http://portail.cder.dz/spip.php?article2708>
- [45] A. SEMIANI, A. Abed, M. Bellal, « L'URANIUM EN ALGÉRIE : RESSOURCES ET PERSPECTIVES », Office National de Recherche Géologique et Minière, Algérie.
- [46] N. DASNOIS, « Uranium Mining in Africa: A Continent at the Centre of a Global Nuclear Renaissance », South African Institute of International Affairs, September 2012.
- [47] <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?mact=News.cntnt01,detail,0&cntnt01articleid=163&cntnt01returnid=1048>
- [48] « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique », Ministère de l'Énergie, Algérie, Mars 2011.
- [49] « Objectifs nouveau programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030) », CDER, avril 2015, <http://portail.cder.dz/spip.php?article4565>
- [50] <http://www.andi.dz/index.php/fr/les-energies-renouvelables>
- [51] E. KOLLER, « Machines Thermiques », Dunod, Paris, France, 2005.
- [52] E. GONCALVES, J.P. THIBAUT, « cycles thermodynamiques des machines thermiques », Grenoble Institut Polytechnique, octobre 2008.
- [53] R. CLEMENT, « Ajustement linéaire par les moindres carrés », Laboratoire de Mathématiques de Toulouse, Université Paul Sabatier-IUTGEA Ponsan, France.
- [54] <https://mistis.inrialpes.fr/software/SMEL/cours/ep/node10.html>
- [55] O. CLEYNEN, « Thermodynamique de l'ingénieur », Framabook, France, 2015. <https://thermodynamique.ninja/>
- [56] O. PERROT, « cours de thermodynamique : 2^{ème} Semestre », I.U.T. de Saint-Omer Dunkerque, Département Génie Thermique et énergie, 2010-2011.
- [57] http://agora.enim.fr/hk/3A_Thermo_C3_Turbines_gaz/C3_Turbines_gaz_web.publi/web/co/C3_Turbines_gaz_web.html
- [58] A. PARENTE, « Thermodynamique appliqué : Cycles moteurs », Université Libre de Bruxelles, Service d'Aéro-Thermo-Mécanique, Belgique, 2011.
- [59] <http://diren.mines-paristech.fr/Sites/Thopt/fr/co/cycles-combines.html>
- [60] http://agora.enim.fr/hk/3A_Thermo_C3_Turbines_gaz/C3_Turbines_gaz_web.publi/web/co/C3_Turbines_gaz_15.html#schId00
- [61] N. EL GHARBI, A. Benzaoui, M. Belhamel, « Modélisation et Simulation numérique d'un cycle combiné gaz-vapeur », IV^{ème} Congrès International sur les Énergies Renouvelables et l'Environnement, 19-03-2009 - 21-03-2009, Tunisie.
- [62] A. BORNI, « Etude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique », Thèse Doctorat, Université de Constantine 1, Algérie 2013.
- [63] N. EL GHARBI, « La centrale hybride de Hassi R'mel », Division Énergie Solaire Thermique et Géothermie, CDER, Alger, Algérie, février 2012. <http://portail.cder.dz/spip.php?article1960>

- [64] A. MILES, O. KHEMIS, « optimisation des paramètres du système de centrale thermique combinée hybride solaire-gaz », Sciences & Technologie B – N°44, Décembre 2016.
- [65] <http://www.cipcsp.com/tutorial/centrales-solaires-csp.html>
- [66] <http://www.ingenieursbelges.be/Energies-concentration-solaire.php>
- [67] I. MERICHE, A. BEGHIDJA, « Modélisation et simulation d'une centrale thermo-solaire hybride avec régénération des gaz d'échappement », Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa, Algérie 15, 16, 17 Octobre 2012.
- [68] F.KHALDI, "Energy and exergy analysis of the first hybrid solar-gas power plant in Algeria", Proceedings of ECOS 2012, Cost, Optimization, Simulation and environmental impact of energy systems, Perugia, Italy, June 26-29, 2012.
- [69] O. BEHAR, A. KELLAF, K. MOHAMEDI, M BELHAMEL, "Instantaneous performance of the first Integrated Solar Combined Cycle System in Algeria", Energy Procedia 6 (2011) 185–193.