

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA



FACULTE DES SCIENCES DES TECHNOLOGIES

DEPARTEMENT MECANIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du grade de Master en Génie Mécanique

Option : Optimisation des systèmes énergétiques

Thème :

**Part des énergies renouvelables dans le
mix énergétique Algérien à l'horizon
2030**

Réalisé par: **REDJAL Linda**

➤ **Promoteur: Mr Said Nourddine**

➤ **Co-promoteur: Mr Ali Zattout**

Année universitaire: 2014/2015

Résumé

Résumé :

L'Algérie a lancé un programme de développement des énergies renouvelables afin d'assurer une part de sa demande en énergie électrique. Dans ce cadre la s'inscrit ce présent travail, nous proposons, de présenter l'état de la production d'électricités à partir des énergies fossiles et d'étudier cette production électrique dans le cas des énergies renouvelables à l'horizon 2030, en prenons en considération l'état géographique, la disponibilité des sites et le potentiel des énergies renouvelables pour déduire si l'Algérie sera capable de satisfaire ses besoins en énergie électrique.

Mots clés : énergie renouvelable; énergie électrique; énergie fossile.

Summary:

Algeria has launched a renewable energy development program to ensure a share of its electricity demand. In this context the present work is established, we propose to present the state of the electric production from fossil fuels and to study this electric production in the case of renewable energies by 2030 taking into consideration the geographical condition, site availability and potential of renewable energies would meet its electricity needs.

Keywords: renewable energy; electrical energy; fossil energy.

ملخص

أطلقت الجزائر برنامجا لتنمية الطاقات المتجددة لضمان نسبة من الطلب على الكهرباء فيها. في هذا السياق يتم عرض هذا العمل، نقترح، بيان وضعية إنتاج الطاقة الكهربائية انطلاقا من طاقة المستحاثات و دراسة هذا الانتاج الكهربائي في حالة الطاقات المتجددة إلى غاية 2030، بالأخذ بعين الاعتبار الحالة الجغرافية، توفر المواقع و كمون الطاقات المتجددة لاستنتاج إذا ما ستكون الجزائر قادرة على تلبية احتياجاتها من الكهرباء.

كلمات البحث: الطاقات المتجددة، الطاقة الكهربائية، طاقة المستحاثات.

Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier DIEU le tout puissant qui ma donner la force, le courage et la patience pour continuer mes études et d'accomplir ce travail.

Ce travail a été réalisé à la direction générale de SONELGAZ de Alger sous la direction de Mr Touileb, Mme Mouhamedî et Mr Zattout Ali, je tiens à leur exprimer ma profonde gratitude et mes sincères remerciements pour l'aide précieuse et les conseils judicieux qu'ils n'ont pas cessé de me prodiguer au cours de l'élaboration de ce travail sans oublier tous le personnel de SONELGAZ.

J'exprime mes respectueux dévouements à mon promoteur Mr Saïd Noureddine pour son aide, sa compréhension, son observation et sa disponibilité durant la réalisation de ce mémoire.

Mes vifs remerciements vont également à monsieur le président de jury qui à bien voulu accepter de présider le jury de ce mémoire, ainsi qu'à tous les membres de jury.

J'estime essentiel de dire un grand merci à monsieur Sofiane Bouaïchaoui ainsi qu'à Mme Kherchi et Mme Hamane qui m'ont présenté leur aide avec bon cœur.

Je tiens à remercier tous les enseignants du département Génie mécanique qui ont participé à ma formation.

Mes remerciements ne sont pas les moindres à mes amis (e) qui ont d'une manière ou d'une autre été l'une des raisons les plus pertinentes de l'accomplissement de ce travail en particulier Rouache Djoudi qui ma beaucoup aider de mener à bien ce travail.

Linda



Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I : Les ressources énergétiques

Tableau (I-1) : le potentiel solaire en Algérie.....	11
Tableau (I-2) : Parc de production hydroélectrique.....	17

Chapitre III : Etat de l'art des technologies EnR

Tableau (III-1): Les capacités de CSP par région dans le monde à l'horizon 2050.....	44
Tableau (III-2) : prévisions des coûts des PV.....	50

Chapitre IV : Définition et analyse des scénarios proposés

Tableau (IV-1) : Les superficies des régions.....	56
Tableau (IV-2) : Les potentiels des six régions.....	57
Tableau (IV-3) : Les superficies libres des six régions.....	58
Tableau (IV-4) : Capacités installées par région.....	59
Tableau (IV-5) : Caractéristique de la centrale à tour.....	62
Tableau (IV-6) : Caractéristique de la centrale photovoltaïque.....	63
Tableau (IV-7) : Les caractéristiques de l'éolienne.....	63
Tableau (IV-8) : Répartition des capacités selon les filières.....	64
Tableau (IV-9) : Répartition de la demande selon les filières.....	71
Tableau (IV-10) Caractéristiques des STEP.....	79
Tableau (IV-11) : La répartition des capacités par filière.....	79
Tableau (IV-12) : La répartition de ces capacités à l'horizon 2030.....	80
Tableau (IV-13) : Les résultats des Trios scénarios.....	87

Liste des abréviations et nomenclature

Liste des abréviations

Abréviation	Désignation
ASA	Agence Spatiale Allemande
AIE	International Energy Agency
ASA	Agence Spatiale Allemande
BOS	Balance of System
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
CC	Cycle combiné
CE	Centrales Electriques
CSP	concentrating solar power
DC	Direct current
DOE	Department Of Energy
DNI	direct normal irradiance
DSG	direct steam generator
DP	Distribution Publique
EIE	Espace Info Energie.
EIA	Energy Information Administration.
EnR	Energie Renouvelable
GPL	Gaz du Pétrole Liquéfier.
GHI	global horizontal irradiance
HAP	Hydrocarbure Aromatique Polycyclique.
HP	Haute Pression
IRENA	Agence Internationale des Energies Renouvelables
LRF	Linear Fresnel Reflector
LCOE	Levelized Cost of Energy
Mtep	Million Tonne Equivalent Pétrole.
MENA	Middle East and North Africa
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OGJ	Oil& Gas Journal.
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole.
O&M	Operations and Maintenance
PMA	Puissance Maximale Appelée

Liste des abréviations et nomenclature

PDG	Président Directeur Générale.
PV	photovoltaïque
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage.
SETP	Solar Energy technology Program
SAM	System Advistor Model
SONATRACH	Société Nationale pour la Recherche, la Production, Le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures
TEP	Tonne Equivalent Pétrole
Tcf	Trillion Cubic Feet
TV	Turbine à Vapeur
TG	Turbine à Gaz
TSE	Thermique storage Energy
USD	United States Dollar
US	United State.
USA	United States of America

Nomenclature.

Symbole	Désignation	Unité
P_{vent}	Puissance instantanée du vent	W
ρ	Masse volumique de l'air	Kg/m ³
A	Surface des pales	m ²
V	Vitesse du vent	m/s
$P_{captée}$	Puissance captée par l'éolien	W
P_{elec}	Puissance électrique	W
ηV	Rendement instantané à la vitesse V	%
h_2	Hauteur (80)	m
h_1	Hauteur (10)	m

Sommaire

Résumé	
remerciement	
Dédicace	
Table de matière	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des abréviations	
Introduction générale	01
Chapitre I : Les ressources énergétiques	
I-1 – Introduction	03
I-2- Les énergies non renouvelables	03
I-2-1- Le pétrole	04
I-2-1-1- Production et développement	04
I-2-1-2- Réserves et exploration	06
I-2-1-3- Avantages du pétrole	06
I-2-1-4- Inconvénients du pétrole	07
I-2-2- Gaz naturel	07
I-2-2-1- Production et développement	07
I-2-2-2- Réserves et exploration	08
I-2-2-3- Avantages du gaz naturel	09
I-2-2-4- Inconvénients du gaz naturel	09
I-3- Les énergies renouvelables	09
I-3-1- L'énergie solaire	10
I-3-1-1- Potentiel Solaire en Algérie	11
I-3-1-2- Les avantages de l'énergie solaire	12
I-3-1-2- Les Inconvénients de l'énergie solaire	12
I-3-2- L'énergie éolienne	12
I-3-2-1- Potentiel éolien Algérie	13
I-3-2-2- Les avantages de l'énergie éolienne	13
I-3-2-3- Les inconvénients de l'énergie éolienne	14
I-3-3- L'énergie géothermique	14
I-3-3-1- potentiel géothermique en Algérie	14
I-3-3-2- Les avantages de l'énergie géothermique	15
I-3-3-3- Les inconvénients de l'énergie géothermique	15
I-3-4- L'énergie de la biomasse	16
I-3-4-1- potentiel de la biomasse en Algérie	16
I-3-4-2- Les avantages de la biomasse	16
I-3-4-c- Les inconvénients de la biomasse	16
I-3-5- L'énergie hydraulique	17
I-3-5-1- potentiel hydraulique	17
I-3-5-2- Les avantages de l'hydraulique	17
I-3-5-3- Les inconvénients de l'hydraulique	17
I-4- Conclusion	18

Sommaire

Chapitre II : Evolution et prévision de la demande électrique en Algérie

II-1 Introduction	19
II-2-Eléments d'analyse de la demande électrique	19
II-3- Les courbes de charges	20
II-4-Historique de la demande à Sonelgaz	21
II-4-1-Consommation électricité	21
II-4-1-1-Evolution de la production d'électricité par type d'équipement (GWh)	22
II-4-1-2-Evolution de la Puissance Maximale Appelée (MW)	24
II-4-1-3-Evolution de la consommation gaz	25
II-4-1-4-L'évolution de la charge électrique en 2013	25
II-4-2-Estimation de la consommation électrique à l'horizon 2030.....	27
II-4-2-1- prévision de l'évolution de la charge électrique en 2030.....	28
II-5- Conclusion	30

Chapitre III : Etat de l'art des technologies EnR

III-1-Introduction	31
III-2- L'éolien	31
III-2-1- La puissance instantanée du vent	31
III-2-2- Courbe caractéristique de puissance et rendement instantané	31
III-2-3-Equipements principaux des éoliennes	32
III-2-4-Performances et tailles des éoliennes	33
III-2-5- Marché	34
III-2-5-1-Evolution des capacités.....	34
III-2-5-2-Evolution des coûts	35
III-2-6-Perspectives	35
III-2-6-1-Perspectives des capacités	35
III-2-6-2-Perspectives des coûts	36
III-3- Solaire à concentration thermodynamique (CSP)	36
III-3-1-Les composantes d'une centrale CSP	37
III-3-2-Les filières du solaire à concentration	37
III-3-2-1-Les filières à concentration linéaire	37
III-3-2-1-1-La technologie des miroirs cylindro-paraboliques	37
III-3-2-1-2-Technologie des Miroirs linéaire de Fresnel	38
III-3-2-2-Les filières à concentration ponctuelle	39
III-3-2-2-1-La technologie parabolique	39
III-3-2-2-2-La technologie « centrale à tour »	40
III-3-3-Performances et tailles	41
III-3-4-Marchés	42
III-3-4-1-Evolution des capacités	42
III-3-4-2-Evolution des Coûts	43
III-3-5-Perspectives	43
III-3-5-1-Perspectives des technologies	43
III-3-5-2-perspectives des Coûts	44
III-4- Photovoltaïque (PV)	44
III-4-1- Source primaire (Potentiel)	44

Sommaire

III-4-2- Les composants d'une centrale PV	45
III-4-3-Technologies des cellules photovoltaïques.....	46
III-4-3-1-Génération du silicium cristallin	46
III-4-3-2-Génération des couches minces (thin film)	47
III-4-3-3-Génération en voie de développement	47
III-4-4-Performances et tailles	47
III-4-5-Marché	48
III-4-5-1-Evolution des capacités	48
III-4-5-2-Evolution des coûts	49
III-4-6-Perspectives	49
III-4-6-1-Perspectives des capacités	49
III-4-6-2-Perspectives des coûts	50
III-5- La géothermie	50
III-5-1-Principes de fonctionnement une centrale géothermique	50
III-5-2-1Etat de l'art	51
III-5-3-Les différents types de géothermie.....	51
III-5-3-1- La géothermie très basse énergie.....	51
III-5-3-2-La géothermie basse énergie.....	52
III-5-3-3-La géothermie moyenne énergie.....	52
III-5-3-4- La géothermie haute énergie.....	52
III-6- La biomasse.....	52
III-6-1-Catégories de la biomasse.....	52
III-6-2-Les étapes de production d'électricités.....	53
III-7-Conclusion.....	53
Chapitre IV : Définition et analyse des scénarios proposés	
IV-1-Introduction	54
VI-2-Vérification de la disponibilité des sites	55
IV-3-Vérification du potentiel solaire et éolien	56
IV-4- Répartition des capacités à installer par technologie et région.....	58
IV-5- Présentation des outils de travail	59
IV-5-1-Présentation du logiciel METEONORM	59
IV-5-2-Présentation du logiciel SAM	60
IV-6- Présentation des centrales considérées dans l'étude	62
IV-6-1-La filière technologique solaire thermique	62
IV-6-2-La filière technologique solaire Photovoltaïque	63
IV-6-3- La filière éolienne	63
IV-7- Simulation des scénarios	63
IV-7-1-Scénario N°1	63
IV-7-2-Scénario N°2	70
IV-7-3- Scénario N°3	77
IV-7-3-1-Anticipation sur le stockage	78
IV-7-3-2-Théorie du stockage	78
IV-7-3-3-Principe de fonctionnement des STEP	78
IV-7-3-4-Répartition annuelle des capacités à 2030	79

Sommaire

IV-7-3-5-Répartition du productible stockés et du déficit sur l'année	80
IV-7-3-6-Capacité de stockage	80
Conclusion générale	88
Références bibliographiques.	
Annexe : les sites des différentes régions.	

Chapitre I
Les ressources
Énergétiques

Chapitre II
Evolution et prévision
de la demande
électrique

Chapitre III
Etat de l'art des
technologies des EnR

Chapitre IV

Définition et analyse des scénarios proposés

Introduction
Générale

*Conclusion
Générale*



Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître, posant des questions cruciales sur le problème du réchauffement climatique, dû aux gaz (effet de serre), et sur l'épuisement prochain des ressources fossiles.

Suite à cette prise de conscience, un développement économique respectueux de l'environnement s'avère absolument nécessaire.

L'énergie électrique est considérée comme un levier pour tout développement socioéconomique. Elle est nécessaire à toute activité humaine et est indispensable à la satisfaction des besoins sociaux de base. Vu l'ampleur de l'industrialisation de ces dernières décennies, la multiplication des appareils domestiques de plus en plus gourmands en consommation d'énergie électrique, la demande de celle-ci est devenue très importante. Face à cela et avec la diminution des réserves mondiales en hydrocarbure et surtout la crainte d'une pollution de plus en plus envahissante et destructive pour l'environnement, les pays industrialisés ont massivement fait recours aux énergies renouvelables. C'est ainsi que ces pays sont lancés dans le développement et l'utilisation des sources d'énergie renouvelables comme le cas de l'Algérie.

Le mois de mars 2011 a connu l'adoption par le gouvernement algérien d'un programme national de développement des énergies renouvelables (EnR) d'une capacité de 12 000 MW à l'horizon 2030, qui permettra de couvrir 40 % de la totalité de la production d'électricité. Au début de l'année 2015 une actualisation de ce programme a été opérée, compte tenu de nouveaux éléments qui se sont développés, et la capacité a été portée à 22 000 MW. Cette capacité est de l'avis des experts, très ambitieuse et mérite d'être encouragée et suivie de près quant à sa mise en œuvre. Toutefois, d'autres spécialistes pensent que l'augmentation importante de la demande, ainsi que le potentiel et les potentialités du pays permettent d'aller au-delà de cette capacité.

L'Algérie ne peut pas construire ses capacités sans avoir auparavant étudié de près les conditions pouvant permettre de déterminer le taux de pénétration optimal dans différents scénarios, ainsi pour contribuer à la réflexion sur un taux de pénétration maximal que pourront connaître les EnR à l'horizon 2030, un regard sur le potentiel EnR national, le



développement des énergies renouvelable notamment dans le monde, ainsi que les productibles et les limites imposées par les capacités des réseaux et du potentiel doit être porté de très près.

Aussi ce qui suivra dans le contenu de ce mémoire, nous avons choisis de mener une étude sur les visions à long terme de la consommation d'énergie électrique, une étude qui s'étale sur trois chapitres:

Chapitre I, qui consiste à mettre en évidence les deux types d'énergies (fossiles et renouvelables), nous parlerons sur l'état de la production ainsi que l'état des réserves algérien en matière énergétique et concernant les énergies renouvelables nous présenterons le potentiel des différentes sources (solaire, éolienne, géothermique, biomasse et hydraulique) ainsi que les avantages et les inconvénients des différentes sources d'énergies.

Dans le **deuxième Chapitre**, nous entamerons une analyse de la demande électrique en Algérie depuis l'indépendance afin d'estimer le taux d'évolution moyen annuel, ce qui nous permettra par la suite de prévenir la demande électrique en 2030.

Chapitre III, nous traiterons l'état de l'art des énergies renouvelables de point de vu de l'évolution de taille et puissance, nous toucherons le marché et les perspectives des énergies renouvelable de point de vu coût et capacité.

Nous terminerons par le **chapitre IV** ou une étude sera consacrée à l'aptitude de l'Algérie à assurer sa demande en énergie électrique par EnR en tenant compte de la disponibilité des sites (surface, potentiel) et les moyens de stockage.



I-1 - Introduction

Pendant les dernières décennies, la consommation mondiale de l'énergie a considérablement augmenté, cette augmentation est due à l'augmentation de la population d'une part et l'explosion du développement industriel des pays industrialisés d'autre part. Actuellement la production de l'énergie est basée sur les énergies fossiles à savoir le pétrole, le gaz naturel, le charbon et l'uranium.

Ces énergies ont deux sérieux problèmes posés sur le plan écologique (la pollution et le réchauffement planétaire) et sur le plan politique entre les pays (Les conflits entre les états pour commander les réservations de combustible fossile), de plus se sont des sources épuisables. Suite à l'augmentation du taux de consommation mondiale de l'énergie, l'homme est condamné à trouver d'autres sources pour satisfaire les besoins énergétiques des futures générations. Les énergies dites renouvelables présentent la meilleure solution pour dépasser ces problèmes. La production de ces énergies est basée sur des forces ou des ressources dont les stocks sont illimités.

Ce présent chapitre est certifié à la présentation et la détermination du potentiel de chaque source d'énergie, à savoir :

- ❖ Les énergies non renouvelables dont on y trouve :
 - Le pétrole ;
 - Le gaz naturel ;
- ❖ les énergies renouvelables dont on trouve :
 - Le solaire,
 - L'éolien,
 - Biomasse,
 - La géothermie,
 - L'hydraulique ;

I-2- Les énergies non renouvelables

Elles représentent 83 % de la production mondiale d'énergie, en 2013.

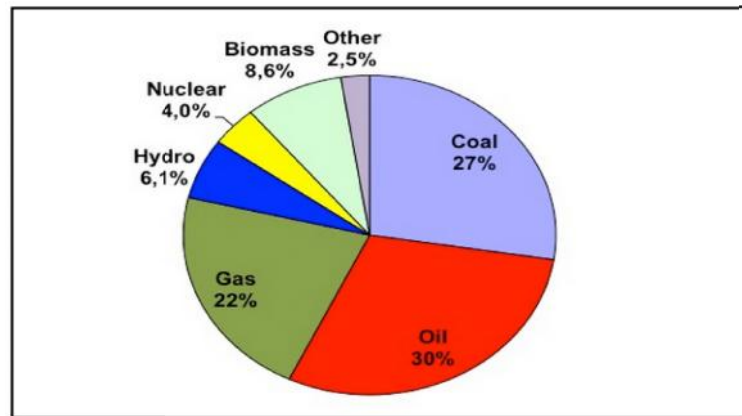


Figure (I-1) : La production mondiale des énergies non renouvelables en 2013.

I-2-1- Le pétrole

Il est formé sous la surface de la terre, suite à la décomposition d'organismes marins. Les sédiments s'alourdissent et tombent au fond de l'eau, sous l'effet de leurs propre poids, Au fur et à mesure, que les dépôts supplémentaires s'empilent, la pression exercée sur ceux qui se trouvent en dessous, augmente plusieurs milliers de fois et la température s'accroît de plusieurs centaines de degrés. La boue et le sable durcissent pour former des schistes argileux et du grès; le carbone est précipité et les coquilles de squelettes durcissent et se transforment en calcaire ; le restes des organismes morts, sont ainsi transformés en pétrole brut et en gaz naturel. Une fois formé, le pétrole remonte vers la croûte terrestre et se loge dans les pores microscopiques des sédiments plus gros qui se trouvent au- dessus d'eux. Il arrive fréquemment que le matériau qui remonte rencontre un schiste imperméable, ou une couche de rocher dense qui l'empêche de remonter plus haut. Le pétrole est alors emprisonné et un gisement de pétrole se forme.

I-2-1-1- Production et développement

En 2013, le pays a produit près de 286 177,14 m³ (1,8 millions de barils) de pétrole / jour et d'autres liquides, ce qui comprend le pétrole brut, les condensats, liquides de plantes de gaz naturel, et le gain de traitement de la raffinerie. Durant cette année, l'Algérie a produit une moyenne de 190 784,76 m³ (1,2 millions de barils) de pétrole brut / jour, soit légèrement réduite par rapport à l'année précédente, dû à l'arrêt du site de Tiguentourine, qui assure auparavant 18% de la production algérienne en gaz naturel et ce, avant l'attaque du groupe terroriste, ainsi que 95 392,38 m³ (600.000 de barils) en liquides pétroliers non brut / jour, non inclus au quota de l'OPEP.

Les champs pétroliers algériens produisent de haute qualité de pétrole brut léger, avec une très faible teneur en soufre et de minéraux. Sonatrach exploite le plus ancien et le plus

grand champ pétrolier en Algérie situé à Hassi Messaoud, qui produit environ 79 493,65 m³ (500 000 de barils) de pétrole brut / jour en 2013, soit plus de 40% de la production brute totale de l'Algérie. Comme il existe d'autres grandes zones de production comprennent l'Ourhoud et le complexe de Hassi Berkine. L'expansion de terrain et l'amélioration des techniques de récupération du pétrole, ont gardé le pays à un rythme soutenu de la production, mais cette tendance commence lentement à se renverser. En conséquence, les projets EIE montrent que la production du pétrole brut en l'Algérie diminuera progressivement dans le court et le moyen terme. [1]

L'Algérie ne possède pas de grands projets de pétrole brut. Il ya de nouveaux petits projets pétroliers prévus pour être mis en production (Bir Seba et Timimoun), avec sortie supplémentaire dans les champs existants (Gassi Touil-Rhoude Nouss et Hassi Messaoud). Le gouvernement algérien a été préoccupé par les taux d'épuisement des gisements de pétrole, et par conséquent, à des taux de production restreintes temporaires à certains champs de pétrole.

Le dernier champ qui a commencé la production c'était le champ d'El Merk, situé au sud de Hassi Messaoud. La production a commencé au début de 2013, avec une production du pétrole brut, du condensat et du gaz de pétrole liquéfié (GPL) pour atteindre 26 232,90 m³ (165 000 de barils) / jour le premier trimestre de l'année 2014. [1], durant cette année La production d'hydrocarbures a connu une légère augmentation, avec une progression de 4,4%. L'Algérie est, toutefois, un pays essentiellement gazier, le pétrole et le condensat ne représentent que 30,5% soit 61 millions de TEP, sur un total de 200 millions de TEP. La production pétrolière a stagné durant les quatre premiers mois de 2015, se maintenant au même niveau que durant la même période de l'année précédente, selon des déclarations faites par le PDG par intérim de Sonatrach, M. Saïd Sahnoun, sans donner des chiffres précis. [2]

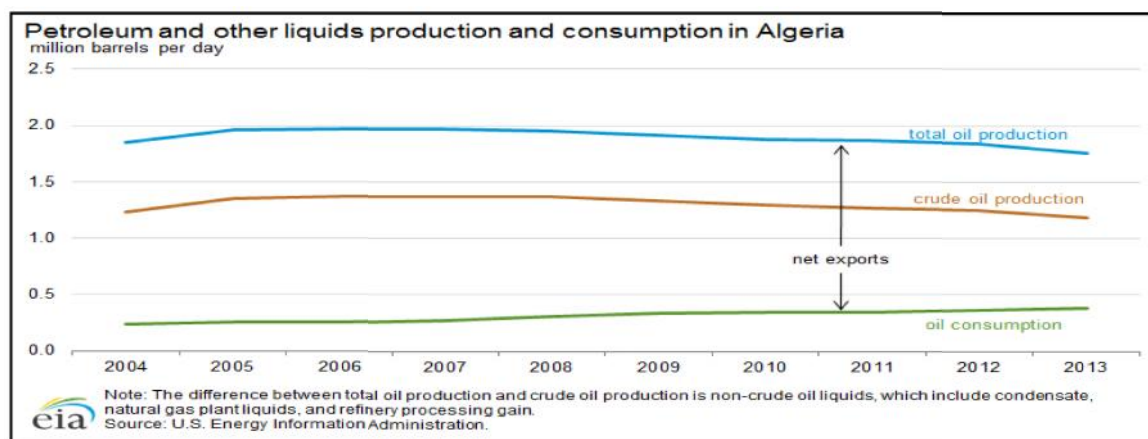


Figure (I-2) : Production et développement du pétrole entre 2004-2013. [1]

I-2-1-2-Réserves et exploration

D'après l'Administration américaine, et selon la quantité des réserves prouvées de pétrole brut en Afrique, l'Algérie est classée la quatrième derrière la Libye, le Nigeria et l'Angola, et ce sans l'exploration de l'offshore. Selon Sonatrach, environ deux tiers du territoire algérien reste largement inexplorés.

Suivant les estimations du dernier OGJ, publié en Janvier 2014, l'Algérie est tenue de s'évaluer à 1,94 milliards de m³ (12,2 milliards de barils) de réserves prouvées de pétrole brut, soit 22 années de production au rythme actuel. D'après ces réserves, l'Algérie cataloguée au 17^e rang mondial avec 0,7 % du total mondial, et au 4^e rang en Afrique. La majorité de ces dernières sont de Hassi Messaoud. Elles sont estimées à 0,62 milliard de m³ (3,9 milliards de barils) de réserves récupérables prouvées et probables, suivis par le champ de Hassi R'Mel avec 0,59 milliard de m³ (3,7 milliards de barils) et le champ d'Ourhoud avec 0,3 milliard de m³ (1,9 milliard de barils). [1]

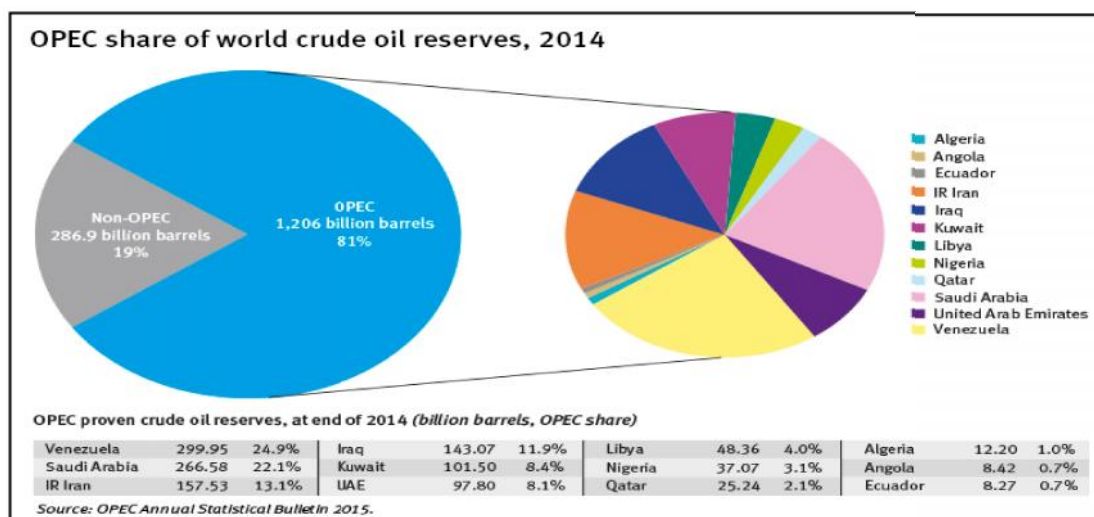


Figure (I-3) : Les réserves mondial du pétrole en 2014. [3]

I-2-1-3- Avantages du pétrole

- C'est une énergie disponible sur un peu de tous les continents.
- Son transport est facile et peu coûteux par les bateaux.
- C'est la forme d'énergie liquide la plus concentrée disponible actuellement.
- La chimie du pétrole est très riche. En effet, grâce au pétrole, on peut obtenir des gaz tels que le méthane, le propane et le butane, des carburants tels que l'essence, le kérosène, le gazole et le fioul et des composés aromatiques. [4]

1-2-1-4- Inconvénients du pétrole

- La recherche d'un nouveau gisement de pétrolier est une activité de plus en plus difficile qui est très coûteuse.
- Son transport est à l'origine de nombreux polluants, en particulier des « marées noires ».
- L'accroissement de l'effet de serre.
- Sources d'énergie épuisable (réserves limitées et géographiquement localisées). [4]

I-2-2- 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 à des millions d'années, il se trouve dans divers réservoirs souterrains, parfois associé au pétrole [5]. Le gaz naturel est exploité pour la production de chaleur et d'électricité, ainsi que dans le cadre de processus industriels.

I-2-2-1- Production et développement

La production brute de gaz naturel en Algérie était de 0,192 milliards de m^3 (6,4 milliards de pieds cubes) en 2012, une baisse de 4% par rapport à l'année précédente. La production brute en Algérie a été en baisse depuis son sommet de 0,213 milliards de m^3 (7,1 milliards de pieds cubes) en 2008. En 2012, 56% (0,108 milliards de m^3) de la production brute a été commercialisée, 42% (0,081 milliards de m^3) réinjecté dans les puits du pétrole, et 2% (0,003 milliards de m^3) évacué ou brûlé.

Malgré la diminution de la production brute, le volume commercialisé a augmenté en 2012 de 4% par rapport à l'année précédente. Le gaz naturel sec (une sous-catégorie du gaz commercialisé qui se produit lorsque des hydrocarbures liquides associés sont supprimés) était de 0,0915 milliards de m^3 (3,05 Tcf) en 2012, dont 0,039 milliards de m^3 (1,3 Tcf) a été consommée localement et 0,051 milliards de m^3 (1,7 Tcf) exporté. [1]

L'Algérie envisageait d'apporter plusieurs nouveaux champs de gaz naturel pour compenser la perte de production des champs matures, mais ces projets ont été retardés de plusieurs années, principalement en raison du retard de l'approbation du gouvernement. En 2013, la production était de 78,6 milliards m^3 . En 2014, l'Algérie a produit 83,3 milliards de m^3 de gaz naturel, soit 87,75 millions de m^3 (75,0 Mtep), en hausse de 2,2 % (+1,6 % depuis 2004). Elle s'est classée au 9^{ème} rang mondial avec 2,4 % de la production mondiale et au 1^{er} rang en Afrique. [6]

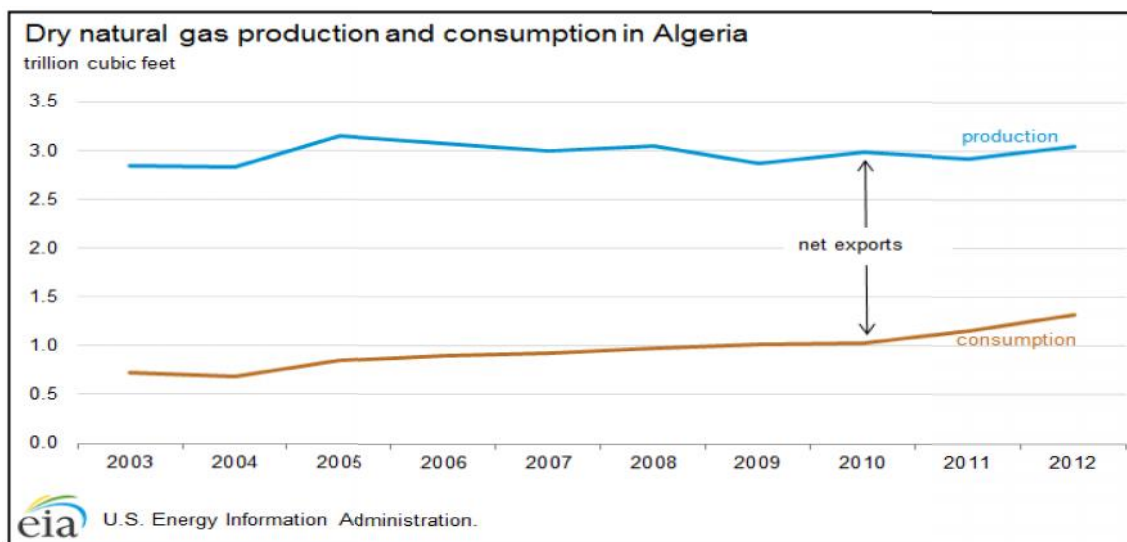


Figure (I-4) : Production et développement du Gaz naturel entre 2003-2012. [1]

I-2-2-2- Réserves et exploration

Selon OGJ, en Janvier 2014, l'Algérie comptait 4,77 m³ (159 Tcf) de réserves prouvées de gaz naturel, elle représente la dixième plus grande réserve de gaz naturel dans le monde et le deuxième plus grande en Afrique, derrière le Nigeria. Le plus grand champ de gaz naturel de l'Algérie, Hassi R'Mel, a été découvert en 1956. En 2012, ce champ représentait les trois cinquièmes de la production brute de gaz naturel de l'Algérie, il détient des réserves prouvées d'environ 2,55 milliards de m³ (85 milliards de pieds cubes), plus de la moitié du total de l'Algérie. Le reste de réserves de gaz naturel se trouve dans des domaines connexes et non associé dans les régions du sud et du sud-est du pays.

L'Algérie détient également de vastes ressources de gaz de schiste inexploitées. Selon une étude de l'EIA-parrainé publié en Juin 2013, l'Algérie contient 21,21 milliards de m³ (707 milliards de pieds cubes) de ressources de gaz de schiste techniquement récupérables, la troisième plus grande quantité dans le monde après la Chine et l'Argentine. Le bassin de Ghadamès, englobant l'Est de l'Algérie, le Sud de la Tunisie, et l'Ouest de la Libye, a été identifié comme un grand bassin de gaz de schiste dans l'évaluation. En Mai 2014, le Conseil Algérien des Ministres a donné une approbation formelle pour permettre le développement de l'huile de schiste et le gaz. Le Conseil des Ministres a estimé que cela prendrait 7 à 13 ans pour confirmer les ressources de schiste potentiels de l'Algérie. [1]

Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie ont été estimées par BP à 4 500 milliards de m³ fin 2014, soit 54 années de production au rythme de 2014. Ces réserves classaient l'Algérie au 10^e rang mondial avec 2,4 % du total mondial, et au 2^e rang en Afrique derrière le Nigeria. [6]

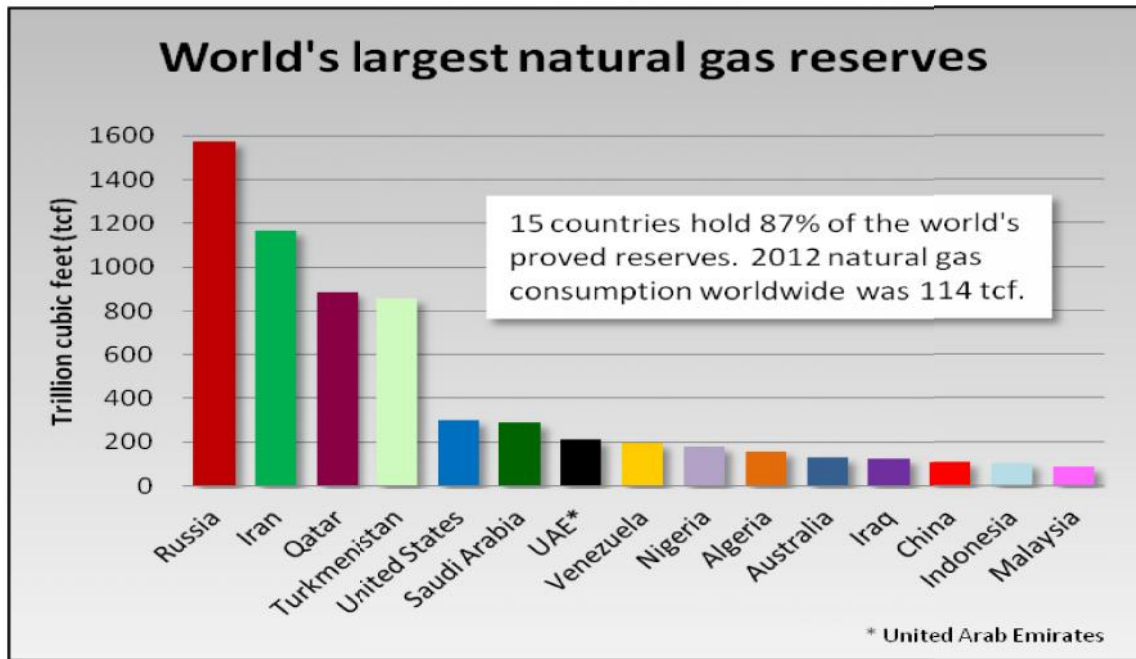


Figure (I-5) : Evolution des réserves prouvées en 2012.

I-2-2-3- Avantages du gaz naturel

- C'est une énergie disponible sur tous les continents.
- La forme gazeuse du gaz nécessite une extraction qui consomme peu d'énergie.
- Le traitement du gaz est pratiquement nul, on peut presque le consommer sous sa forme primaire
- C'est le combustible fossile le moins polluant, qui émet le moins de dioxyde de carbone.
- On peut le transporter très facilement grâce à des gazoducs, des canalisations.

I-2-2-4- Inconvénients du gaz naturel

- Le gaz, est par nature, peu dense.
- Celui-ci est incolore et inodore. Il est donc indétectable par les sens humains.
- Il est dangereux car il peut devenir explosif.
- Sources d'énergie épuisable (réserves limitées et géographiquement localisées)

I-3- Les énergies renouvelables

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le soleil (rayonnement), mais aussi la lune (marée) et la terre (énergie

géothermique). Aujourd'hui, on assimile souvent par abus de langage, les énergies renouvelables aux énergies propres. [7]

Les énergies renouvelables modernes ont représenté plus de 10% de l'énergie finale consommée en 2013, les 8% restant provenant de la biomasse traditionnelle dont la part recule sensiblement. Malgré la forte croissance de la production d'énergies renouvelables dans le monde, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale mondiale reste stable depuis 2011 du fait de la croissance rapide de la demande d'énergie. Ceci souligne la nécessité d'accompagner le développement des énergies renouvelables par des mesures d'efficacité énergétique et de pénaliser les émissions de CO₂. [8]



Figure (I-6) : Les différents types des EnR.

I-3-1- L'énergie solaire

L'énergie solaire provient des réactions thermonucléaires qui se produisent au sein du soleil, provoquant l'émission d'un rayonnement électromagnétique de très forte puissance. Le rayonnement reçu par la terre varie selon la période de l'année, il est partiellement réfléchi et absorbé par l'atmosphère, de telle sorte que le rayonnement reçu par le sol comporte une part directe (I) et une part diffuse (D). L'énergie reçue par une surface donnée dépend donc des conditions climatiques du lieu ainsi que de son inclinaison et de son orientation. [9]

L'énergie solaire peut être utilisée pour un usage thermique direct, par exemple pour le chauffage, la cuisson, pour produire de l'électricité à partir des systèmes photovoltaïques (utilisation de l'irradiation globale), et finalement pour produire de la chaleur puis de l'électricité à partir des systèmes thermiques à concentration.

Les mesures du gisement solaire ont concerné essentiellement, dans un premier temps, la durée d'ensoleillement. Avec l'avènement des technologies solaires modernes, l'évaluation du contenu énergétique a gagné de l'importance. Actuellement, les données sur le gisement solaire sont disponibles auprès des agences météorologiques nationales et internationales, des établissements chargés du développement des technologies solaires ainsi que des établissements de recherche. [10]

I-3-1-1- Potentiel Solaire en Algérie

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie dispose d'un des plus grands gisements solaires au monde, 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) en moyenne 9 à 11 heures par jour et très peu de nuages. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majorité du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord 2200 kWh/m²/an dans les hauts plateaux et 2600 kWh/ m²/an au sud du pays. [11]

Avec une superficie de 2.381.741 km² et un territoire composé de 86% de désert saharien, l'Algérie est le pays le plus vaste du côté de la méditerranée. En effet, l'Algérie est l'un des pays de la méditerranée qui reçoit l'équivalent de 300 milliards de Tep /an en énergie solaire. Soit 169.000 TWh /an pour le solaire thermique, 13,9 TWh /an pour le solaire photovoltaïque.

Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau (I-2) selon l'ensoleillement reçu annuellement:

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moyenne d'Ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie Moyenne Reçue (Kwh/m2/an)	1700	2200	2600

Tableau (I-1) : le potentiel solaire en Algérie. [11]

Cette richesse d'énergies renouvelables, donne à notre pays une longévité de consommation énergétique propre, dont le solaire prend la part du lion, la figure (I.7) illustrent cette quantité énergétique au mois de juillet.

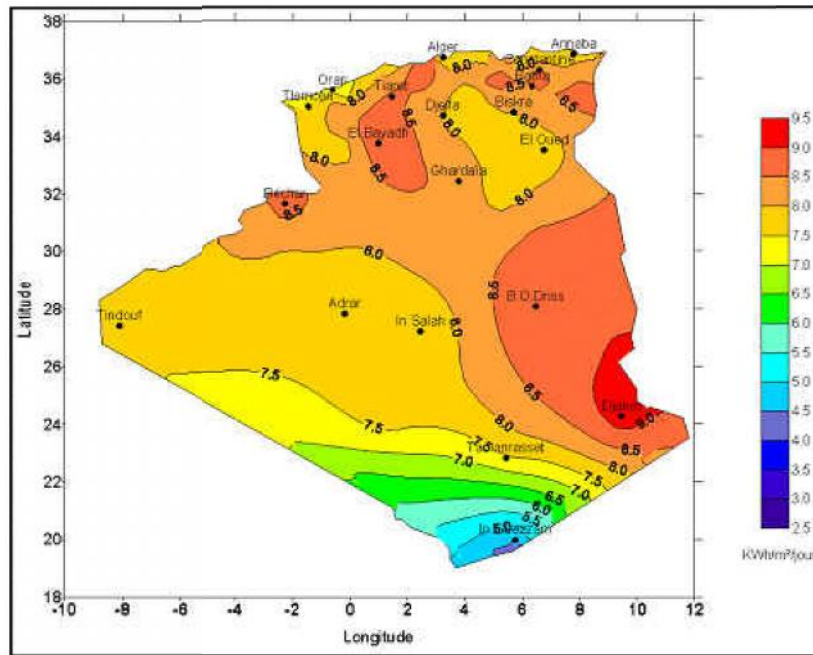


Figure (I-7): Irradiation directe journalière reçue sur plan horizontale au mois de juillet. [11]

I-3-1-2- Les avantages de l'énergie solaire. [12]

- Elle est partout et gratuite.
- potentiel de développement important.
- pas de pollution pas rejet de gaz à effet de serre en fonctionnement.

I-3-1-2- Les Inconvénients de l'énergie solaire. [12]

- Surface occupée importante.
- Rendement faible.
- Stockage de l'énergie nécessaire.
- Fabrication coûteuse (consomme beaucoup d'énergie).
- Encore chère à installer

I-3-2- L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire. L'absorption du rayonnement solaire dans l'atmosphère engendre des différences de température et de pression qui mettent les masses d'air en mouvement, et créent le vent.

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en des formes d'énergies plus utiles, notamment l'énergie mécanique ou l'électricité. C'est un principe vieux comme les moulins à vent. Le vent fait tourner les pales qui sont elles-mêmes couplées à un rotor et à une génératrice. Lorsque le vent est suffisamment fort (15 Km/h minimum), les pales tournent et

entraînent la génératrice qui produit de l'électricité. C'est le même principe que celui de notre bonne dynamo de vélo.

I-3-2-1- Potentiel éolien Algérie

En Algérie, la ressource éolienne se varie d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, l'Algérie, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km 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.

La carte représentée ci dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le nord, plus particulièrement le sud ouest avec des vitesses supérieures à 6m/s et qui dépassent la valeur de 8m/s dans la région d'Adrar. Concernant le nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est supérieure à 4 m/s avec l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El-kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud. [13]

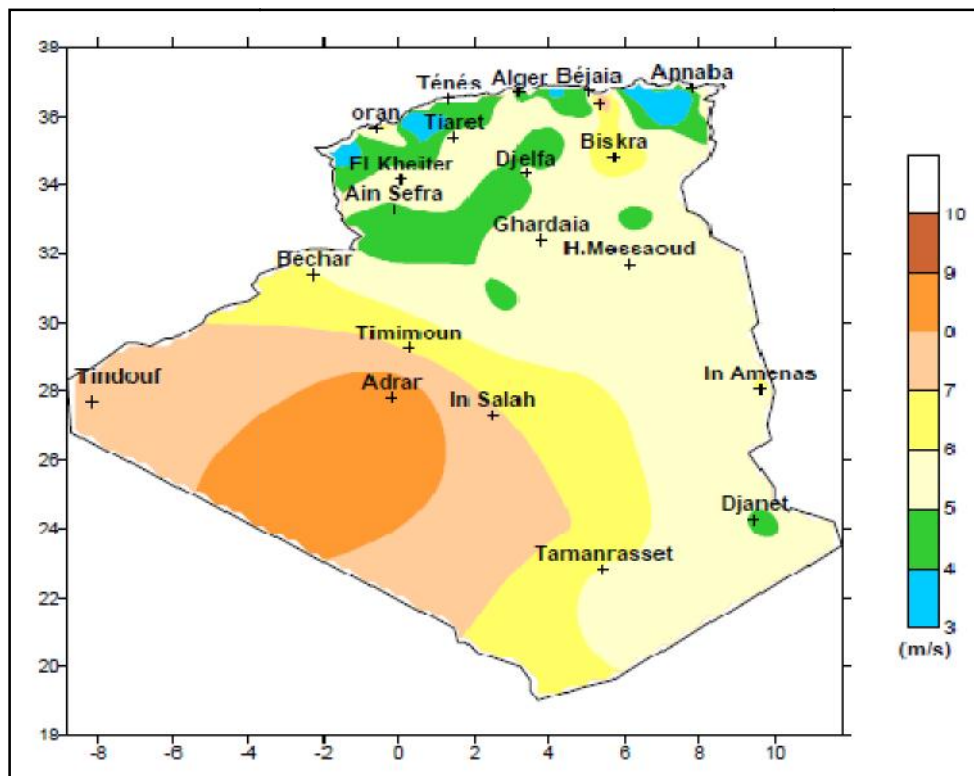


Figure (I-8) : Carte de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 50 m du sol [13]

I-3-2-2- Les avantages de l'énergie éolienne

- Pas de pollution atmosphérique.



- Pas de déchets.
- Technologie maîtrisée

I-3-2-3- Les inconvénients de l'énergie éolienne

- Ne peut pas être installée partout.
- Le bruit peut gêner.
- Elles peuvent dénaturer le paysage.
- Le milieu biologique (oiseaux).

I-3-3- L'énergie géothermique

La géothermie est une source d'énergie renouvelable parce que l'eau est renouvelée par les précipitations, et la chaleur est produite en continu à l'intérieur de la terre, elle produit deux types d'énergies, l'énergie électrique et l'énergie calorifique.

I-3-3-1- potentiel géothermique en Algérie

En Algérie la recherche géothermique rentre dans le cadre des activités du Centre de Développement des Energies Renouvelables de Bouzaréah et fut aussi l'objet des recherches à la SONATRACH (Direction Recherche et Développement, 1980). Les calcaires jurassiques du Nord qui constituent d'importants réservoirs géothermiques, donnent naissance à plus de 200 sources thermales localisées principalement dans les régions du Nord-Est et Nord- Ouest du pays. Ces sources se trouvent à des températures souvent supérieures à 40°C, la plus chaude étant celle de Hammam Meskhoutine (96°C). [14]

Au Sud, la formation du continental intercalaire, constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de Km². Ce réservoir, appelé communément «nappe albienne » est exploité à travers des forages à plus de 4 m³/s. l'eau de cette nappe se trouve à une température moyenne de 57 °C. Si on associe le débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales, cela représenterait, en termes de puissance, plus de 700 MW. On note cependant, Ces émergences naturelles qui sont généralement les fuites de réservoirs existants, débitent à elles seules plus de 2 m³/s d'eau chaude. Ceci ne représente qu'une infime partie des possibilités de production des réservoirs.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5°C/100 m. [15]

- Zone de Relizane et Mascara.
- Zone de Aïne Boucif et Sidi Aïssa.
- Zone de Guelma et Djebel El Onk.

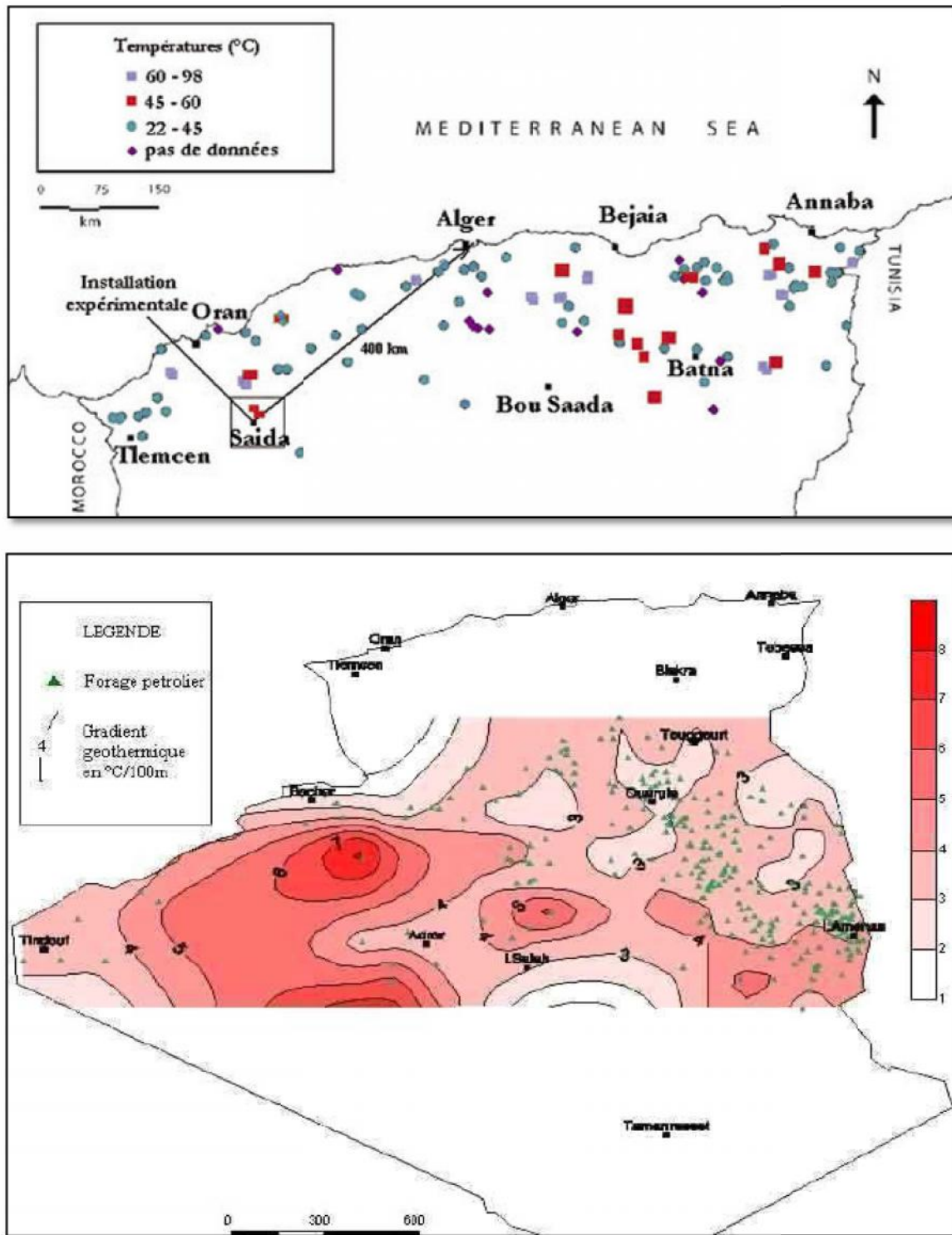


Figure (I-9) : les ressources géothermique. [14]

I-3-3-2- Les avantages de l'énergie géothermique

- Pas de pollution.
- Renouvelable, gratuite.

I-3-3-3- Les inconvénients de l'énergie géothermique

- Ne peut pas être installée partout.

I-3-4- L'énergie de la biomasse

Le principe consiste à transformer des matières ou déchets renouvelables d'origine végétale ou organique en énergie en les brûlant, en les laissant pourrir (fermentation), ou en les transformant chimiquement.

L'incinération en tant que combustible du bois, des déchets agricoles, domestiques, ou industriels, est largement utilisée à travers tous les pays, pour produire de la chaleur essentiellement dans la mesure où une tonne de déchets organiques secs équivaut à une tonne de charbon. Par contre la transformation chimique de certains déchets par putréfaction sert à produire du biogaz composé essentiellement de méthane.

I-3-4-1- potentiel de la biomasse en Algérie

En Algérie et d'après le Ministère de l'énergie, le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP.

➤ Potentiel de la forêt :

Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%. [16]

➤ Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles

Toujours selon le même Ministère, 5 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.

I-3-4-2- Les avantages de la biomasse

- préserver les ressources de matières premières comme le pétrole brut.
- La production de bioénergie peut améliorer la situation économique des zones rurales et freiner l'exode vers les villes.
- La bioénergie provenant de la sylviculture et de l'agriculture joue un rôle clé dans la lutte contre le changement climatique et elle accroît la sécurité de l'approvisionnement en énergie. [17]

I-3-4-c- Les inconvénients de la biomasse

- Des terres de grande valeur écologique pourraient être menacées par la promotion de la culture de plantes agricoles.
- L'utilisation de pesticides peut être préjudiciable pour l'environnement et la santé humaine.

- La combustion de la biomasse solide (comme le bois) cause des émissions de polluants (monoxyde de carbone, particules, HAP) plus importantes que la combustion de pétrole. [17]

I-3-5- L'énergie hydraulique

Son principe ressemble à celui de l'éolienne. Simplement, ce n'est plus le vent mais l'énergie mécanique de l'eau qui entraîne la roue d'une turbine qui à son tour entraîne un alternateur. Ce dernier transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La puissance disponible dépend de deux facteurs : la hauteur de la chute d'eau et le débit de l'eau. [18]

I-3-5-1- potentiel hydraulique

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³. Il ya 103 sites de barrages qui ont été recensés, Plus 50 barrages sont actuellement en exploitation.

Centrale	Puissance installée MW
Darguina	71.5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
SoukEl DJEMAA	8.085
Tizi MEDEN	4.458
IGHZERNCHEBEL	2.712
GHRIB	7.000
GOURIET	6.425
BOUHANIFIA	5.700
OUED FODDA	15.600
BENI BEHDE	3.500
TESSALA	4.228

Tableau (I-2) : Parc de production hydroélectrique. [18]

I-3-5-2- Les avantages de l'hydraulique

- pas de pollution.
- Le coût de production faible.
- peut fournir une grande puissance électrique.
- technologie maîtrisée

I-3-5-3- Les inconvénients de l'hydraulique

- Les barrages modifient l'écosystème (modification des cours d'eau, paysages, végétaux, animaux).
- Des villages peuvent être noyés.



- limité géographiquement (les barrages ne peuvent pas être installés partout).
- investissement de départ très élevé.

I-4- Conclusion

Ce chapitre nous a permis en premier lieu de définir les différentes sources d'énergie en Algérie à savoir les énergies renouvelables et non renouvelables, et de présenter leurs avantages et inconvénients.

En second lieu nous avons exposé le potentiel de chaque source d'énergie afin d'avoir une idée sur le statut de l'Algérie ainsi que les sources renouvelables les plus adéquates en Algérie.

D'après cette analyse des potentiels des différentes sources d'énergies en Algérie nous avons constaté que l'énergie solaire possède un potentiel plus important par rapport aux autres, l'énergie éolienne occupe la deuxième place avec un potentiel moins important par rapport au solaire mais qui reste comme même considérable surtout au sud.

II-1 Introduction

Dans l'étude de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique (mix électrique) Algérien à l'horizon 2030, il était prévu de s'appuyer sur les résultats de la prévision de la demande électrique en 2030.

Au début, nous discutons de certains éléments d'analyse de la demande électrique (courbe de charge), ensuite nous passons à la présentation et l'étude de l'historique de la demande énergétique à Sonelgaz à savoir :

- Consommation d'électricité.
- Consommation gaz.

II-2-Eléments d'analyse de la demande électrique

Dans le domaine de la gestion d'un système électrique, la courbe de charge est le maillon fort qui structure ce dernier. Cette courbe de charge est un graphique de la variation de la charge électrique en fonction du temps. Un profil de charge varie en fonction du type de client (exemples typiques incluent résidentiel, commercial et industriel), les saisons. Les producteurs d'électricité utilisent cette information pour planifier la quantité d'électricité qu'ils devront rendre disponible à un moment donné.

Afin de définir notamment les besoins du parc de production, la demande électrique et son évolution sont des éléments essentiels dans les réflexions sur l'évolution globale du système électrique. Parmi les éléments les plus pertinents permettant de définir cette demande et qu'il faudrait suivre on note :

- Le niveau de consommation globale.
- L'influence sur le parc de production.
- Le niveau des appels de charge et leurs variations quotidiennes et saisonnières.
- La répartition de cette demande entre les différents usages et usagers.
- L'influence sur la capacité de modulation de la demande.

Cependant, il reste que les prévisions de la demande électrique font face à un certain nombre d'incertitudes sur son évolution. Mais un profil d'évolution probable permet de donner des éléments pour le dimensionnement futur des différentes composantes du système électrique.

❖ Le profile de la courbe de charge

Le profile de la courbe de charge selon les saisons ainsi que sa prévision dépend de la nature de l'économie où évolue le système électrique. Pour les pays industrialisés et où la demande est maîtrisée, l'évolution de la demande répond à un même profile selon la saison. Ces pays sont généralement évolués et des projets structurants en masse venant à influencer sur la demande électrique restent réduits et sont bien maîtrisés quant à leur planification.

D'autres pays ou régions verront la prévision du profile de leurs courbes de charge plus ou moins compliquée compte tenu de leur degré de maîtrise de la demande et sont évolution, voir même sa prévision pour les différents secteurs.

II-3-Les courbes de charges

Dans un système de puissance électrique, un profil de la courbe de charge ou la charge est un graphique illustrant la variation de la demande / charge électrique sur un temps spécifique. Les Sociétés de production utilisent ces informations pour planifier le niveau de puissance dont ils auront besoin pour générer à tout moment donné, les fluctuations de la demande sur le réseau. L'une des utilités les plus pertinentes dans l'analyse de cette courbe est la sélection des moyens de productions (type et puissance) pour fournir de l'électricité.

La prévision de ces courbes nous permet de définir principalement les données pertinentes garantissant le bon fonctionnement du système électrique avec les moyens les plus adéquats tel que :

- Le pic de la demande ainsi que son moment exact et sa durée
- Quelle est la demande à un moment précis de la charge
- L'usage de l'énergie produite (l'ensemble de l'aire en dessous de la ligne de la courbe)
- Le moment du creux de la demande ainsi que sa durée dans le temps

L'analyse de cette courbe pourrait être également :

- **Journalière** : L'intérêt de cette courbe porte sur la pertinence de planifier les moyens de production selon le cas des marchés qu'ils soient régulés ou non. Pour les uns, il s'agira de mettre en services les moyens de production les plus efficaces sur le plan économique voir environnemental en égard à la monotonie de la demande ou bien au pic comme au creux de la journée. Pour les autres, il s'agirait plutôt de se placer sur le marché du prix de l'électricité pour optimiser leurs investissements dans le cadre d'une législation soumettant le kWh à la concurrence (offre / Demande).

➤ **Hebdomadaire** : Dans ce cas, l'intérêt porte plus sur les jours spécifiques tels que le week-end ou bien le jour férié, pour anticiper sur l'équilibre de l'offre/demande sachant généralement que l'industrie est à l'arrêt et les ménages ainsi que le secteur tertiaire verront plus leurs demande augmenter.

➤ **Saisonnière** : Dans ce cas l'intérêt porte sur le profile de la courbe qui change selon la saison, avec la consommation énergétique due à la climatisation qui influe la demande, alors que d'un autre coté et dans le cas d'une production renouvelable, les saisons ont un impact important sur le productible (potentiel et conditions climatiques).

➤ **Annuelle** : La pertinence de cette courbe réside dans la gestion de la masse d'énergie à prévoir d'une façon optimale pour anticiper la demande et planifier les investissements de manière à gérer avec efficacité les déséquilibres dus aussi bien à l'offre qu'à la demande et permettre de voir à l'échelle annuelle, comment évoluent les fluctuations, ce qui amènerait à prévoir les cas des crêtes (pic) de la demande sur l'année et agir par conséquent pour optimiser une réserve tournante sur le plan de la capacité ou bien d'un moyen de stockage voir même d'un échange inter-états.

II-4-Historique de la demande à Sonelgaz

Sonelgaz, ou Société nationale de l'électricité et du gaz, est une compagnie chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.

Sa contribution dans la concrétisation de la politique énergétique nationale est la mesure des importants programmes de réalisation en matière d'électrification rurale et de distribution publique gaz, qui ont permis de hisser le taux de couverture en électricité à près de 98% et le taux de pénétration du gaz naturel à 43%. [19]

II-4-1-Consommation électricité

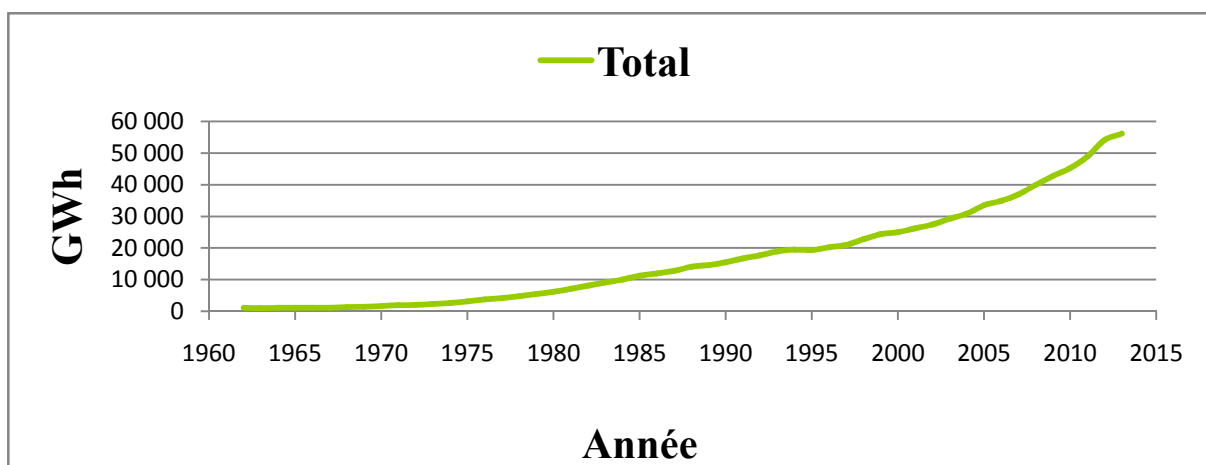


Figure (II-1): Evolution de la production totale d'électricité (GWh). [20]

La figure (II-1) représente l'évolution de la production totale d'électricité entre 1962 et 2013, durant cette période l'évolution de la production électrique a été exponentielle en passant de 1134 GWh en 1962 à 56 163 GWh en 2013.

Pour la première décennie après l'indépendance 1962/1971, nous constatons une évolution moyenne annuelle de la consommation électrique de 6% passant de 1134 GWh à 1897 GWh.

Pendant la deuxième décennie 1972/1981, nous remarquons une évolution exceptionnelle importante avec un taux moyen annuel de croissance de 15% pour passer de 2015 GWh à 7141 GWh car à partir de 1977 Sonelgaz a concentré sur le programme d'électrification total du pays. Ainsi, elle a largement contribué à la modernisation de l'économie et à l'amélioration des conditions de vie des citoyens en Algérie.

La troisième décennie de l'indépendance a vu la demande totale en 1991 atteindre environ 16 750 GWh avec un taux moyen annuel de 8%.

Entre 1992 et 2001 cette évolution a été marquée par un taux moyen annuel de 4,5 % de croissance pour passer de 17 677 GWh à 26 257 GWh.

Au cours de la dernière décennie 2002/2011, on a une variation de taux moyen annuel d'élargissement de 7% pour atteindre 48 872 GWh en 2011.

En 2011 et 2012, nous notons une petite évolution annuelle de la consommation électrique de 3,8% pour atteindre 54 086 GWh.

II-4-1-1-Evolution de la production d'électricité par type d'équipement (GWh)

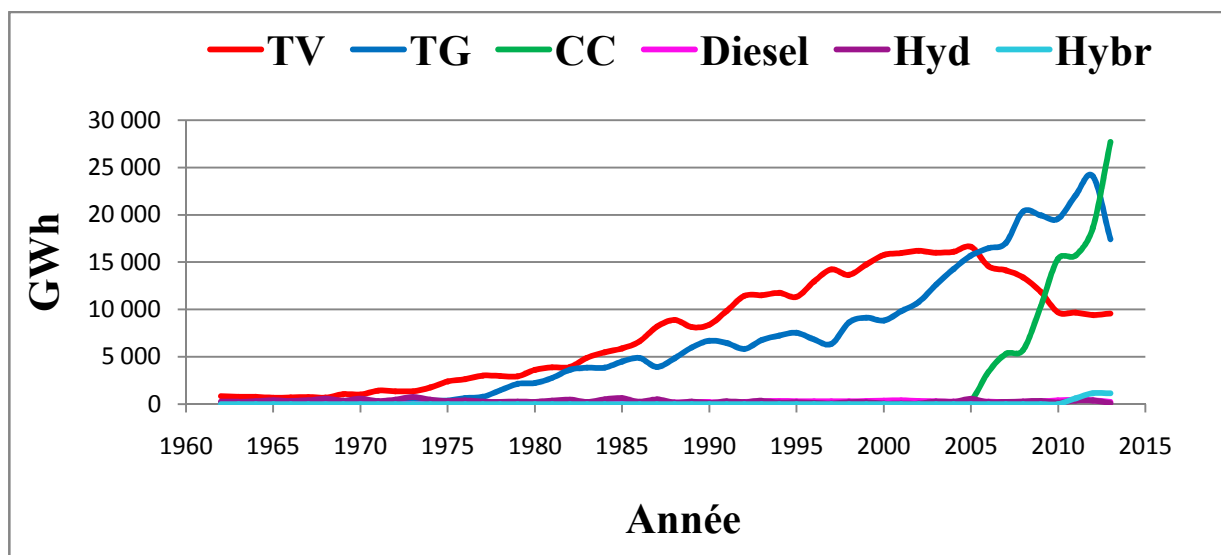


Figure (II-2): Evolution de la production d'électricité par type d'équipement (GWh). [20]

La figure (II-2) représente l'évolution de la production d'électricité par type d'équipement entre 1962 et 2013. En 1962 la consommation d'énergie était marquée majoritairement les centrales à vapeur avec 75 % de la production totale suivie par l'hydraulique (22%) et un peu de Diesel représentant 2,5%. Avec l'Indépendance et le début du développement économique mais surtout de l'électrification dans le secteur résidentiel, la demande a vite augmenté. Ce qui a conduit au développement des moyens de production avec l'investissement sur les Centrales à vapeur ayant un meilleur rendement à l'époque et permettant des paliers de puissance élevés. Mais aussi, dès 1963 la première centrale TG a été installée compte tenu de l'urgence de l'époque de développer des moyens les TG étant plus rapidement faciles à ériger. Au début des années 70 le productible était assuré par les TV à 60 % suivi par l'hydraulique (34%), puis des TG avec 3 % et le Diesel avec 2 %. On constatera que durant toutes les années poste indépendance une stabilité de la production par l'Hydraulique, cette filière n'étant pas considérée pour son développement dans la stratégie nationale. Le Diesel a été développé comme solution pour les localités isolées dans le Sud Algérien, qui verra par la suite la pénétration des TG avec une première centrale à Adrar de 4 x 25 MW.

Le gros de la production nationale a été marqué jusqu'au milieu des années 2000 majoritairement par les 63% TV suivie de 35% TG.

L'année 2005 a marqué la pénétration du cycle combiné dans le parc de production national suivi des grosses turbines à gaz (plus de 100 MW) ce qui a correspondu à la réduction de la production par les TV avec 2,6 %. Durant cette année la part de la production était de 47 % Pour les TG, 50 % pour les TV, et 1,2 par le CC.

En 2013 la part de production était de 49 % pour le CC, des centrales dépassant 1000 MW ayant été installées pour fonctionner en régime de base. 31 % de la production est revenue aux TG et 17% pour les TV.

II-4-1-2-Evolution de la Puissance Maximale Appelée (MW)

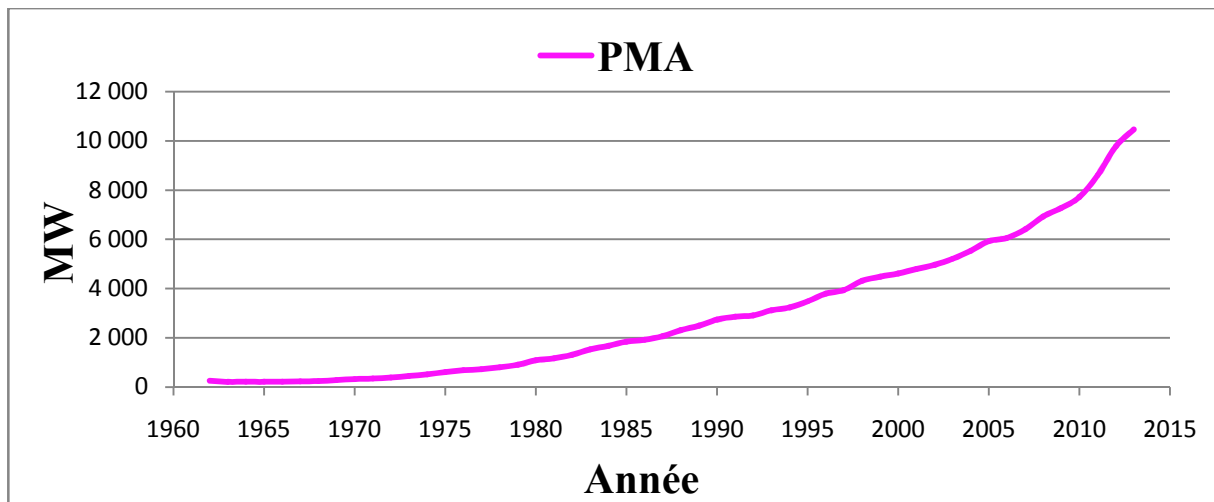


Figure (II-3): Evolution de la puissance maximale appelée (MW). [20]

La figure (II-3) représente l'évolution de la puissance maximale appelée entre 1962 et 2013. Durant la décennie de 1962/1971, l'évolution de la puissance maximale appelée a été exponentielle en passant de 250 MW en 1962 à 340 MW en 1971. Durant cette période, l'évolution annuelle moyenne de la PMA était d'environ 5%.

Entre 1972 et 2011 cette évolution a été marquée par un taux moyen annuel plus important (8,5%) avec la construction du pays. La PMA est passé de 384 MW à 8606 MW.

En 2012, la demande algérienne d'électricité a atteint un record de 9 777 MW, en enregistrant une hausse d'environ 1 000 MW par rapport au pic d'été de l'année précédente, soit l'équivalent d'une centrale électrique de forte puissance. Selon Sonelgaz, cette forte augmentation hors de commun est une conséquence directe du changement des habitudes de consommation, notamment du fait de l'utilisation de plus en plus répandue de la climatisation.

II-4-1-3-Evolution de la consommation gaz

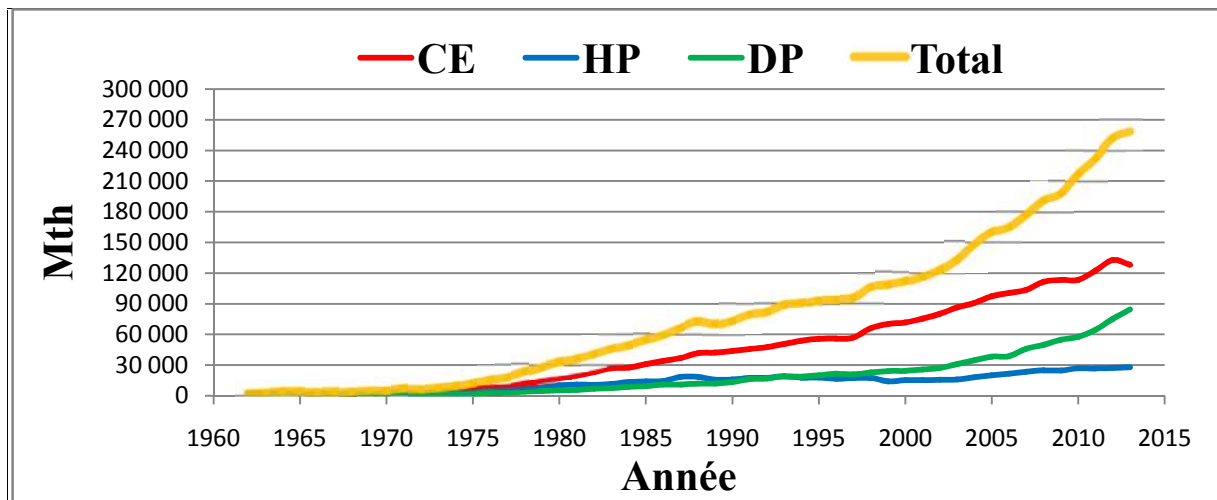


Figure (II-4): Evolution de la demande gaz (Mth). [20]

La figure (II-4) représente l'évolution de la demande gaz entre 1962 et 2013. La consommation du gaz naturel dans le pays a pris une allure ascendante depuis 1962 jusqu'à 2013, cette allure c'est accentuée à partir de 2005/2006, compte tenu des programmes de développement des Distributions publics (DP). Néanmoins la consommation des centrales électriques a pris la part du lion dans cette consommation, la clientèle HP reste la moins gourmande dans cette consommation.

La consommation du gaz a commencé à prendre une allure ascendante plus importante à partir du milieu des années 70. Entre 1990 et 2013 cette évolution est passée de 73 378Mth à 258 751Mth, pour marquer une augmentation annuelle d'environ 5,5 %.

II-4-1-4-L'évolution de la charge électrique en 2013

➤ Mois de mars

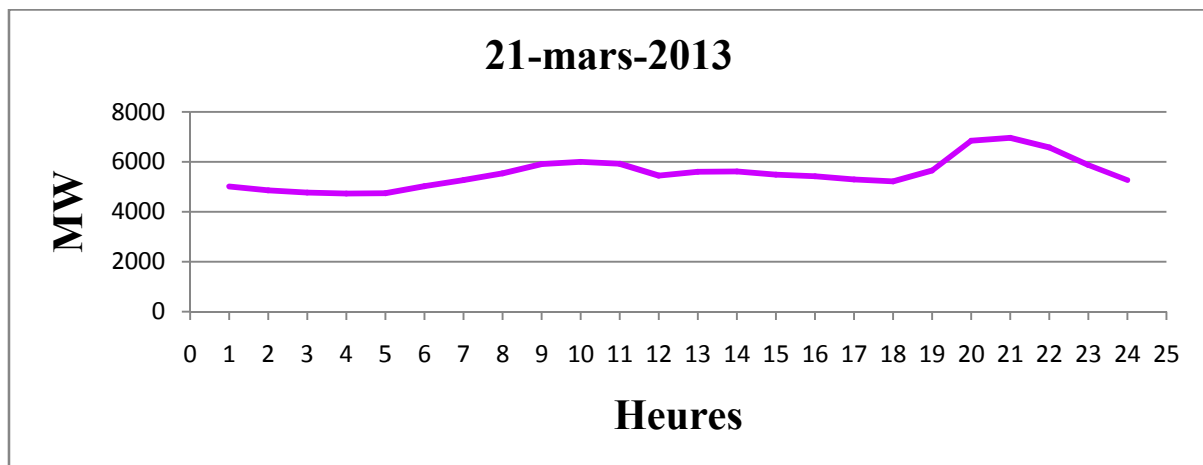


Figure (II-5): Courbe de charge de 21 mars 2013.

Durant cette journée, la demande électrique était moyenne comparativement à l'évolution de la demande. Le Pic du matin de cette journée a été enregistré à 10h avec une puissance de 6003MW par contre le creux du jour a été relevé à 18h avec une puissance appelée de 5213 MW.

Le pic du soir (6960 MW) a été noté à 21h alors que le creux de nuit (4730 MW) a été constaté à 4h.

➤ Journées du pic et du creux annuels

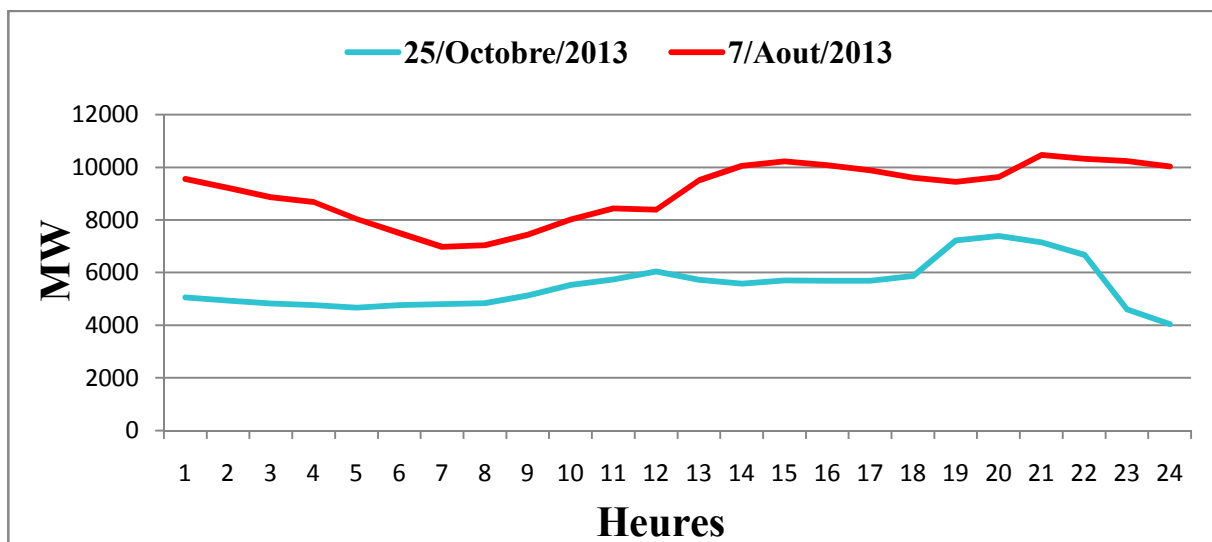


Figure (II-6): Courbe de charge de la journée du pic et du creux annuel de 2013.

Durant l'année 2013, l'appel de puissance sur le réseau électrique national a connu une pointe pendant le moi d'été (7 août) avec une valeur de 10 464 MW à 21h par contre le creux de l'année a été mentionné le 25 octobre avec une valeur de 4037 MW à minuit.

➤ Mois de décembre

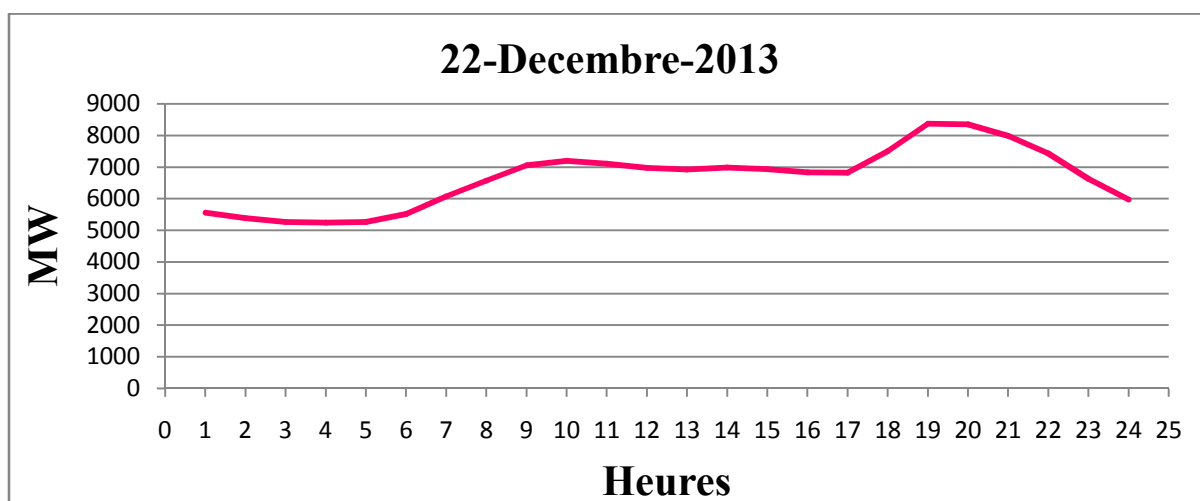


Figure (II-7): courbe de charge de 22 décembre 2013.

Pendant cette journée, la demande électrique était moyenne comparativement à l'évolution annuelle de la demande. Le Pic du matin de cette journée a été enregistré à 10h avec une puissance de 7204 MW, en revanche le creux du jour a été relevé à 17h avec une puissance appelée de 6821 MW. Pour le soir, le pic (8371MW) a été enregistré à 19h alors que le creux (5250 MW) a été constaté à 4h.

➤ **Conclusion**

Le fait marquant des courbes de charges journalières prises dans notre exemple, c'est la similitude du profile de la courbe malgré la différence des saisons ainsi que l'amplitude de la charge sur le réseau. Ceci nous permettra de dire que ce profile continuera dans nos prévisions à être considéré de la même forme.

II-4-2-Estimation de la consommation électrique à l'horizon 2030

Dans le premier paragraphe nous avons constaté quels sont les éléments influents sur la prévision de la demande énergétique (électricité) à savoir :

- Le niveau de consommation globale
- L'influence sur le parc de production
- Le niveau des appels de charge et leurs variations quotidiennes et saisonnières
- La répartition de cette demande entre les différents usages et usagers
- L'influence sur la capacité de modulation de la demande

Dans notre cas, on considère le niveau de consommation globale comme un seul élément influent sur la prévision de la demande électrique, une prévision plus rigoureuse nécessitant beaucoup de moyens et d'outils pour le faire. Afin de prévoir l'évolution de cette demande, nous avons considéré un taux moyens annuel d'évolution (croissance) de la demande. Ce taux a été tiré de l'historique d'évolution durant les dernières années.

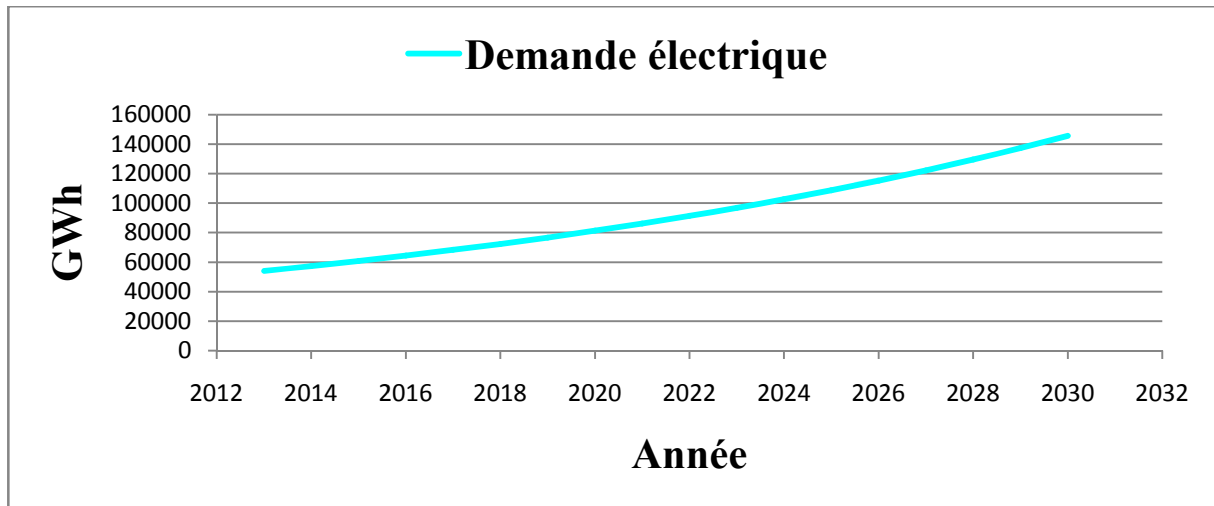


Figure (II-8): Prévision de la demande électrique à l'horizon 2030 (GWh)

La figure (II-8) représente la prévision de la demande électrique à l'horizon 2030, durant cette période l'évolution de la production électrique a été exponentielle.

En 2013, la production nationale en énergie électrique était de 56 000 GWh. Avec une évolution moyenne annuelle de 6 % /an, les besoins de l'Algérie en 2030 seraient de l'ordre de 150 000 GWh.

II-4-2-1- prévision de l'évolution de la charge électrique en 2030

➤ Mois de mars

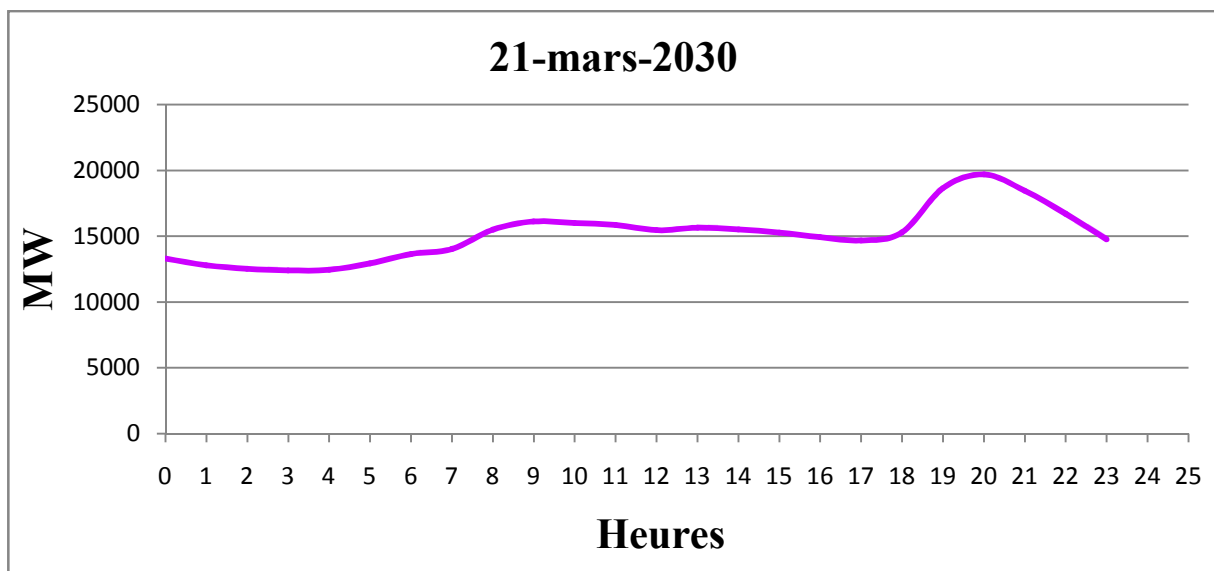


Figure (II-9): Prévision de la charge électrique de 21 mars 2030

La figure (II-9) représente la prévision de la charge électrique de 21 mars 2030, d'après l'allure on constate que le pic du matin de cette journée sera enregistré à 9h avec une puissance de 16115MW par contre le creux du jour sera relevé à 17h avec une puissance

appelée de 14677MW. Le pic du soir (19 683 MW) sera noté à 20h alors que le creux de nuit (12 401 MW) sera constaté à 3h.

➤ Journées du pic et du creux annuels

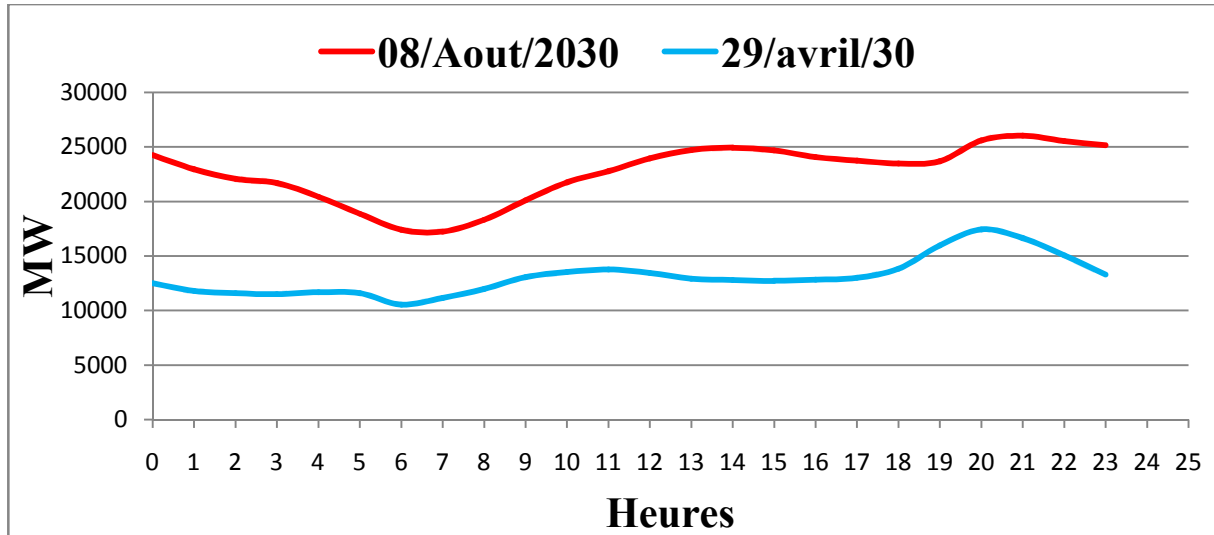


Figure (II-10): Courbe de charge de la journée du pic et du creux annuel de 2030

Durant l'année 2030, l'appel de puissance sur le réseau électrique national connaîtra une pointe pendant le mois d'été (8 août) avec une valeur de 26 038 MW à 21h par contre le creux de l'année sera mentionné le 29 avril avec une valeur de 10 547 MW à 6h.

➤ Mois de décembre

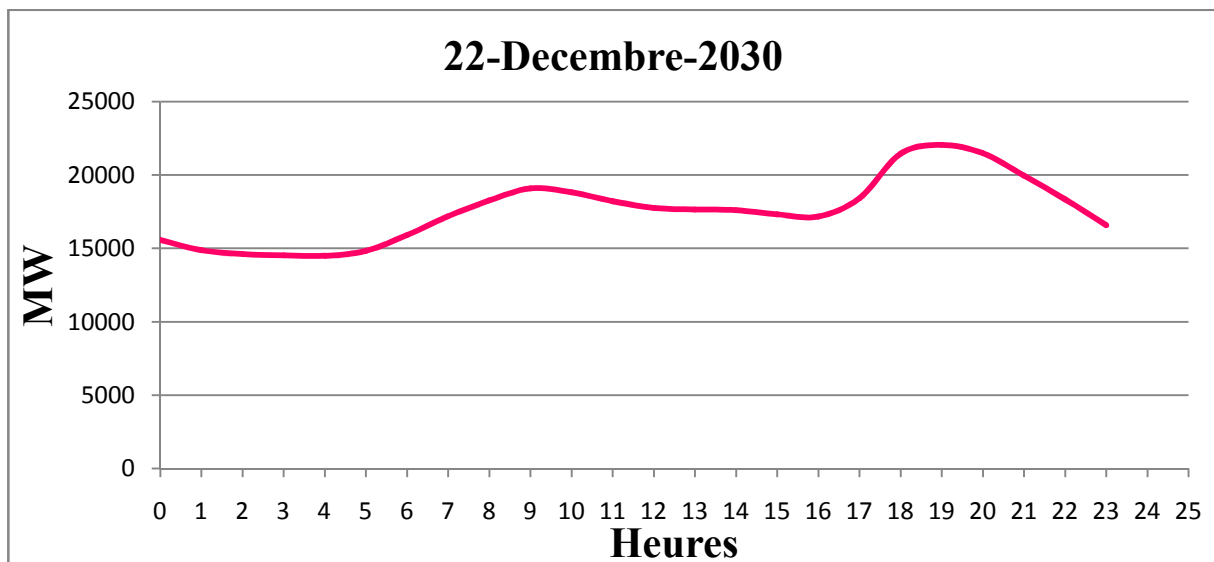


Figure (II-11): Prévision de la charge électrique de 22 décembre 2030

Pendant cette journée, la demande électrique sera moyenne comparativement à l'évolution annuelle de la demande. Le Pic du matin de cette journée sera enregistré à 9h avec une puissance de 19 098 MW, en revanche le creux du jour sera relevé à 16h avec une



puissance appelée de 17 173 MW. Pour le soir, le pic (22 061MW) sera enregistré à 19h alors que le creux (14 502 MW) a été constaté à 4h.

II-5- Conclusion

On se basant sur la consommation de l'énergie électrique depuis l'indépendance jusqu'au 2013, nous avons entamé une analyse de la consommation de l'énergie électrique afin d'estimer le taux d'évolution moyen annuel ce qui nous a permis par la suite de déterminer la consommation de l'énergie électrique en 2030 estimée d'après cette étude à 145,58 TWh.

Dédicace

A` ceux qui m'ont toujours comblé d'amour, de tendresse et de joie, je présente mes remerciements mes respects et ma reconnaissance. Pour sa présence, sa générosité et son soutien,

*Je dédie ce modeste travail à mon **papa chéri**.*

Pour sa présence, ces paroles qui m'ont toujours soulagé, son doux sourire qui ma toujours réconforté, sa tendre main qui ma toujours caressé et rassuré,

*Je dédie ce travail à ma **chère maman**.*

Je dédie ce travail à ma famille qui ma toujours soutenu :

- ♥ *A ma sœur adoré **KENZA** qui a partagé avec moi les rêves et les soucis*
- ♥ *A mes deux frères **SAID** et **BOUZID**.*
- ♥ *A mes grands parents et tous les membres de ma grande famille.*
- ♥ *A mes oncles et mes tentes et surtout ma tente **KARIMA***
- ♥ *A tous mes amis(e) sans exception surtout **KATIA** et **HANI***
- ♥ *A` tous ceux qui me connais de prêt ou de loin*

Linda

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I : Les ressources énergétiques

Figure (I-1) : La production mondiale des énergies non renouvelables en 2013.....	04
Figure (I-2) : Production et développement du pétrole entre 2004-2013.....	05
Figure (I-3) : Les réserves mondial du pétrole en 2014.....	06
Figure (I-4) : Production et développement du Gaz naturel entre 2003-2012.....	08
Figure (I-5) : Evolution des réserves prouvées en 2012.....	09
Figure (I-6) : Les différents types des EnR	10
Figure (I-7): Irradiation directe journalière reçue sur plan horizontale au mois de juillet	12
Figure (I-8) : Carte de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 50 m du sol...	13
Figure (I-9) : les ressources géothermique.....	15

Chapitre II : Evolution et prévision de la demande électrique en Algérie

Figure (II-1): Evolution de la production totale d'électricité (GWh).....	21
Figure (II-2): Evolution de la production d'électricité par type d'équipement (GWh)....	22
Figure (II-3): Evolution de la puissance maximale appelée (MW).....	24
Figure (II-4): Evolution de la demande gaz (Mth).....	25
Figure (II-5): Courbe de charge de 21 mars 2013.....	25
Figure (II-6): Courbe de charge de la journée du pic et du creux annuel de 2013.....	26
Figure (II-7): courbe de charge de 22 décembre 2013.....	26
Figure (II-8): Prévision de la demande électrique à l'horizon 2030 (GWh).....	28
Figure (II-9): Prévision de la charge électrique de 21 mars 2030.....	28
Figure (II-10): Courbe de la journée du pic et du creux annuel de 2030.....	29
Figure (II-11): Prévision de la charge électrique de 22 décembre 2030.....	29

Chapitre III : Etat de l'art des technologies EnR

Figure (III-1) : Schéma d'ensemble d'une éolienne.....	32
Figure (III-2) : Croissance de la taille des éoliennes depuis 1980.....	34
Figure (III-3) : Capacité mondiale d'énergie éolienne entre 2000 et 2013.....	35
Figure (III-4) : Perspectives des coûts d'investissement des éoliens.....	36
Figure (III-5) : La technologie de concentration linéaire CSP, « cylindro-parabolique »	38
Figure (III-6) : principe de la technologie Concentration linéaire CSP, « miroir de Fresnel ».....	39
Figure (III-7) : principes de la technologie à concertation ponctuelle, parabolique.....	40
Figure (III-8) : principes de la technologie à concertation ponctuelle, «Tours solaire»..	41

Liste des figures

Figure (III-9) : Capacité globale des CSP dans le monde.....	42
Figure (III-10) Perspectives des coûts des CSP.....	44
Figure (III-11) : Irradiation globale journalière reçus sur plan horizontal au mois de juillet.....	45
Figure (III-12) : Irradiation globale journalière plan horizontal au mois de décembre... ..	45
Figure (III-13) : Irradiation globale journalière reçus sur plan normal au mois de juillet. ..	45
Figure (III-14) : Irradiation globale journalière reçus le plan normal au mois de décembre.....	45
Figure (III-15) : Capacité globale des PV dans le monde.....	48
Figure (III-16) : évolution des prix du système PV en Italie (2008-2013).....	49
Figure (III-17) : Les différentes étapes de production d'électricité.....	50

Chapitre IV : Définition et analyse des scénarios proposés

Figure (IV-1) : délimitation des zones de l'étude.....	55
Figure (IV-2) : La variation de DNI en Algérie.....	57
Figure (IV-3) : La variation de GHI en Algérie.....	57
Figure (IV-4) : L'interface du tableur de Meteonorm.....	60
Figure (IV-5) : L'interface d'optimisation de la centrale.....	61
Figure (IV-6) : Courbe de puissance de l'éolienne Vistas V90-1.8.....	62
Figure (IV-7) : Simulation de la troisième semaine du mois de mars.....	65
Figure (IV-8) : Simulation de la troisième semaine du mois de juin.....	66
Figure (IV-9) : Simulation de la troisième semaine du mois de septembre.....	68
Figure (IV-10) : Simulation de la troisième semaine du mois de décembre.....	69
Figure (IV-11) : Simulation de la troisième semaine du mois de mars.....	72
Figure (IV-12) : Simulation de la troisième semaine du mois de juin.....	73
Figure (IV-13) : Simulation de la troisième semaine du mois de septembre.....	75
Figure (IV-14) : Simulation de la troisième semaine du mois de décembre.....	76
Figure (IV-15) : Schéma de principe d'une STEP à conduit souterrain.....	79
Figure (IV-16) : Répartition du productible stockés et du déficit sur l'année	80
Figure (IV-17) : Profile des capacités dédiées au stockage.....	81
Figure (IV-18) : Simulation de la troisième semaine du mois de mars.....	82
Figure (IV-19) : Simulation de la troisième semaine du mois de juin.....	83
Figure (IV-20) : Simulation de la troisième semaine du mois de septembre.....	85
Figure (IV-21) : Simulation de la troisième semaine du mois de Décembre.....	86

Liste des figures



III-1-Introduction

Ce présent chapitre est consacré à la présentation de l'état de l'art des technologies des filières des énergies renouvelables avec leurs cinq types:

- l'éolien ;
- Le solaire à concentration thermodynamique ;
- Le photovoltaïque ;
- La biomasse;
- Et la géothermie;

Afin d'avoir une meilleure vision sur les conclusions à considérer pour les différents scénarios à prévoir sur l'aspect faisabilité technique et économique, et dans le souci d'optimiser et argumenter les filières à privilégier, cette partie de l'étude (mémoire) traitera des technologies et de l'analyse des procès de fonctionnement, l'évolution des marchés et de la maturité de ces technologies avec un focus sur leurs perspectives de développement, pour une appréhension éventuelle d'un probable de rupture technologique de l'une d'entre elles.

III-2- L'éolien

III-2-1- La puissance instantanée du vent

Pour valider un site éolien, il y'a lieu de quantifier la source d'énergie dont on dispose, (l'énergie associée au vent). Si le vent présente une certaine vitesse "V" à un moment donné et traverse une certaine surface "A", la puissance instantanée du vent est donnée par la relation suivante :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho * A * V^3 \dots\dots\dots III-1$$

Où "rho" est la masse volumique de l'air, qui vaut approximativement 1.2 kg/m³, mais La puissance captée par une éolienne est :

$$P_{captée} = \frac{1}{2} \rho * A * V^3 * C_p \dots\dots\dots III-2$$

Où "Cp" est un coefficient de performance de l'éolienne qui dépend de plusieurs paramètres. [21]

III-2-2- Courbe caractéristique de puissance et rendement instantané

Le vent présente une certaine énergie pendant une période donnée. Cette énergie est convertie par l'éolienne en énergie mécanique et en énergie électrique. Cette transformation peut être décomposée en plusieurs étapes :

- L'énergie cinétique du vent est convertie en travail moteur à l'axe du rotor. Cette conversion est réalisée avec un certain rendement, le **rendement aérodynamique**.
- Le travail moteur au rotor est transmis vers l'axe de la génératrice avec un certain rendement, le **rendement d'accouplement mécanique**.
- La génératrice transforme le travail moteur à son axe en énergie électrique avec un certain **rendement électrique**.

Le rendement global est le produit des rendements de ces trois étapes par contre le rendement instantané global d'une éolienne pour une vitesse de vent « V » est définie comme étant le rapport entre la puissance électrique débitée par la génératrice « P_{elec} », et la puissance instantanée du vent « P_{vent} ». [22]

$$Eta(V) = \text{rendement instatané à la vitesse } V = P_{elec}(V)/P_{vent}(V) \dots \dots \dots \text{III-3}$$

III-2-3-Equipements principaux des éoliennes

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne classique est généralement constituée de trois éléments principaux : [23]

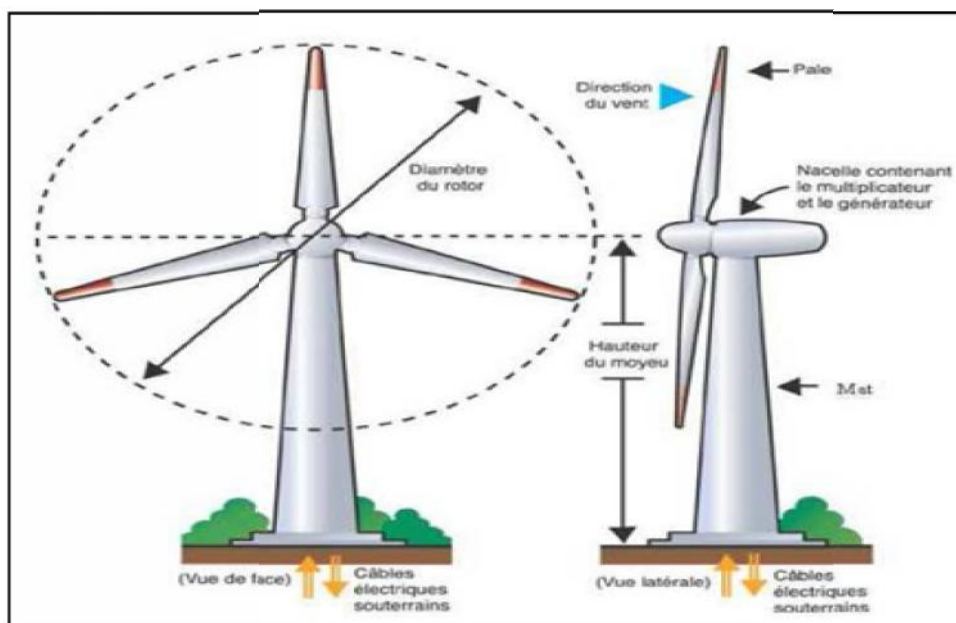


Figure (III-1) : Schéma d'ensemble d'une éolienne. [23]

➤ Le mât

C'est généralement un tube en acier, il supporte l'ensemble des équipements (nacelle+ rotor), il est fixé sur une fondation implantée dans le sol, suivant le type de l'éolienne elle varie entre 10 et 100 m. Etant donné que le vent souffle plus fort en hauteur, le mât des



éoliennes à axe horizontal est généralement entre 80 et 100 m, à l'intérieur sont disposés des câbles de transport de l'énergie électrique, les appareillages de connexions au réseau de distribution (transformateur) ainsi que l'échelle d'accès à la nacelle.

➤ La nacelle

Elle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique tel que l'arbre lent et rapide, les roulements, le multiplicateur, le générateur et les systèmes d'orientation des pales et de la nacelle. Pour capter au mieux l'énergie du vent, un calculateur est intégré dans la nacelle, afin d'orienter l'hélice perpendiculairement à la direction du vent, de modifier l'angle de calage des pales dans le cas d'un contrôle pitch, pour contrôler et coordonner tout cela la nacelle contient aussi divers actionneurs de commande. Les signaux émis par l'anémomètre sont transmis au système de contrôle commande de l'éolienne pour démarrer celle-ci si la vitesse du vent atteint 3 m/s ou de l'arrêter si la vitesse du vent dépasse 25 m/s. Pour le système d'orientation de la nacelle, une girouette placée sur la nacelle indique le sens du vent, les signaux transmis à l'ordinateur permettent de commander le système d'orientation de la nacelle face au vent. Le système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice, et un refroidisseur à l'huile pour le multiplicateur.

L'arbre lent relie le moyeu au multiplicateur et est muni d'un système de freinage hydraulique en cas de besoin. La vitesse de rotation de l'hélice est de 12 à 15 tr/min ce qui n'est pas suffisant à un alternateur pour fonctionner correctement, un multiplicateur est donc placé juste avant l'alternateur pour augmenter la vitesse de rotation à environ 1500 tr/min. Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique actionné en cas d'urgence.

➤ Le rotor

Le rotor est formé par les pales assemblées dans leur moyeu, le nombre de pales varie de 1 à 3, le rotor tripale est de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

III-2-4-Performances et tailles des éoliennes

Plusieurs conceptions techniques sont en usage aujourd'hui où la plupart des grandes turbines raccordées au réseau ont trois lames dans un rotor à axe horizontal qui peut être lancé pour contrôler la puissance de sortie.

La taille des éoliennes continue d'augmenter, la capacité nominale moyenne des nouvelles turbines raccordées au réseau en 2012 est d'environ 1,8 MW contre 1,6 MW en

2008. Pour l'offshore, La taille moyenne de la turbine installée est passée de 3 MW en 2008 à 4MW en 2012. À partir de 2012, la plus grande éolienne commerciale disponible est de 7,5 MW, avec un diamètre de rotor de 127 m, et plusieurs turbines de plus grand diamètre sont disponibles (jusqu'à 164 m). Les turbines ayant une capacité nominale allant de 1,5 MW à 2,5 MW comprennent toujours le plus grand segment du marché. La plus part des éoliennes démarrent à partir des vitesses de vent allant de 3 (m/s) ou 4 m/s à 25 m/s (même 34 m/s avec un contrôle de la tempête). [24]

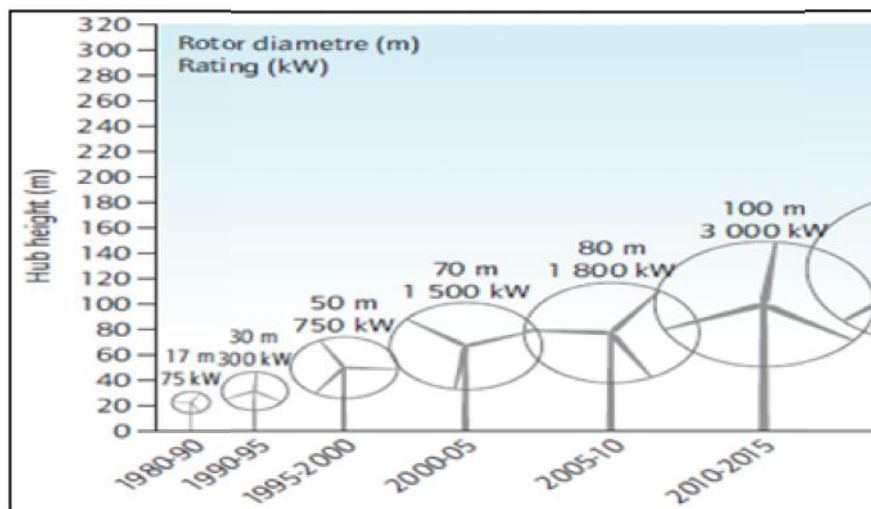


Figure (III-2) : Croissance de la taille des éoliennes depuis 1980. [24]

III-2-5- Marché

III-2-5-1-Evolution des capacités

Depuis 1990 la capacité de l'énergie éolienne mondiale a doublé environ tous les trois ans et demi. En 2000, la capacité installée cumulée a augmenté à un taux moyen de 24% par an. [24]

Durant l'année 2009, L'énergie éolienne a connu une croissance remarquable. Les premières estimations disponibles établissent la puissance éolienne mondiale de 159 GW, ce qui signifie une puissance supplémentaire de l'ordre de 38 GW cette année. Sachant que l'Europe possède près de la moitié (48,2 % en 2009) de la puissance éolienne mondiale installée, devant l'Asie (24,6 %) et l'Amérique du Nord (24,4 %). Les autres régions du monde restent sous représentées avec une part de 2,8 %. [25]

Pendant 2011, la capacité de l'énergie éolienne a augmentée de 20% pour atteindre environ 238 GW en fin d'année, représentant ainsi la plus importante capacité ajoutée en matière de technologies basées sur les énergies renouvelables. En 2012, environ 45 GW de

nouvelle capacité de puissance de vent ont été installés dans plus de 50 pays, apportant la capacité terrestre et en mer globale à un total de 283 GW, Plus de 35 GW de capacité éolienne de puissance a été ajouté en 2013, ce qui donne un total mondial de 318 GW. [26]

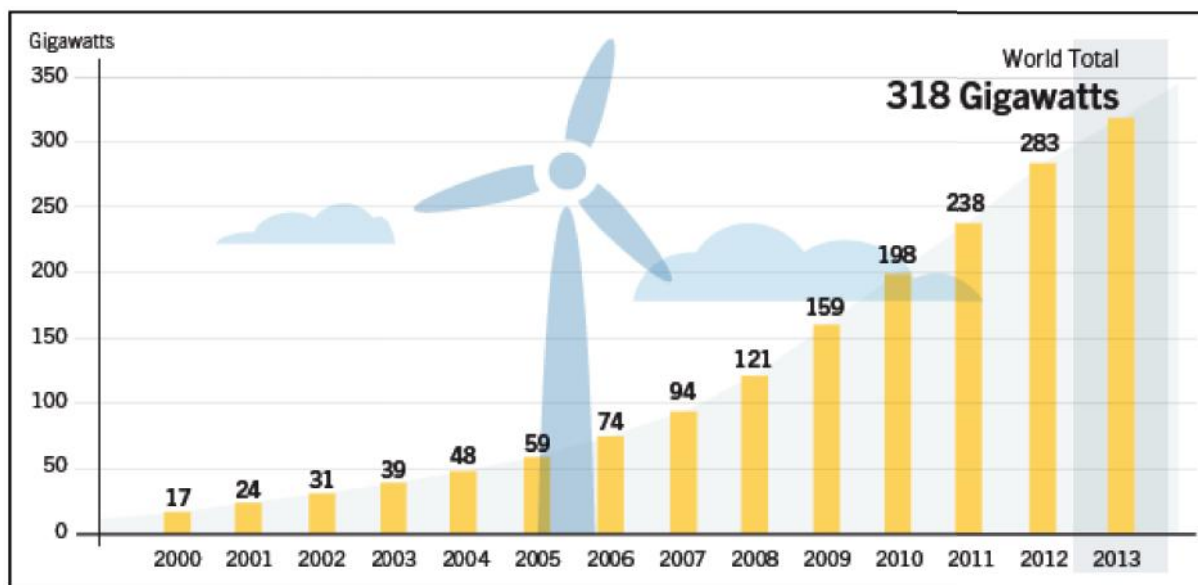


Figure (III-3) : Capacité mondiale d'énergie éolienne entre 2000 et 2013. [26]

III-2-5-2-Evolution des coûts

Après une période de baisse régulière, les coûts d'investissement ont augmenté considérablement entre 2004-2008. Suivi d'une diminution de 33% ou plus à la fin de 2008.

En 2009, les coûts d'investissement pour l'éolien terrestre variaient de 1,45 USD / W à 2,60 USD / W. La plage des coûts varie aujourd'hui de 1,10 USD / W en Chine à 2,60 USD / W au Japon (AIE, 2013), les prix moyens sont enregistrés aux États-Unis (1,60 USD / W) et en Europe occidentale (1,70USD/W). Par contre les coûts d'investissement pour l'éolien offshore peuvent être deux à trois fois plus élevés que les coûts on shore. En 2008, ces coûts d'investissement allaient de 3,10 USD / W à 4,70 USD / W. Durant la période 2010-2013 Les coûts ont augmenté, allant de 3,60 USD / W à 5,60 USD / W. [24]

III-2-6-Perspectives

III-2-6-1-Perspectives des capacités

Les perspectives de développement de l'énergie éolienne à la fois terrestre et off shore dans les cinq prochaines années restent positives (AIE, 2013).

Dans une perspective mondiale, le vent terrestre devrait atteindre une capacité installée supérieure à 500 GW et une production mondiale d'énergie éolienne de 1144 TWh d'ici à 2018. Par contre l'éolien offshore progresse de manière significative pour atteindre 28 GW en 2018.

Les capacités globales seront de 1400 GW d'ici 2030. En 2050 elles atteindront 2300 GW et 6 150 TWh en termes de production d'électricité (presque une augmentation de 20%), Comme l'énergie éolienne offshore reste plus chère, le déploiement devrait avoir lieu principalement sur la terre. L'offshore, cependant, présentera une part de croissante et augmentera d'un tiers de la production éolienne d'ici 2050. [24]

III-2-6-2-Perspectives des coûts

Les coûts d'investissement offshore seraient diminués de 37% d'ici 2030, et par 45% en 2050. Les analyses supposent une réduction des coûts d'O&M on shore de 20% d'ici 2030, passant à 23% d'ici 2050.

Le coût de la production d'énergie devrait diminuer de 26% sur les terres et 52% off shore d'ici 2050. Tous les chiffres prévoient que la technologie améliorée d'éolienne et une meilleure connaissance des ressources feront plus que compenser la saturation possible d'excellents sites. [24]

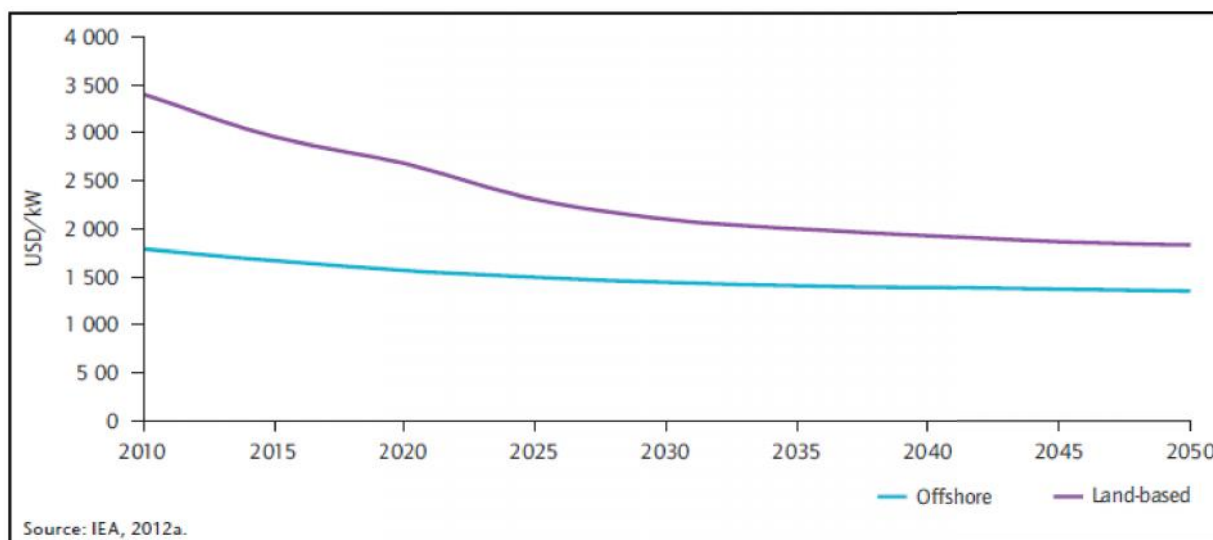


Figure (III-4) : Perspectives des coûts d'investissement des éoliens. [24]

III-3- Solaire à concentration thermodynamique (CSP)

Les systèmes d'énergie solaire à concentration (CSP) nécessitent une grande part de rayonnement solaire direct. C'est pourquoi les meilleurs lieux d'implantation de cette technologie se trouvent dans la ceinture équatoriale (une latitude comprise entre 40°N et 40°S) dans la zone la plus ensoleillée de la planète. C'est là où la production d'électricité solaire est la plus favorable. Pour l'Algérie vue sa place stratégique dans l'Afrique, elle possède un grand gisement solaire, son climat est beaucoup plus favorable pour ce type de

technologie. [27] Les premières centrales commerciales ont été réalisées en Californie au milieu des années 1980, avec 354 MW.

III-3-1-Les composantes d'une centrale CSP

Les composantes de base d'une centrale CSP sont : [11]

➤ Le champ solaire

Il représente l'équivalent de l'alimentation en combustible (charbon, pétrole, gaz, uranium) pour les centrales thermiques. Le champ solaire est composé de miroirs qui concentrent les rayons solaires sur le capteur formant l'axe focal des miroirs. Les rayons solaires sont absorbés à la surface du capteur, transformés en chaleur, qui est transférée au fluide caloporteur traversant le capteur.

➤ Le réseau des conduites

Il assure le transfert du fluide caloporteur chauffé du champ solaire vers l'unité de production d'électricité et son retour après refroidissement vers le champ solaire.

➤ L'unité de puissance (c'est-à-dire l'unité de production d'électricité)

Elle contient les pompes à eau de haute pression, les échangeurs de chaleur pour le préchauffage de l'eau et la production de vapeur, la turbine à vapeur, le générateur, le tour de refroidissement et l'unité de déminéralisation, requise pour éviter la formation de cristaux de sel très abrasifs dans la turbine.

III-3-2-Les filières du solaire à concentration

On distingue quatre technologies dans le solaire à concentration, qui se distinguent principalement par deux types de concentrateurs :

III-3-2-1-Les filières à concentration linéaire

III-3-2-1-1-La technologie des miroirs cylindro-paraboliques

Un capteur cylindro-parabolique est constitué d'un réflecteur parabolique linéaire qui concentre la lumière sur un récepteur positionné le long de la ligne focale du réflecteur. Le réflecteur suit le soleil pendant la journée le long d'un axe unique. Un fluide actif (par exemple du sel fondu) est chauffé à 150–350 °C au cours de son écoulement à travers le récepteur, puis est utilisé comme source de chaleur pour un système de génération d'énergie.[27]

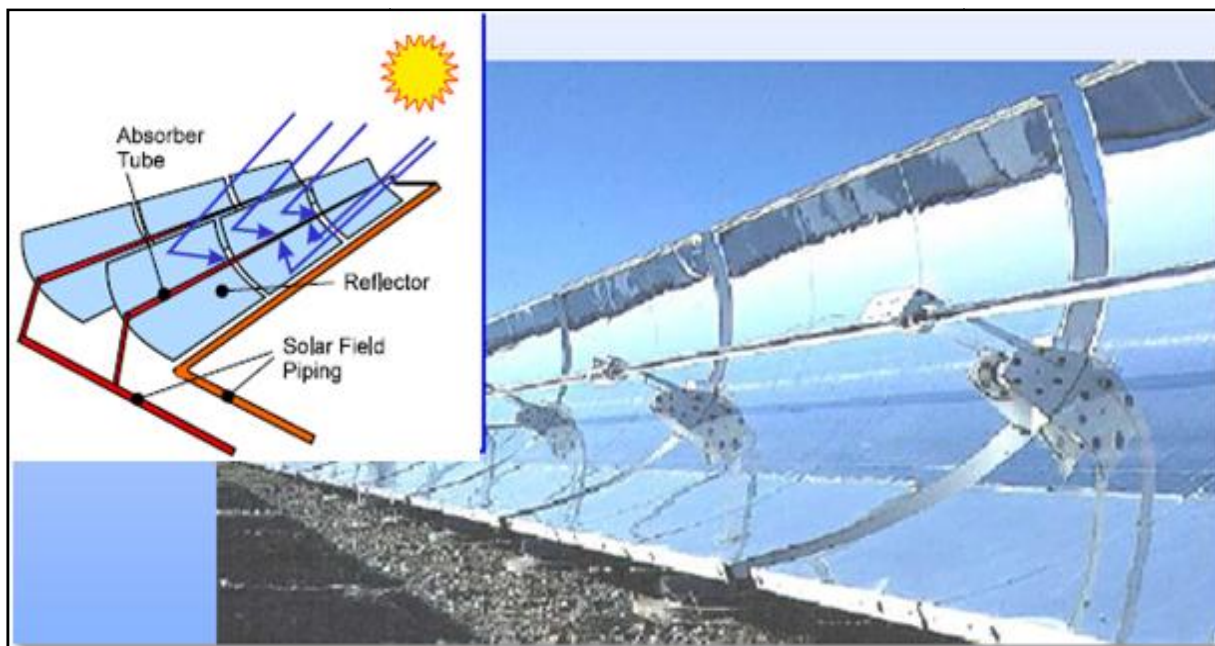


Figure (III-5) : La technologie de concentration linéaire CSP, « cylindro-parabolique ».[28]

III-3-2-1-2-Technologie des Miroirs linéaire de Fresnel

Cette technologie rapproche de la forme du système cylindro-parabolique, mais en utilisant de longues rangées de miroirs légèrement inclinés pour réfléchir les rayons du soleil sur une surface linéaire au bas du récepteur fixe. Une conception plus récente, connu comme réflecteurs de Fresnel compacts linéaires (utilise deux récepteurs en parallèles pour chaque rangée de miroirs et a donc besoin de moins de surface que les réflecteurs paraboliques).

Le principal avantage des systèmes LFR (Linear Fresnel Reflector) est que leur conception simple de miroirs flexible plié et fixé au récepteur nécessite des coûts d'investissement inférieurs et facilite la génération de vapeur direct (DSG). Ces centrales (LFR) sont, cependant, moins efficaces pour la conversion de l'énergie solaire en électricité.[27]

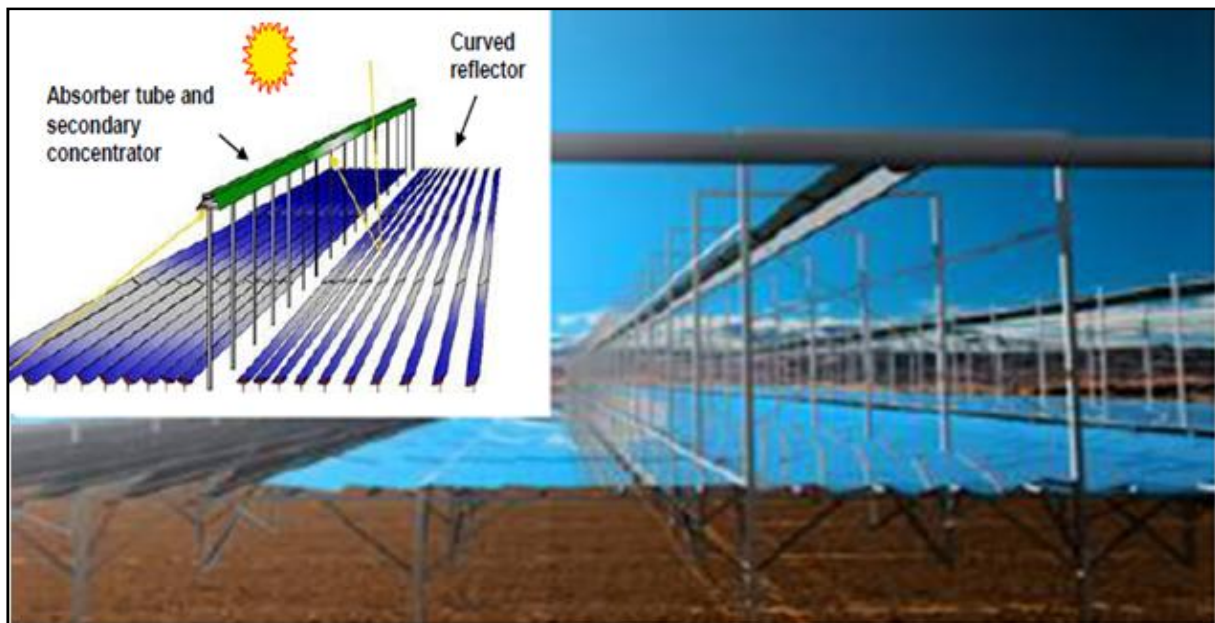


Figure (III-6) : principe de la technologie Concentration linéaire CSP, « miroir de Fresnel ». [29]

III-3-2-2-Les filières à concentration ponctuelle

III-3-2-2-1-La technologie parabolique

Les **paraboles** concentrent les rayons du soleil en un point focal situé au centre. L'appareil qui suit le soleil, avec la parabole et le récepteur se déplaçant dans le tandem. La plupart des paraboles ont une indépendante du moteur /générateur (moteur Stirling ou une micro-turbine) au point focale.

Cette conception élimine la nécessité d'un fluide caloporteur et l'eau de refroidissement. Cette technologie offre une conversion élevée du solaire en énergie électrique.

Les paraboles ont des capacités limitées (quelques dizaines de kW ou moins) et chacune produit de l'électricité indépendamment, ce qui signifie que des centaines ou des milliers d'entre elles auraient besoin d'être Co-localisés pour créer une usine à grande échelle. En revanche, d'autres Conceptions peuvent avoir des gammes de capacités, commençant par moins de 1 MW. La capacité optimale des paraboles, sont généralement entre 100 MW à 250 MW, qui dépend de l'efficacité du bloc d'alimentation. [27]

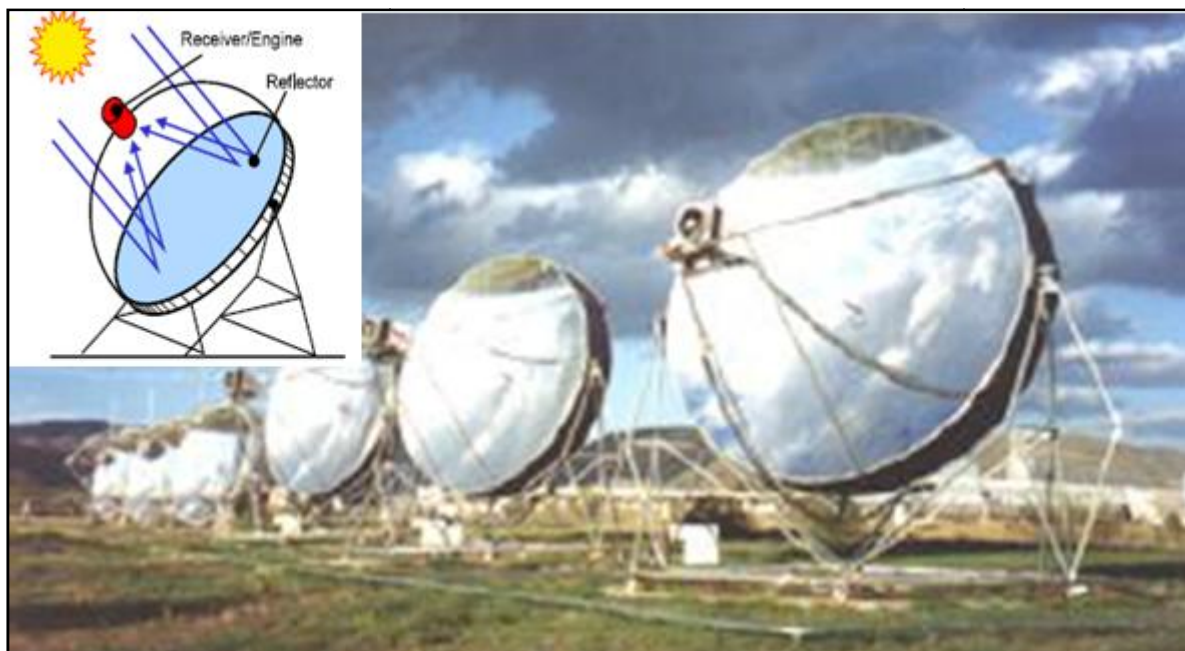


Figure (III-7) : principes de la technologie à concertation ponctuelle, parabolique ». [29]

III-3-2-2-2-La technologie « centrale à tour »

Une **centrale solaire à tour** consiste un champ de réflecteurs de poursuite à deux axes (héliostats) qui concentrent la lumière sur un récepteur central situé en haut d'une tour. Le fluide actif se trouvant dans le récepteur, il est chauffé de 500 °C à 1000 °C, puis utilisé comme source de chaleur pour un système de production ou de stockage d'énergie. Les centrales à tour sont moins évoluées que les systèmes cylindro-paraboliques, mais elles offrent un meilleur rendement et une meilleure capacité de stockage de l'énergie.

L'énergie solaire thermique concentrée est la principale technologie proposée pour une collaboration visant à produire de l'électricité et de l'eau dessalée dans les régions arides d'Afrique du Nord et d'Europe du Sud par la Coopération transméditerranéenne en matière des énergies renouvelables DESERTEC. [27]

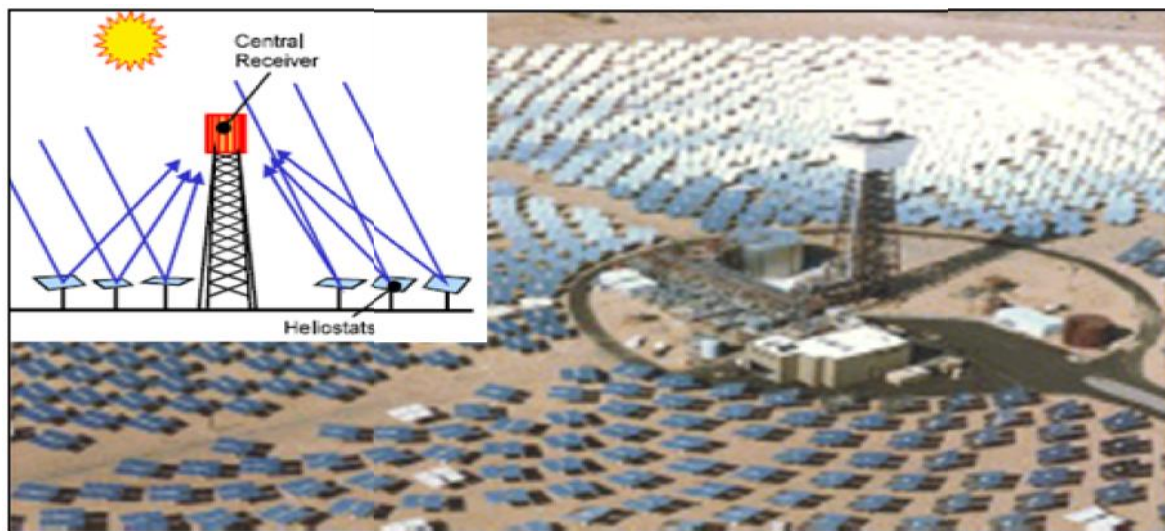


Figure (III-8) : principes de la technologie à concertation ponctuelle, « Tours solaire». [28]

III-3-3-Performances et tailles

Le rendement solaire-électrique maximal des centrales cylindro-parabolique est d'environ 25 %. Ce type de centrale représente la majorité des centrales construites (une quarantaine dans le monde, spécialement en Espagne (centrale d'Andasol de Solnova « 150 MW » formées chacune de 3 unités de « 50 MW ») et aux USA (centrale de Solana « 280 MW » octobre 2013). En cette année, la centrale Shams1, implantée à Abou Dhabi a commencé à fonctionner, elle a une capacité de 100 MW et ses 25 8048 miroirs paraboliques s'étendent sur une superficie de 250 ha.

Pour les centrales solaires à miroirs de Fresnel, Il existe peu de centrales de ce type (4) et elles ont des puissances inférieures à 15 MW, En France Alba Nova 1 (située en Corse) est la première centrale solaire à miroirs de Fresnel de grande puissance avec 12 MW.

En 13 février 2014 vient d'entrer en service la plus grande centrale solaire thermique du monde, la centrale IVANPAH dans le désert de Mojave (Californie) ; elle est formée de 3 tours de 140 m de haut sur lesquelles 173 500 miroirs héliostats. La centrale a une capacité de 392 MW. L'ensemble occupe 14 km² de désert. Un intérêt croissant pour les tours solaires fonctionnant à des températures élevées et utilisant du sel fondu ou de l'huile synthétique en tant que fluide de transfert de chaleur et de stockage.

Aujourd'hui une seule centrale à capteur parabolique fonctionne (depuis 2010), la centrale de Maricopa (USA), elle a une puissance de 1,5 MW et deux sont en projet en Espagne. [29]

III-3-4-Marchés

III-3-4-1-Evolution des capacités

La capacité globale installée en CSP a connu une croissance remarquable depuis 2004 pour atteindre 1 200 MW en 2010. En 2011 la capacité installée a dépassé le seuil de 450 MW, la capacité mondiale est d'environ de 1 760 MW. L'Espagne a assuré la majeure partie des capacités ajoutées, devant plusieurs pays en développement ayant lancé leurs premières stations d'énergie solaire thermique à concentration. Les activités de ce secteur industriel ont dépassé les frontières espagnoles et américaines pour s'orienter vers de nouvelles régions. Les stations cylindro-paraboliques ont continué à dominer le marché mais de nouvelles centrales à tour ont été financées durant 2011. [25]

Pendant une période de cinq ans de la fin de 2008 à la fin de 2013, la capacité globale est développée à un taux moyen annuel approchant de 50%. L'Espagne et les États-Unis comptent respectivement pour 69% et 28% de la capacité totale installée en 2012. Le marché du solaire thermique à concentration (CSP) a continué à augmenter en 2013 après une croissance record en 2012 où la capacité totale a augmenté de presque de 900 MW, pour atteindre 3 425 MW. [26]

L'Algérie a mis en place l'engagement sur la mise en œuvre nationale du marché solaire thermique. Le premier projet CSP est celui de la centrale hybride, Hassi r'mel, mise en service récemment avec une puissance total installée de 150 MW avec 25 MW en solaire.[27]

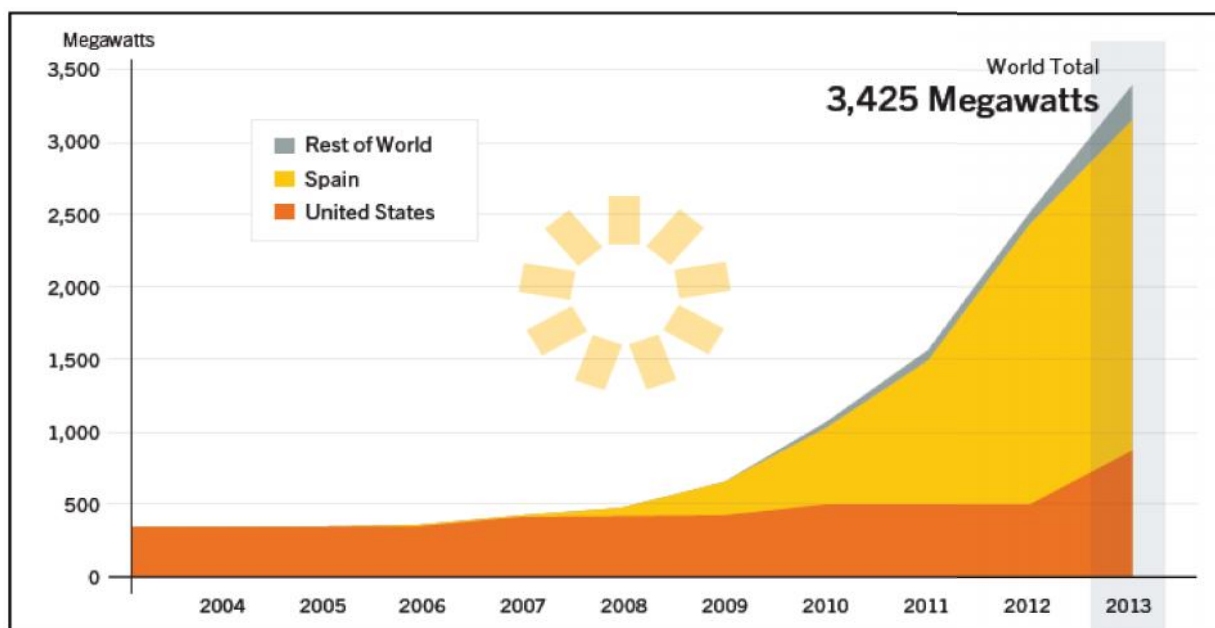


Figure (III-9) : Capacité globale des CSP dans le monde. [26]



III-3-4-2-Evolution des Coûts

En référence à l'analyse des coûts du CSP, élaborée par l'IRENA (2013), il ressort que le coût d'installation de CSP est encore haut dans la comparaison avec les centrales conventionnelles et d'autres technologies renouvelables.

L'agence internationale d'énergies estime le coût actuel d'installation des CSP entre 4.200-8.500 USD /KW, qui dépend des conditions des sites, DNI, la présence du stockage thermique.

Selon IRENA, les coûts de la filière cylindo-parabolique sans stockage varie entre 5500-8000 USD/KW par contre avec six heures de stockage varie entre 7500-8500 USD/KW. Les centrales à tour sont habituellement conçues avec une capacité de stockage élevée. Les évaluations s'étendent de 6300-7700 USD /KW pendant 6 à 9 heures de stockage aux 9000-10500 USD /KW pendant 12 à 15 heures de stockage. [30]

III-3-5-Perspectives

III-3-5-1-Perspectives des technologies

Dans les prochaines années, les États-Unis sera placé en leader incontesté avec 2,8 GW supplémentaires installés à horizon 2017. Au même moment, de nouveaux acteurs tels que la Chine, les pays du MENA et l'Afrique du Sud viendront renforcer le marché CSP pour porter la capacité mondiale à 11 GW à horizon 2017. [31]

Les capacités globales seront 260 GW d'ici 2030. En 2050 elles atteindront 980 GW. Ceci représente des augmentations de capacité de 27 GW par an en moyenne, avec une crête de cinq ans de 40 GW par an de 2040 à 2045.

Le stockage thermique est un dispositif principal de toutes les installations de CSP, et les facteurs de capacité se développent régulièrement avec des tailles de champ accrues et des capacités de stockage solaires, atteignant en moyenne 45% de 2030. Ceci permet d'atteindre environ 1 000 TWh d'ici 2030, et à 4 380 TWh d'ici 2050, de ce fait fournissant 11% du mix électrique mondiale. [32]

Régions	États Unis	Amériques de l'OCDE	Union européenne	Autre OCDE	Chine	Inde	Afrique	moyen - Orient	Autre développement d'Asie	Les non-membres de l'OCDE Amériques	World
Année											
2030	87	6	15	4	29	34	32	52	0.3	2	261
2040	174	18	23	12	88	103	106	131	3	7	664
2050	229	28	28	19	118	186	147	204	9	15	982

Tableau (III-1): Les capacités de CSP par région dans le monde à l'horizon 2050. [32]

III-3-5-2-perspectives des Coûts

Les coûts d'investissement diminueront de 10% pour chaque doubler des capacités cumulatives, d'ici 2050 le coût des centrales CSP avec 6 heures de stockage variera entre 2800 et 4100 USD / KW et pour les centrales sans stockage la variation sera entre 1900 USD / KW et 3100 USD / KW. [32]

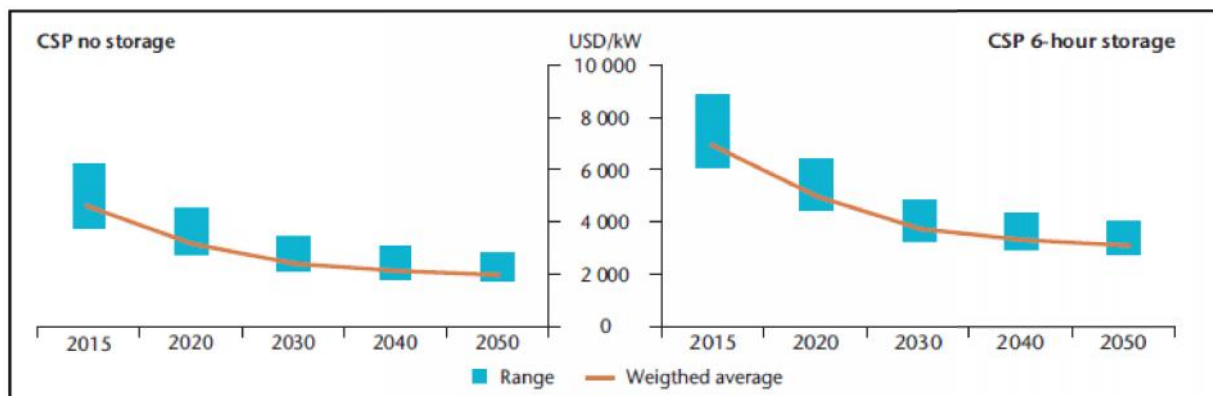


Figure (III-10) prévisions des coûts des CSP [32]

III-4- Photovoltaïque (PV)

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Le préfixe Photo vient du grec « phos » qui signifie lumière. « Volt » vient du patronyme d'Alessandro Volta (1745-1827), physicien qui a contribué aux recherches sur l'électricité. Photovoltaïque (PV) signifie donc littéralement électricité lumineuse. [33]

III-4-1- Source primaire (Potentiel)

L'énergie solaire est la ressource énergétique la plus abondante sur terre, avec environ 885 millions térawatt heures (TWh) atteignant la surface de la planète chaque année.

Les systèmes photovoltaïques, utilisent l'irradiation globale, qui est la somme des rayonnements direct et diffus.

L'énergie moyenne reçue en Europe, mesurée en irradiation horizontale mondiale (GHI), est d'environ 1 200 kWh/m² par an. Ce montant se compare à 1 800 kWh/m² par an à 2 300 kWh/m² par an dans le Moyen-Orient.

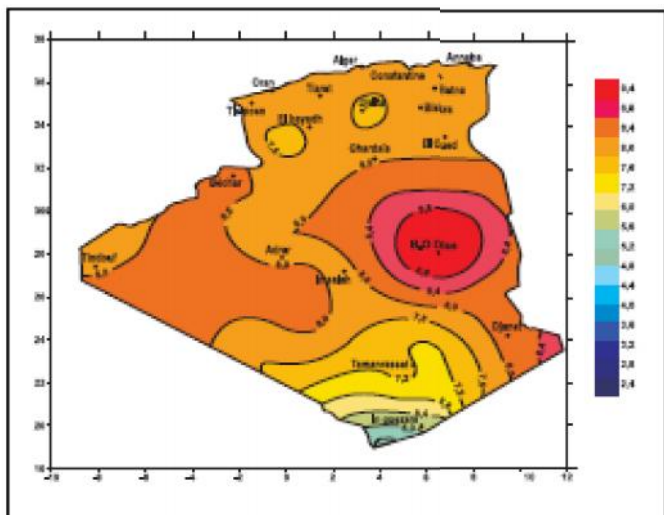


Figure (III-11) : Irradiation globale journalière reçus sur plan horizontal au mois de juillet [34]

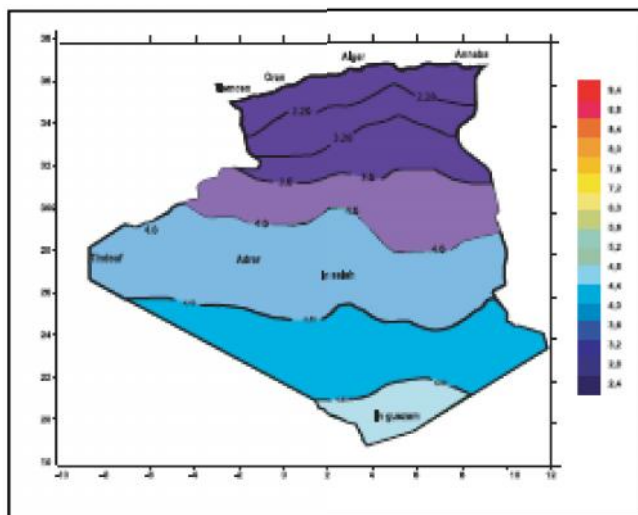


Figure (III-12) : Irradiation globale journalière reçus sur plan horizontal au mois de décembre [34]

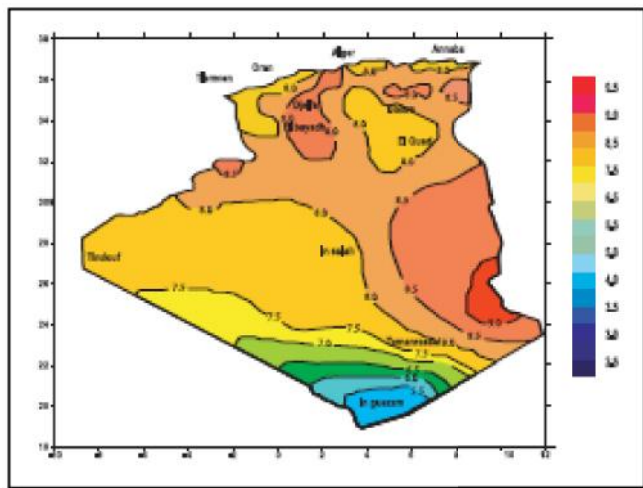


Figure (III-13) : Irradiation globale journalière reçus sur plan normal au mois de juillet. [34]

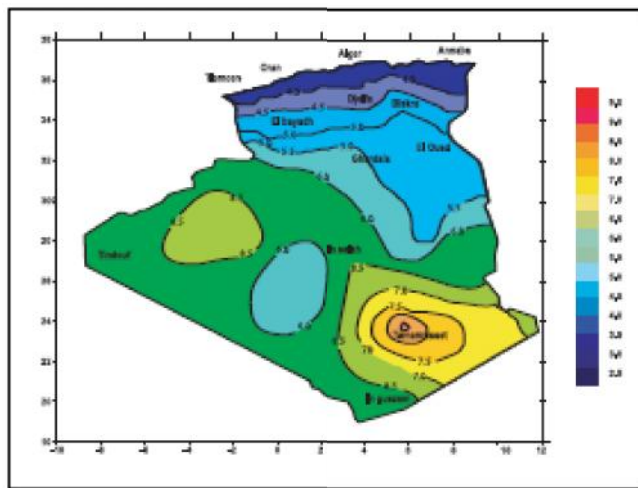


Figure (III-14) : Irradiation globale journalière reçus sur le plan normal au mois de décembre. [34]

III-4-2- Les composants d'une centrale PV

Les composants de base d'une centrale photovoltaïque sont :

- **Les cellules et les modules photovoltaïques**

La cellule solaire est l'unité de base d'un système photovoltaïque, Les cellules sont connectées entre elles pour former des unités plus grandes appelées modules.

Les modules sont reliés les uns aux autres en série (connue sous le nom d'un tableau) pour augmenter la tension totale produite par le système, par contre ces tableaux sont reliés en parallèle pour augmenter le courant du système. Les modules sont dimensionnés selon le site où elles seront placées. Les fabricants de modules garantissent habituellement une puissance de sortie de 80%, même après 20 à 25 ans d'utilisation. La durée de vie du module est généralement considérée de 25 ans, comme elles peuvent atteindre plus de 30 ans. [35]

➤ **L'onduleur**

Les onduleurs transforment le courant continu généré par le module photovoltaïque au courant alternatif, cela rend le système compatible avec le réseau de distribution d'électricité et les appareils électriques les plus courants. Les onduleurs sont regroupés dans un large éventail de classes de puissance allant de quelques watts (normalement pour les systèmes autonomes), à plusieurs kW (la gamme la plus fréquemment utilisée) et même jusqu'à 2000 kW (Onduleurs centraux) pour les systèmes à grande échelle.

➤ **Les batteries**

Les systèmes photovoltaïques nécessitent une batterie pour stocker l'énergie pour une utilisation ultérieure. Les nouvelles batteries de haute qualité, conçus spécialement pour les applications solaires et avec une durée de vie de 15 ans.

➤ **Les structures de soutien**

Elles permettent d'orienter les modules PV vers le Soleil.

NB: Les composants du système, à l'exclusion des modules photovoltaïques, sont désignés comme une balance des composants du système (BOS).

III-4-3-Technologies des cellules photovoltaïques

Les technologies photovoltaïques sont classées selon trois générations. La technologie de la première génération est basée sur le silicium cristallin (c-Si), La deuxième comprend des technologies à couches minces, tandis que la troisième génération comprend concentrateur photovoltaïque organique, et d'autres technologies qui n'ont pas encore été commercialisées à grande échelle.

III-4-3-1-Génération du silicium cristallin

Cette génération de cellule repose sur les wafers (fine tranches) de silicium cristallin. Les principaux types de cellules cristallines sont les suivantes: [36]

➤ **Mono cristallin (mc-Si).**

La technologie mono cristalline est coûteuse car elle nécessite des barres de silicium pur. Son rendement est le plus élevé (14 à 16%). Ce qui a l'avantage de réduire la taille des modules pour une même puissance, chose utile lorsqu'un gain de place est nécessaire.

➤ **poly-cristallin ou multi cristallin (PC-Si).**

La technologie multi cristalline est obtenue par la refonte de chute de cristaux de silicium de l'industrie électronique et elle nécessite 2 à 3 fois moins d'énergie que la technologie précédente. Son rendement un peu moindre (12 à 14%).

Le silicium cristallin représente environ 80% du marché.

III-4-3-2-Génération des couches minces (thin film)

Cette génération de cellule repose sur la déposition de matériaux semi conducteurs en couches minces. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres à des dizaines de micromètres. Parmi les technologies en couches minces qui sont exploitées industriellement :

- silicium amorphe (a-Si) et microcristallin.
- tellure de cadmium (CdTe)
- Le di sélénure de cuivre-indium (CIS / CIGS)

Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 6% (a-Si) à 11% (CdTe) (efficacité des cellules, les modules présentant une efficacité un peu moindre due aux espaces entre les cellules). [31]

III-4-3-3-Génération en voie de développement

Toute une série de nouvelles technologies (systèmes à concentration, cellules à colorants, cellules organiques, trous quantiques, puits quantiques, ...) aujourd'hui au stade de la recherche viendront s'ajouter à la diversité des options en apportant chacune leurs points forts, que ce soit une baisse spectaculaire des coûts, un rendement très élevé ou une facilité de mise en œuvre.

III-4-4-Performances et tailles

Les installations photovoltaïques ont été à l'origine de petite taille comme le cas des installations en toiture des maisons individuelles, qui dépassent rarement 3 kW. Mais plus récemment, des installations beaucoup plus importantes sont apparues, depuis les centrales sur toiture de bâtiments commerciaux ou administratifs jusqu'aux centrales géantes de plusieurs centaines de MW.

Parmi les 20 plus grandes centrales photovoltaïques en fonctionnement dans le monde, pas moins de 18 ont été inaugurées en 2013, pour l'essentiel en Chine et aux États-Unis, « En Chine, 12 projets de plus de 100 mégawatts », le plus grand projet en chantier actuellement se trouve aussi aux États-Unis, le projet de l'Empire Valley qui doit en principe atteindre 890 MW (les travaux ont commencé en 2012). Le facteur de charge qui est le rapport entre la production effective et la production maximale théorique, est utilisé comme un indicateur majeur des performances d'une installation électrique.

Le facteur de charge moyen des installations photovoltaïques vari de 10 % à 20 % selon la localisation, les valeurs les plus élevées étant atteintes dans des régions très ensoleillées à des attitudes basses.

III-4-5-Marché

III-4-5-1-Evolution des capacités

La capacité globale installée en PV a connu une croissance remarquable depuis 2004 pour atteindre 40 GW en 2010.

En 2011, l'énergie photovoltaïque solaire a connu une croissance exceptionnelle, La capacité opérationnelle ajoutée a représenté près de 30 GW pour atteindre 70 GW en cette année, En 2012 la capacité installée a dépassé le seuil de 3,7 GW, où la capacité mondiale est d'environ de 100 GW. [25]

Dans les dix dernières années, la capacité installée cumulée a augmenté à un taux moyen de 49% par année. En 2013, environ 39 GW de nouvelles capacités de PV ont été installées dans environ 30 pays portant la capacité mondiale totale de 139 GW. [37]

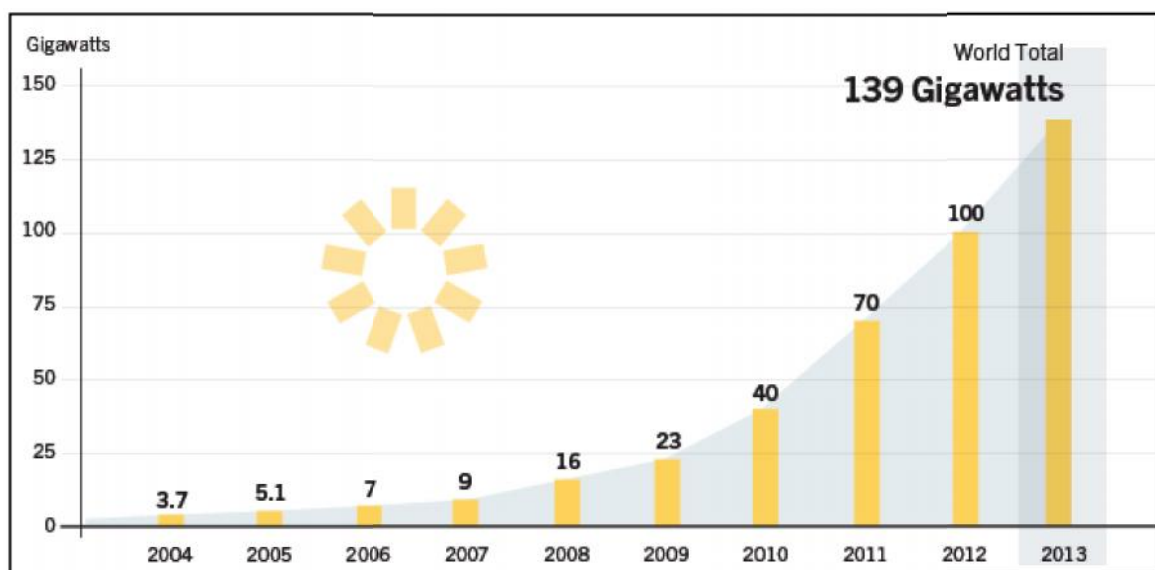


Figure (III-15) : Capacité globale des PV dans le monde. [26]

III-4-5-2-Evolution des coûts

De 2008 à 2012, les prix des modules photovoltaïques ont été divisés par cinq, et les prix des systèmes PV sont divisés par trois dans les marchés matures comme l'Italie. En 2013 et 2014, les prix des modules plus ou moins stabilisés.

Les coûts des systèmes photovoltaïques ont considérablement diminué au cours des six dernières années dans plusieurs marchés. En Italie, les prix des composants non-module de systèmes photovoltaïques ont considérablement diminué. Dans d'autres pays, notamment aux États-Unis, les réductions ont été beaucoup plus petites, et la baisse des coûts de module a été le principal moteur de la baisse des coûts du système jusqu'en 2012.

En 2013, les systèmes photovoltaïques ont coûté moins de 1,50 USD / W, sachant qu'il ya une différence de coût de l'investissement entre les systèmes photovoltaïques inclinés-fixe et des systèmes de suivi du soleil d'un axe. Au Japon, les coûts des systèmes PV résidentiels ont chuté de 5,9 USD / W en 2012 à USD 4,64 / W en 2013 - une réduction de 21%. [37]

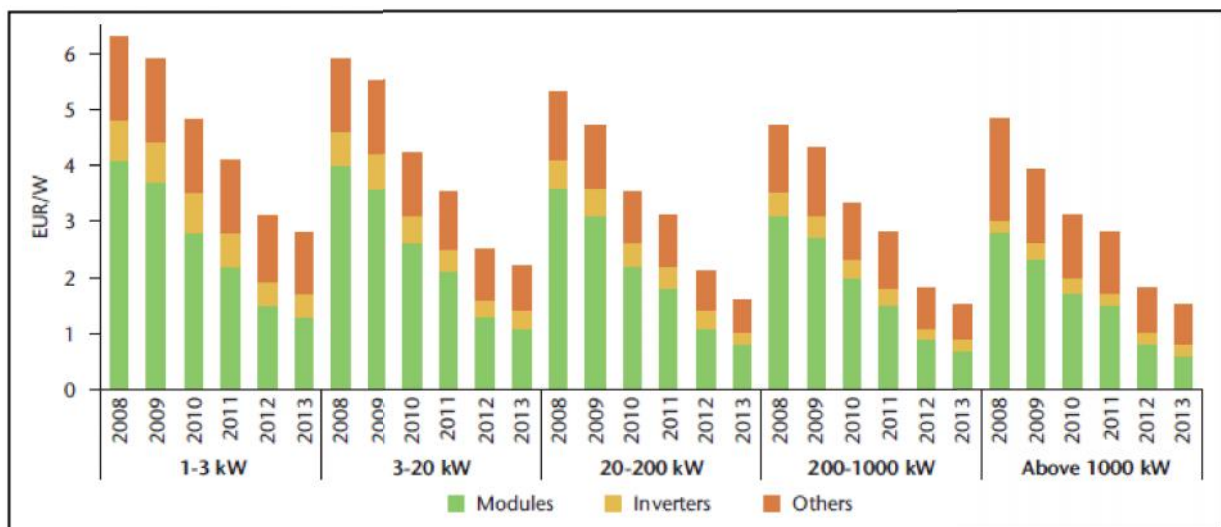


Figure (III-16) : évolution des prix du système PV en Italie (2008-2013). [37]

III-4-6-Perspectives

III-4-6-1-Perspectives des capacités

Selon l'analyse détaillée de tous les principaux marchés photovoltaïques, le rapport sur le marché des EnR de l'AIE à moyen terme (AIE 2014) estime de façon conservatrice que la capacité photovoltaïque installée cumulée dépassera probablement 400 GW dans le monde d'ici 2020. La Chine, qui a récemment adopté un objectif de 70 GW d'ici 2017, conduira le

monde, avec plus de 110 GW. Japon et l'Allemagne atteindront environ 50 GW, suivie par les États-Unis à plus de 40 GW. [37]

III-4-6-2-Perspectives des coûts

Comme les marchés locaux se développent, les coûts du système sont susceptibles de converger vers des valeurs les plus faibles courantes, les coûts seront encore baissés.

USD/MWh	2013	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Minimum	119	96	71	56	48	45	42	40
Moyen	177	133	96	81	72	68	59	56
Maximum	318	250	180	139	119	109	104	97

Tableau (III-2) : prévisions des coûts des PV. [37]

III-5- La géothermie

La géothermie, du grec géo (la terre) et thermos (la chaleur) est un mot qui désigne à la fois la science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre, et la technologie qui vise à l'exploiter. Par extension, la géothermie désigne aussi parfois l'énergie géothermique issue de l'énergie de la terre qui est convertie en chaleur.

III-5-1-Principes de fonctionnement d'une centrale géothermique

Pour capter l'énergie géothermique, on fait circuler un fluide dans les profondeurs de la terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe d'eau chaude captive naturelle, ou de l'eau injectée sous pression pour fracturer une roche chaude et imperméable. Dans les deux cas, le fluide se réchauffe et remonte chargé de calories (énergie thermique). Ces calories sont utilisées directement ou converties partiellement en électricité.

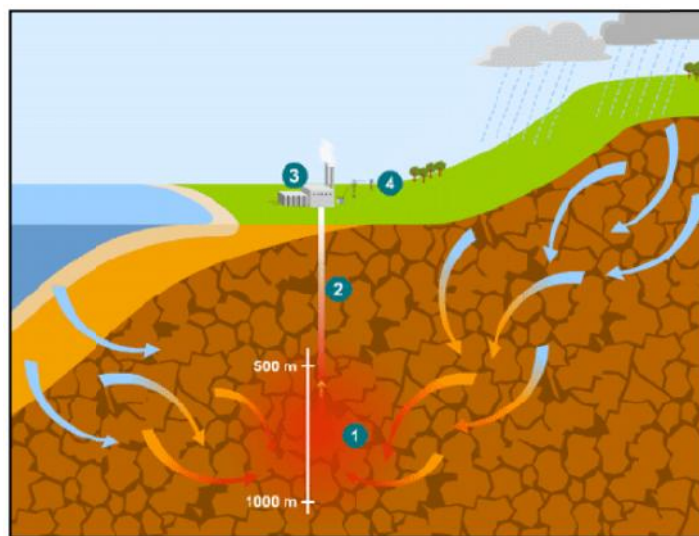


Figure (III-17) : Les différentes étapes de production d'électricité.



➤ L'infiltration d'eau (1) :

De l'eau de pluie ou de mer s'infiltré dans les fractures de la croûte terrestre pour constituer un réservoir dans le sous-sol, appelé nappe aquifère, à haute température, de 150 à 350° C.

➤ Le pompage de l'eau (2):

Grâce à un forage dans le sous-sol, l'eau chaude est pompée jusqu'à la surface. Pendant sa remontée, elle perd de sa pression et se transforme en vapeur.

➤ La production d'électricité (3) :

La pression de cette vapeur fait tourner une turbine qui fait à son tour fonctionné un alternateur. Grâce à l'énergie fournie par la turbine, l'alternateur produit un courant électrique alternatif.

➤ L'adaptation de la tension (4) :

Un transformateur élève la tension du courant électrique produit par l'alternateur pour qu'il puisse être plus facilement transporté dans les lignes à haute tension.

III-5-2-1Etat de l'art

Tout au long de l'histoire des civilisations, la pratique des bains thermaux s'est multipliée depuis un siècle, les exploitations industrielles sont développées pour la production d'électricité et le chauffage urbain. C'est en Italie, à Larderello, que la géothermie produit de l'électricité pour la première fois au monde, en 1904. Le premier réseau moderne de chauffage par géothermie a été installé en 1930 à Reykjavik en Islande. La production mondiale d'électricité géothermique na pas devenu significative qu'à partir des années 1970, poussée par les crises pétrolières. [38]

La puissance électrique installée dans le monde est ainsi passée de 400 MW en 1960 à 8 000 MW à la fin du siècle.

La géothermie a donné naissance à deux filières qui se distinguent par des technologies et des applications différentes :

- la production de chaleur pour la basse et très basse température.
- la production de l'électricité pour la haute et moyenne température.

III-5-3-Les différents types de géothermie

III-5-3-1- La géothermie très basse énergie

Elle concerne les températures inférieures à 30°C, température très basse qui peut cependant, être utilisée pour le chauffage et la climatisation.

III-5-3-2-La géothermie basse énergie

Appelée également basse température ou basse enthalpie, elle consiste en l'extraction d'une eau à moins de 90 degrés dans des gisements situés entre 1 500 et 2 500 mètres de profondeur.

III-5-3-3-La géothermie moyenne énergie

La géothermie de moyenne température ou moyenne enthalpie se présente sous forme d'eau chaude ou de vapeur humide à une température comprise entre 90 et 150°C. Elle se retrouve dans les zones propices à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m.

III-5-3-4- La géothermie haute énergie

La géothermie haute enthalpie ou haute température concerne les fluides qui atteignent des températures supérieures à 150°C. Les réservoirs, généralement localisés entre 1 500 et 3 000 mètres de profondeur, se situent dans des zones de gradient géothermal anormalement élevé.

La géothermie utilisée pour la production d'électricité est la géothermie de moyenne et haute température, où la géothermie de moyenne température a une température comprise entre 90 et 150°C et la source géothermique la plus chaude en Algérie est celle de hammam Meskhoutine (96°C), donc la production d'électricité à partir de la géothermie est très limitée.

III-6- La biomasse

Dans le domaine de l'énergie, et plus particulièrement des bioénergies, le terme de **biomasse** désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale (algues incluses), animale ou fongique (champignons) pouvant devenir source d'énergie par combustion.

III-6-1-Catégories de la biomasse

Il existe différents types de biomasse qui peut être utilisés comme source d'énergie. Bien qu'il existe de nombreuses classifications :

➤ La biomasse naturelle

Elle est produite dans la nature sans aucune intervention humaine. Son problème est sa gestion d'acquisition ainsi que son transport vers les endroits ciblés. Cela peut avoir pour conséquence de rendre son exploitation économiquement impossible.

➤ Les déchets résiduels (Secs et humides)

Il s'agit des déchets générés par les activités de l'agriculture (ligneuses et herbacées) et de l'élevage, des forêts des industries agroalimentaires et du bios, ainsi que toutes celle



pouvant être utilisées et considérées comme sous- produits. A titre d'exemple nous pouvons considérer la sciure de bois, les coquilles d'amandes, les noyaux d'olives, l'élagage fruitier, etc. On appelle biomasse résiduelle humide les déchets dits biodégradables, c'est-à-dire les eaux usées urbaines et industrielles ainsi que les déchets d'élevage (principalement les purines).

Les cultures énergétiques

Celles-ci sont produites pour seul objectif de produire de la biomasse transformable en combustible. À savoir :

- Les cultures déjà existantes telles que les céréales, les oléagineux, les betteraves
- Les forêts ligno cellulosiques (peupliers, saules, ect)

III-6-2-Les étapes de production d'électricités

➤ La combustion (1)

La biomasse est brûlée dans une chambre de combustion.

➤ La production de vapeur (2)

En brûlant, la biomasse dégage de la chaleur qui va chauffer de l'eau dans une chaudière. L'eau se transforme en vapeur, envoyée sous pression vers des turbines.

➤ La production d'électricité (3)

La vapeur fait tourner une turbine qui fait à son tour fonctionner un alternateur. Grâce à l'énergie fournie par la turbine, l'alternateur produit un courant électrique alternatif. Un transformateur élève la tension du courant électrique produit par l'alternateur pour qu'il puisse être plus facilement transporté dans les lignes à moyenne et haute tension.

III-7-Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présenter les différentes technologies EnR, d'analyser l'évolution des marchés de point de vue capacités et coûts et surtout de faire des prévisions sur ces évolutions ce qui nous permettront d'argumenter les filières à privilégier.

IV-1-Introduction

Dans ce présent chapitre, une définition ainsi qu'une analyse des 3 scénarios proposés seront présentées. Pour chaque scénario un calcul du productible de chaque filière (solaire et éolienne) a été simulé et étudié. Une analyse des résultats nous permettra de conclure avec la faisabilité technique du scénario sur les trois critères (potentiel, superficies et satisfaction de la demande). Pour cela, le territoire interconnecté a été décomposé en six zones (régions).

L'Algérie se répartit en trois grandes zones : la première, au nord, borde la Méditerranée et a une largeur de 50 à 100 km de l'ouest à l'est ; la seconde, d'une largeur de 200 à 300 km, entre l'Atlas tellien et l'Atlas saharien, comprend les hautes plaines constantinoises et les zones steppiques de l'ouest ; la troisième zone est le Sahara qui couvre les quatre cinquièmes du territoire. Dans notre cas, le balayage du haut du pays a concerné le nord, en évitant les wilayas du littoral, jusqu'à une profondeur d'environ 500 à 600 km vers le sud pour atteindre les wilayas de Ghardaïa et Bechar qui sont interconnectées au réseau électrique national.

Les six régions définies sont :

- **Région N° 1** (Nord Ouest) englobant les wilayas de :

Tlemcen, Sidi bel abbés, Saida, Tiaret, Mascara, Tissemsilt, Ain defla, Oran, Relizane.

- **Région N°2** (Nord Centre) englobant les wilayas de :

Djelfa, Média, Béjaia, Bouira, M'sila.

- **Région N°3** (Nord Est) englobant les wilayas de :

Biskra, Khenchela, Batna, Sétif, Mila, Tbessa, El Taref, Souk Ahras, Oum Bouaghi.

- **Région N°4** (Hauts plateaux /tell Ouest) englobant les wilayas de :

Naama, El Bayadh, Béchar.

- **Région N°5** (Hauts plateaux /tell Centre) englobant les wilayas de :

Laghouat, Ghardaia.

- **Région N°6** (Hauts plateaux /tell Est) englobant les wilayas de :

El Oued, Ouargla.

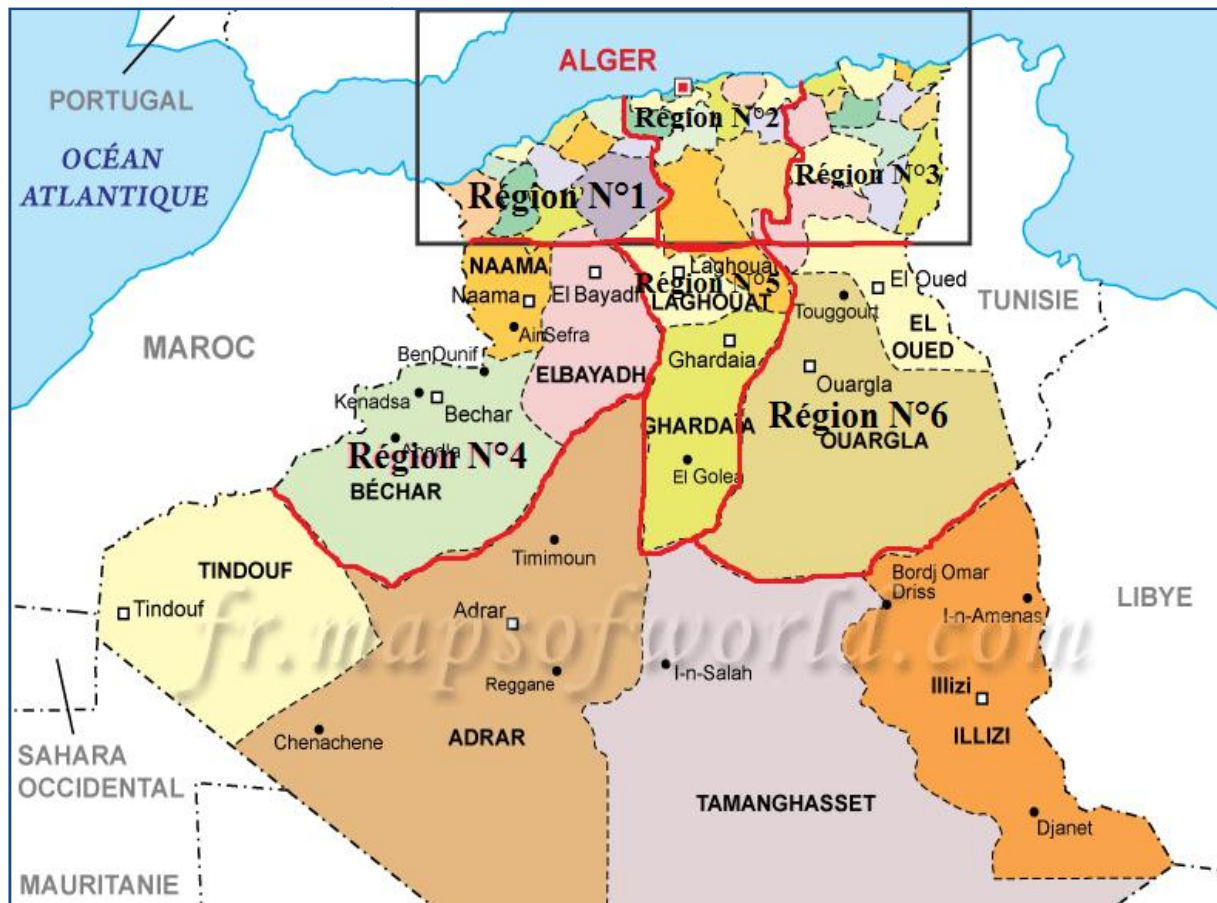


Figure (IV-1) : délimitation des zones de l'étude.

VI-2-Vérification de la disponibilité des sites

Pour chaque wilaya appartenant à chaque région définie, une vérification des superficies disponibles a été effectuée en définissant les espaces occupés pour :

- Utilisation et utilité agricole.
- Couverture forestière.
- Occupation urbaine.
- Occupation et réservation zones industrielles ou d'activités.

Ce balayage a été effectué pour dégager les superficies disponibles et s'assurer de la disponibilité des terrains. La vérification des espaces libres a été réalisée en considérant les données du Ministère de l'intérieur et des collectivités locales.

La bande du littoral n'a pas été concernée par le balayage à cause de la rareté des terrains disponibles et de la préférence de l'utilisation de ces espaces pour d'autres vocations (tourisme ...).

Le tableau ci après présente les superficies libres au niveau de chaque région:



Régions	Région N°1	Région N°2	Région N°3	Région N°4	Région N°5	Région N°6
Surface total (Km ²)	6 922 4	10 170 6	8 775 6	27 102 0	11 116 2	26 655 3
Surface agricole (Km ²)	3 603 3	1 312 6	2 590 5	15 019 8	21 7	136 4
Surface forestière (Km ²)	881 5	497 7	275 7			
Surface industrielle (Km ²)	8	9	20	1	406	3
Surface urbaine (Km ²)	1 126 7	3 169 0	1775 5	1 205 3	741 0	1 059 9
zone activité / autre (Km ²)	33 0	2 200 1	283 9	1	1 349 2	0,60
superficies libres (Km ²)	1 204 4	2 990 1	3 847 7	10 876 5	8 963 5	25 458 6

Tableau (IV-1) : Les superficies des régions.

IV-3-Vérification du potentiel solaire et éolien

Les six régions ont fait l'objet d'une vérification du potentiel (**DNI, GHI, Vitesse du vent**) en utilisant l'application disponible sur le web Solar Med Atlas ainsi que la carte de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 50 m du sol. (L. Aïche-Hamane, « Contribution à l'élaboration de la carte du gisement énergétique éolien de l'Algérie », Mémoire de magister, institut de mécanique, université Saad Dahleb de Blida, 2003).

L'Atlas Solaire pour la Méditerranée est un portail des données GHI et DNI pour les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée. Il fournit des données de haute résolution, et une couverture à long terme (20 ans) sur les ressources disponibles pour la région couvrant les pays : Syrie, Jordanie, Liban, Egypte, Libye, Tunisie, Algérie, Maroc, l'Autorité Nationale Palestinienne, la Mauritanie et la Turquie.

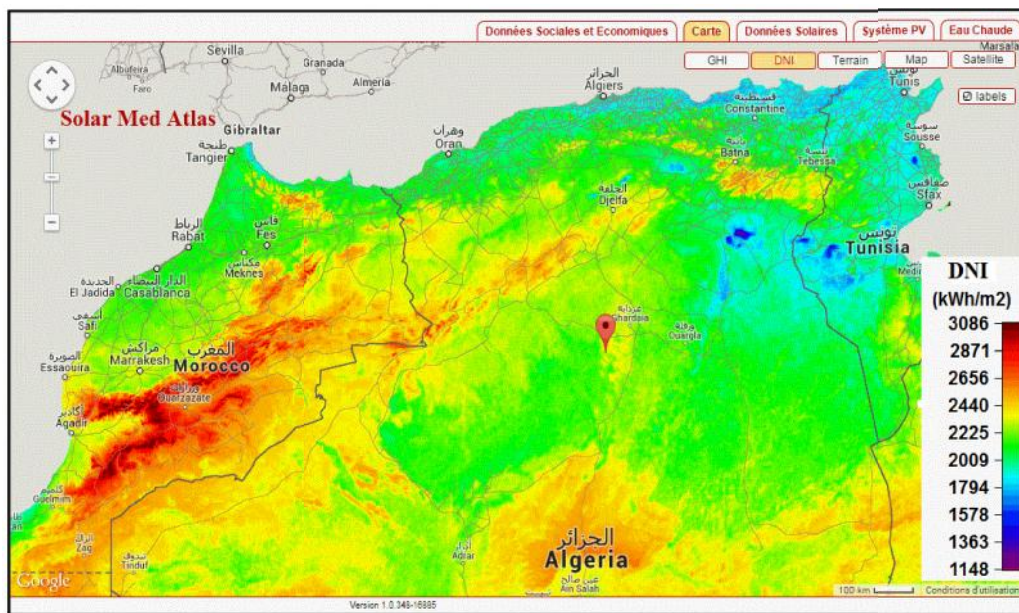


Figure (IV-2) : La variation de DNI en Algérie.

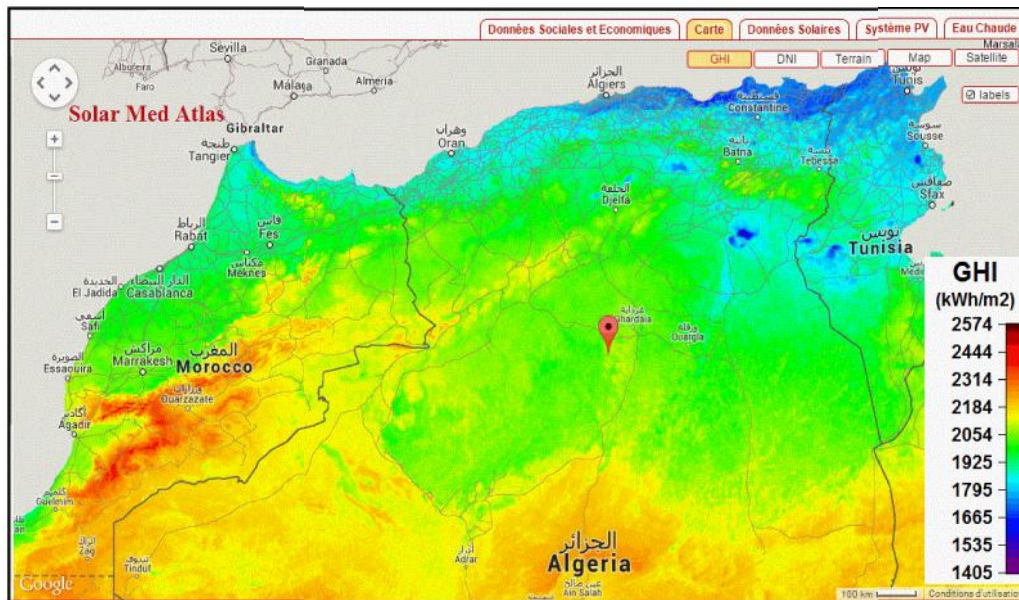


Figure (IV-3) : La variation de GHI en Algérie.

Les résultats obtenus ont donné pour les six régions les potentiels suivants :

Régions	Région N°1	Région N°2	Région N°3	Région N°4	Région N°5	Région N°6
DNI (KWh/m2/an)	2000-2400	1800-2500	1600-2500	2000-2600	2000-2400	1580-2100
GHI (KWh/m2/an)	1800-2100	1600-2100	1550-2100	2000-2300	2000-2100	1600-2100
Vitesse du vent (m/s)	3-6	3-6	3-8	4-8	4-6	4-6

Tableau (IV-2) : Les potentiels des six régions.

IV-4- Répartition des capacités à installer par technologie et région

Nous avons pu voir dans les paragraphes précédents que les espaces libres sont disponibles. Si on considère 2 Ha de surface nécessaire par MW installé pour la filière CSP, 3 Ha pour la filière PV et 4 Ha pour l'éolien. Nous pouvons installer environ 15000 MW de CSP dans la région dotée d'un espace libre le plus faible (Nord Ouest), en utilisant seulement 1/40 de l'espace disponible.

Ces espaces libres sont répartis comme suit par région :

Régions	Région 1	Région 2	Région 3	Région 4	Région 5	Région 6
Superficies libres (Km ²)	1 204 4	2 990 1	3 847 7	10 876 5	89635	25 458 6

Tableau (IV-3) : Les superficies libres des six régions.

Concernant le potentiel

Pour la vitesse du vent, le potentiel est plus disponible dans les hauts plateaux et les régions steppiques où nous atteignons des vitesses d'environ 6 à 7 m/s à 50 m de hauteur en allant de l'est vers l'ouest, comme il existe aussi des microsites où la vitesse du vent dépasse les 7 m/s tels que Bejaia, Annaba, Tiaret, El kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud.

Les espaces étant disponibles sur l'ensemble des régions balayées, les capacités à installer par région ont été déterminées sur la seule base du potentiel EnR existant. Cependant et compte tenu de l'existence d'un potentiel vent important dans la région de l'Oranie, un parc éolien d'une capacité de 100MW a été considéré.

NB :

Il est bien évident que pour la sélection et l'évaluation des sites à réserver pour l'installation des capacités, l'ensemble des critères favorisant ou éliminant le choix d'un site sont à prendre en considération, pour aller vers les endroits les plus techniquement et économiquement viables. Dans notre cas, il s'agit juste de s'assurer d'une façon globale de la dépendance des sites et du potentiel.

A la lumière de ce qui a été présenté plus haut, la répartition des capacités EnR par région et par niveau de puissance est donnée dans le tableau qui suit ; par contre les sites de chaque région sont donnés dans l'annexe.

Capacités par région et par filière EnR (MW)							
		Région 1	Région 2	Région 3	Région 4	Région 5	Région 6
Scénario 1	CSP	300	300	400	400	300	300
	PV	2200	1600	3400	3000	1980	1400
	éolien	460	720	720	1440	950	720
Scénario 2	CSP	800	700	900	1800	1000	900
	PV	2200	1920	3400	2080	2800	1800
	éolien	460	720	720	1872	1130	720
Scénario 3	CSP	1600	700	1500	4500	3500	1500
	PV	4400	4800	6800	8400	5600	3000
	éolien	460	720	720	4320	3600	2880

Tableau (IV- 4) : Capacités installées par région.

IV-5- Présentation des outils de travail

IV-5-1-Présentation du logiciel METEONORM

METEONORM est un recueil complet de données météorologiques «Base de données météorologiques mondiale », Il contient également des algorithmes permettant de créer à partir des valeurs mesurées des fichiers météo depuis n'importe quel endroit sur le globe. Ce logiciel s'adresse aux ingénieurs, architectes, enseignants, concepteurs et toute personne qui s'intéresse à l'énergie solaire et à la climatologie.

Les données de mesure peuvent habituellement être uniquement utilisées dans le voisinage d'une station météorologique. Elles doivent également être interpolées entre les différentes stations. Les modèles d'interpolation élaborés à partir du module METEONORM permettent un calcul fiable du rayonnement solaire, de la température et des paramètres supplémentaires pour n'importe quel site dans le monde. A partir des valeurs mensuelles (données de la station, les données interpolées ou données importées), le module METEONORM calcule les valeurs horaires de tous les paramètres en utilisant un modèle stochastique.

36 formats d'exportation prédéfinis sont disponibles. Ils couvrent la plupart des logiciels de simulation mis en place dans les applications de l'énergie solaire et la conception des bâtiments, tous les formats d'exportation sont disponibles pour toutes les heures, ainsi que les valeurs mensuelles.

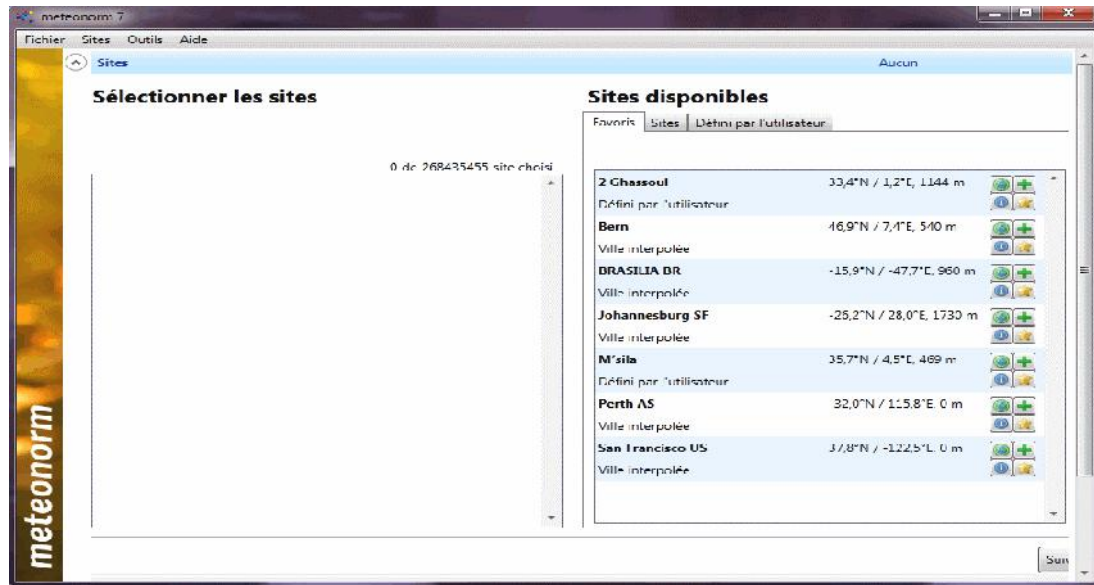


Figure (IV-4) : L'interface du tableur de Meteonorm.

IV-5-2-Présentation du logiciel SAM

'System Advistor Model', « SAM », est un logiciel qui réalise l'analyse du coût et des performances ainsi que la détermination du productible des centrales. Il a été conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables. Le logiciel a été développé par laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL' en collaboration avec le laboratoire Américain SANDIA, et en partenariat avec le Programme des technologies énergétiques Solaire (SETP) du ministère de l'énergie Américaine (DOE). SAM fait des prédictions de performance pour les réseaux électriques solaires domestiques, les éoliennes, et des systèmes d'énergie géothermique. [40]

La méthodologie adoptée par le logiciel SAM pour simuler les performances énergétiques d'un système est comme suit :

- Choix de la technologie à étudier.
- Introduction des données techniques, géographiques et financières.
- Simulation.
- Prédiction sur les performances.

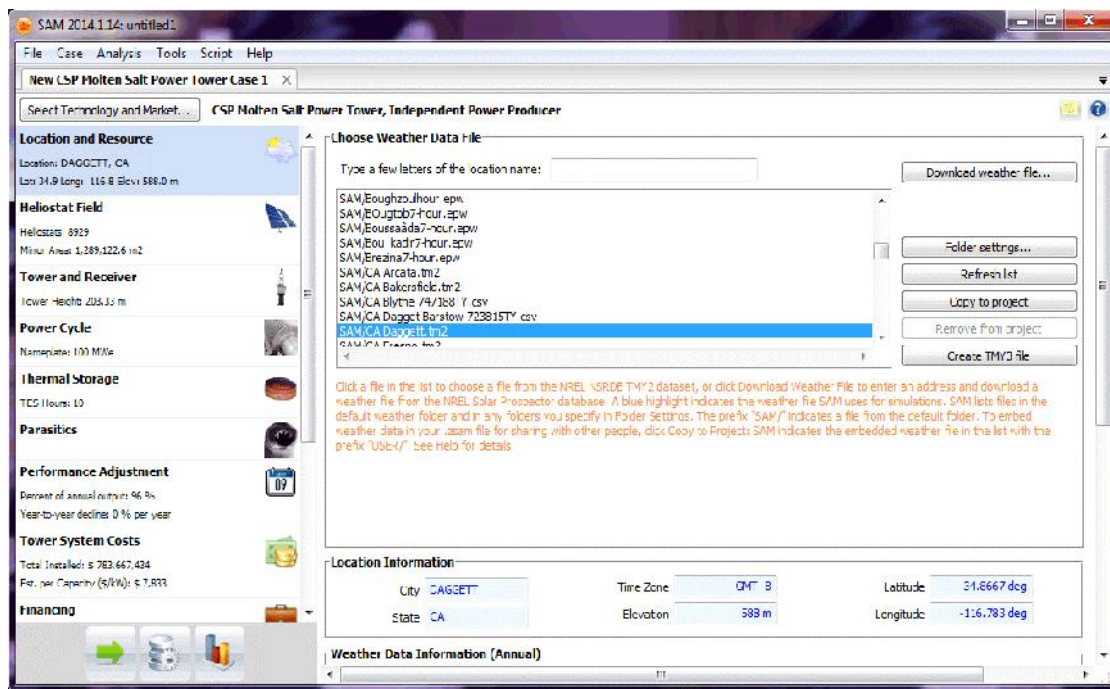


Figure (IV-5) : L’interface d’optimisation de la centrale.

A l’aide du logiciel « METEONORM », on a créé le fichier météo de chaque site avec le format d'exportation epw « Energy plus », ce fichier a été utilisé dans logiciel « SAM » pour déterminer l’énergie produite par chaque centrale dans chaque technologie.

Nous tenons bien à préciser que dans l’étude de l’énergie produite par les éoliens nous n’avons pas utilisé une simulation directe sur SAM ainsi que l’équation de la puissance captée par l’éolien (III-2) mais nous avons procédé de la manière suivante :

Premièrement, Nous avons appliqué la formule « $V_2 = V_1 * \ln \left(\frac{h_2}{z_0} \right) / \ln \left(\frac{h_1}{z_0} \right)$ »

avec $z_0=0,2$ pour calculer les vitesses du vent à 80 m de hauteur (h_2) à partir des vitesses du vent à 10 m de hauteur (h_1).

Deuxièmement un lissage de la courbe de puissance qui caractérise l’éolien de type « Vistas V90-1.8 » entre 3 m/s et 12 m/s, à partir des points obtenus nous avons formulé l’équation permettant de calculer le productible à partir de la vitesse (V_2).

L’équation :

$$P_{Captés} = -0,778 V_2^4 + 20,00 V_2^3 - 160,2 V_2^2 + 615,9 V_2 - 922,6$$

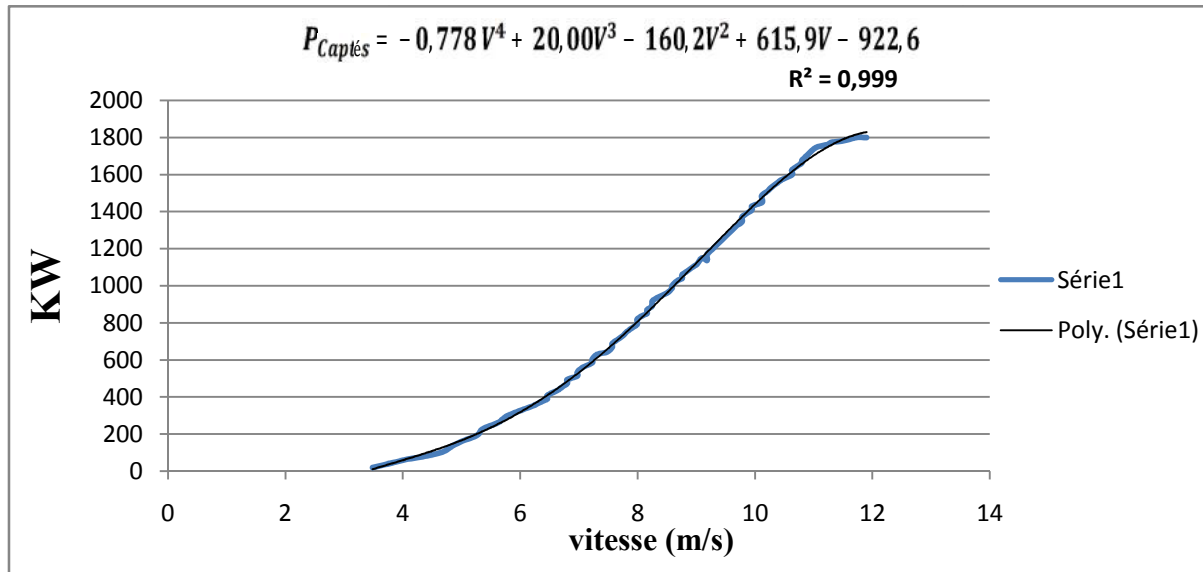


Figure (IV-6) : Courbe de puissance de l'éolienne Vistas V90-1.8.

IV-6- Présentation des centrales considérées dans l'étude

IV-6-1-La filière technologique solaire thermique

Pour les besoins de simulation du productible, on a considéré une CSP à tour de 100 MW avec sels fondus comme fluide caloporteur et pour le stockage. Le potentiel et les données météorologiques pour chaque site ont été tirés du Système Meteonorm.

Les caractéristiques techniques de la centrale qui sont représentées sur le tableau qui suit :

Champ d'héliostats	Nombre d'héliostats	8929
	Surface d'héliostat	144 m²
	Réfectivité du miroir	97 %
	Les erreurs de poursuite	0,002 rad
	Rendement solaire	87 %
Le récepteur du type externe	La longueur de récepteur	20,41 m
	Diamètre du récepteur	17,67 m
	Nombre des panneaux	20
Le bloc puissance	Température d'entrée	574°C
	Température de sortie	290°C
	Rendement du bloc	41,2%
La tour	La hauteur de la tour	203 m
Stockage d'énergie thermique(TSE)	Nombre d'heures	6 heures
	Type de stockage	2 Réservoirs
	Fluide de stockage	Sel fondu

Tableau (IV-5) : Caractéristique de la centrale à tour.

IV-6-2-La filière technologique solaire Photovoltaïque

La centrale considérée pour la simulation dans ce cas est une centrale de 20 MW, avec des panneaux de marque Sun Power : de type SPR-305-WHT-U dont les caractéristiques techniques sont

spécification	
cellule	Silicium mono cristallin
Nombre de cellules et de connections	96
Tension maximale du système	DC 600V
Puissance nominale	305,226 W
Dimensions	1m x 1,621 m
Caractéristique électro-optiques	
Tension a circuit ouvert	64,2 V
Courant de court circuit	5,96 A
Rendement du module	18,71 %
Autres	
Coefficient de température	-1,178 W/°C

Tableau (IV-6) : Caractéristique de la centrale photovoltaïque.

IV-6-3- La filière éolienne

L'éolienne prise en considération dans les simulations est de type Vistas V90-1.8. Pour cette filière, On a utilisé des parcs éoliens de 180 MW, chaque éolienne est définie par :

Type	Vestas
Diamètre du rotor	90 m
Hauteur	80 m
Vitesse vent (démarrage)	3 m/s
Vitesse de vent max	25 m/s
Puissance	1800 kW à 12.5 m/s

Tableau (IV-7) : Les caractéristiques de l'éolienne.

IV-7- Simulation des scénarios

IV-7-1-Scénario N°1

Ce scénario représente le programme national de développement des énergies renouvelable (une part de renouvelable de 27% dans le bilan national de production d'électricité) qui consiste au développement du photovoltaïque à grande échelle, l'éolien et le solaire thermique à petite échelle.

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

Solaire Photovoltaïque	13 575MW
Solaire Thermique	2 000MW
Eolien	5 010MW

Tableau (IV-8) : Répartition des capacités selon les filières

D'après les prévisions qui ont été élaborées dans le deuxième chapitre, la demande à l'horizon 2030 sera de 145,58 TWh. Le but du premier scénario étant juste de simuler la capacité affichée par le programme national (22000 MW) et voir le taux de couverture de la demande dans le programme indicatif, cette simulation a concerné un nombre de sites à haut potentiel auparavant identifiés.

Le productible de chaque capacité installé au niveau de chaque site et durant toute l'année à une échelle horaire a été déterminée à l'aide du logiciel SAM. Les différents résultats seront présentés sous forme graphique et ceci pour chaque semaine de la saison (semaine contenant l'équinoxe ou solstice du mois) ;

➤ **Simulation de la semaine du mois de mars**

La Figure (IV-7) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois de mars (17-23 mars qui coïncide avec le jour de l'équinoxe du printemps). Durant cette période, on a une demande qui atteint les 2503 GWh. Une partie de la demande est assurée par les EnR avec 971 GWh (39% demande). Cette production fluctue selon le potentiel (Solaire et éolien), l'ajustement de la production pour satisfaire la demande est assuré par du fossile avec 1547 GWh.

Il est constaté qu'une grande partie de la demande qui est assurée par les EnR a été couverte par PV ou sa production atteint les 556 GWh en comparant au CSP qui ne produit que 195 GWh et l'éolien qui assure les 218 GWh sachant que durant la nuit, en absence du soleil, on continue de produire avec de l'EnR par moyens de stockage en CSP et par de l'éolien (productible).

La simulation fait ressortir également qu'il y a un excès de production de 14,7 GWh durant les deux derniers jours de la semaine. On remarque que la production du CSP est identique sur tous les jours de la semaine par contre le productible de l'éolien est remarquable durant les trois derniers jours de la semaine.

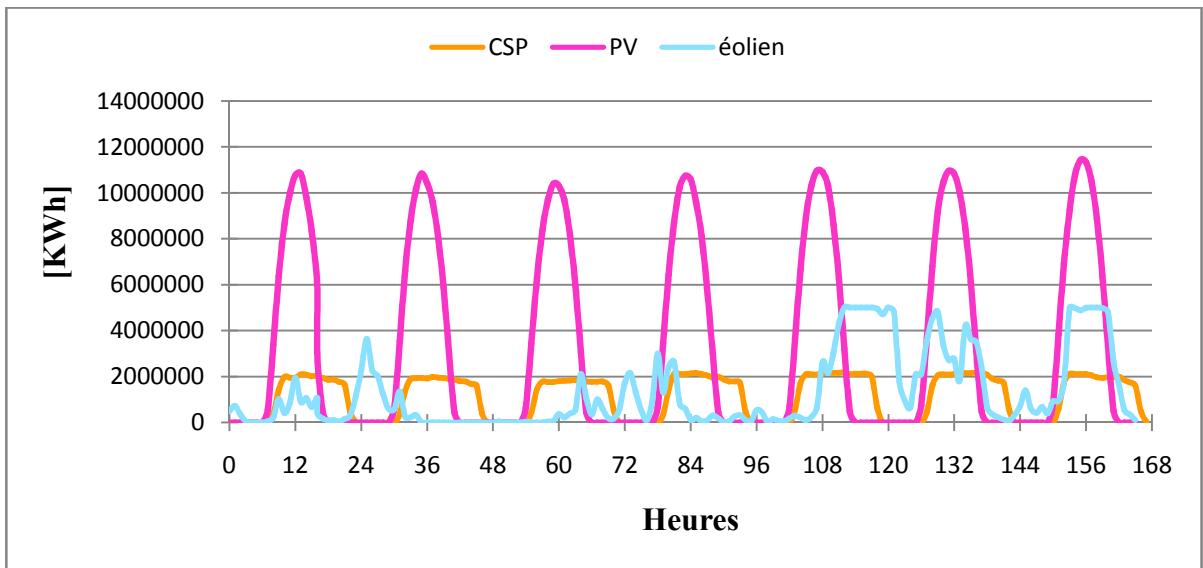
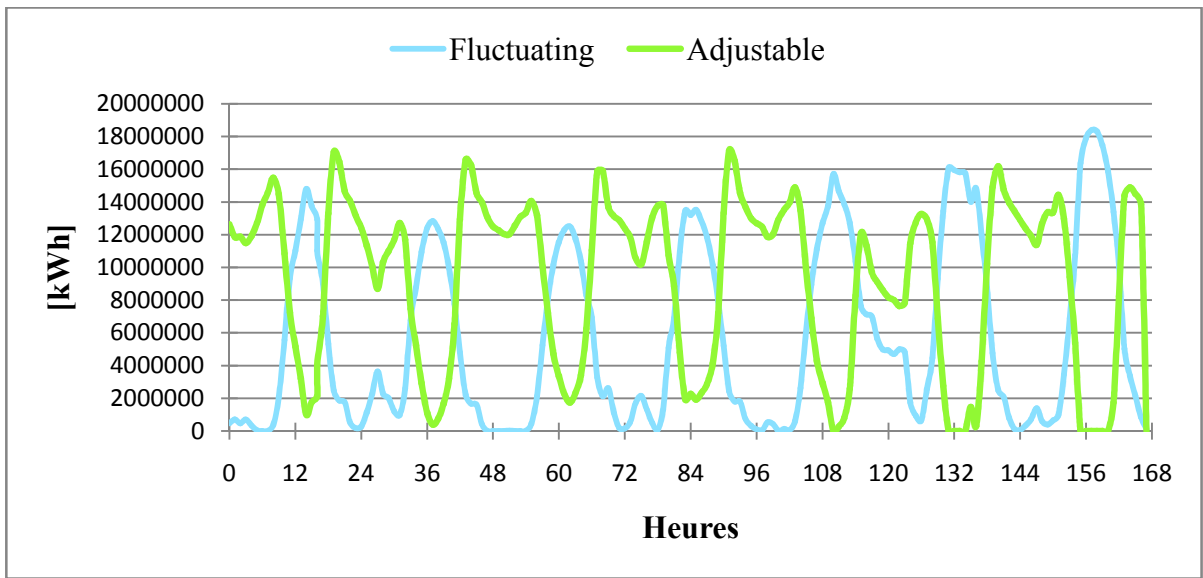
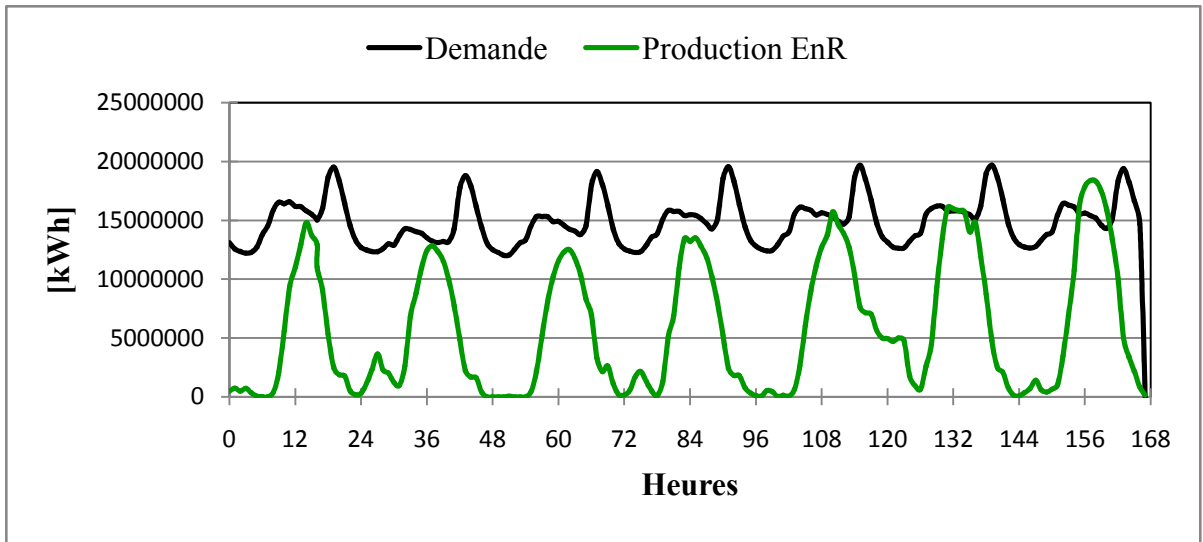


Figure (IV-7) : Simulation de la troisième semaine du mois de mars.

➤ Simulation de la semaine du mois de Juin

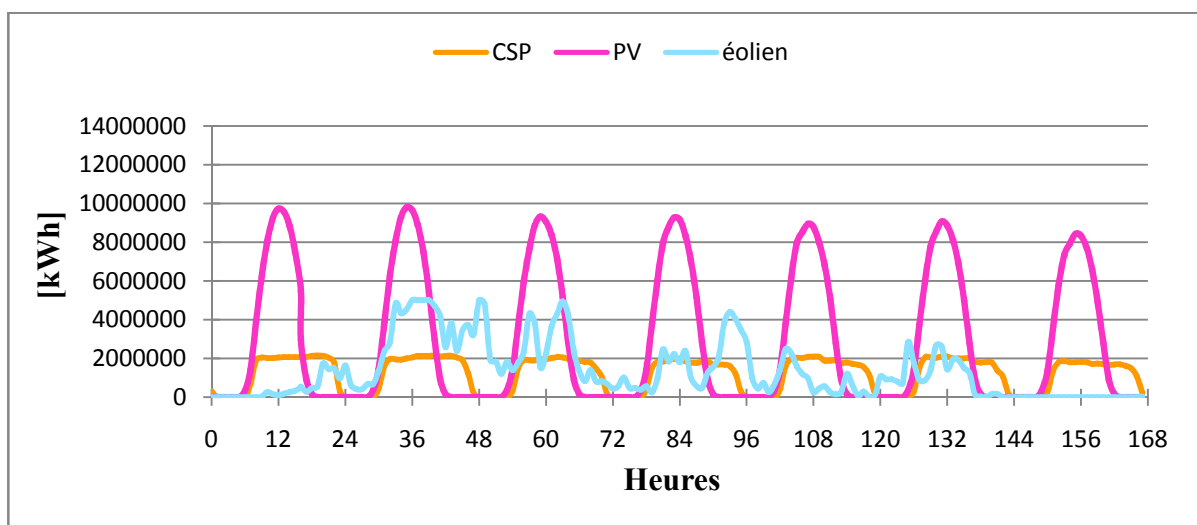
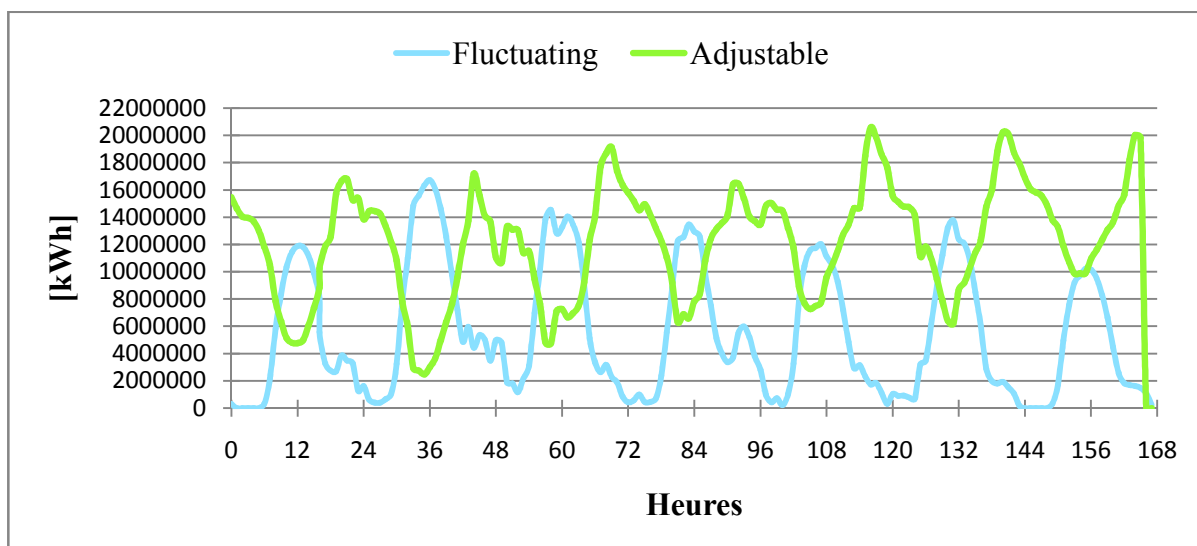
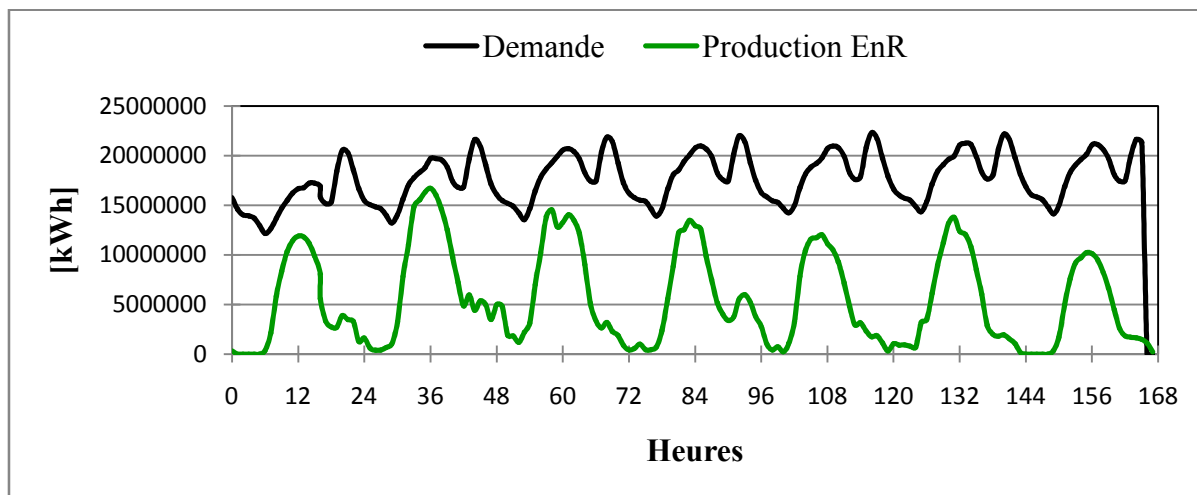


Figure (IV-8) : Simulation de la troisième semaine du mois de juin

La Figure (IV-8) représente la simulation de la production durant la troisième semaine du mois de juin (du 17 au 23 juin qui se croise avec solstice d'été). La demande est généralement plus élevée en la comparant à la situation du printemps, où elle atteint les 2959 GWh avec un léger excès de production renouvelable de 1,3GWh durant la journée du 23 juin (à 23h).

La simulation fait ressortir également la partie de la demande qui est assurée par les EnR (933 GWh), Elle est inférieure à celle du cas du mois de mars malgré que cette période a un potentiel solaire plus élevé, cela est dû à la grande capacité (13575 MW) installé en photovoltaïque qui perd en performances quand la température ambiante augmente ainsi que la diminution du potentiel éolien (vitesse du vent plus faible) en ce mois. L'ajustement de la production pour satisfaire la demande est assuré par le fossile avec 2026GWh. Il est constaté que la partie de la demande qu'assure le PV diminue en la comparant à la situation du printemps, ou sa production ne dépasse pas les 496 GWh par contre celle de CSP augmente avec 15 GWh.

➤ *Simulation de la semaine du mois de Septembre*

La Figure (IV-9) représente la simulation de la production durant la troisième semaine du mois de septembre (du 19 au 25 juin qui coïncide l'équinoxe du printemps). La demande de l'électricité est légèrement inférieure qu'en été, elle est estimée à 2894 GWh. Il est constaté que 881 GWh de la demande est assurée par les EnR (plus de 50% de la production EnR est assurée par le photovoltaïque.) dont 2015 GWh de fossile permet d'ajuster la production pour couvrir la demande.

La simulation fait ressortir identiquement un excès de production du renouvelable estimé à 3 GWh durant les deux dernières heures de cette semaine.

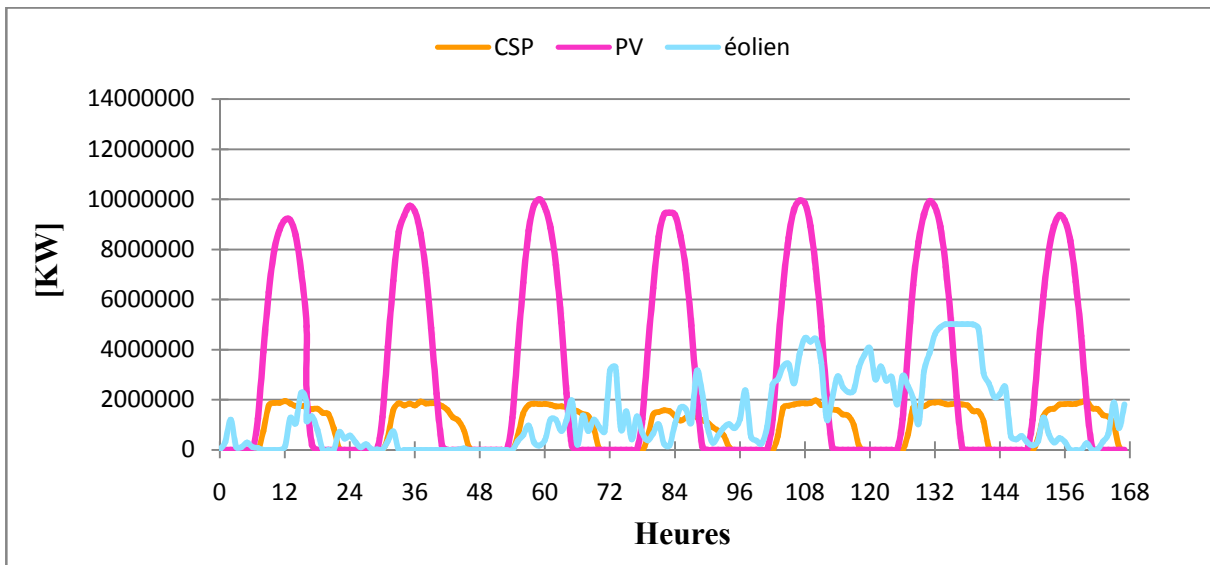
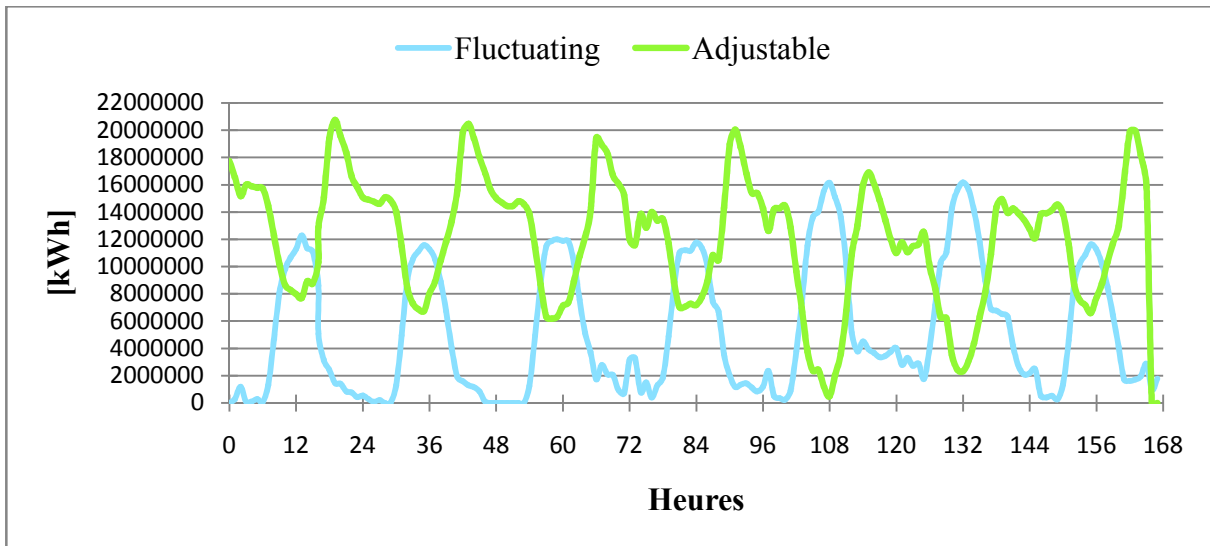
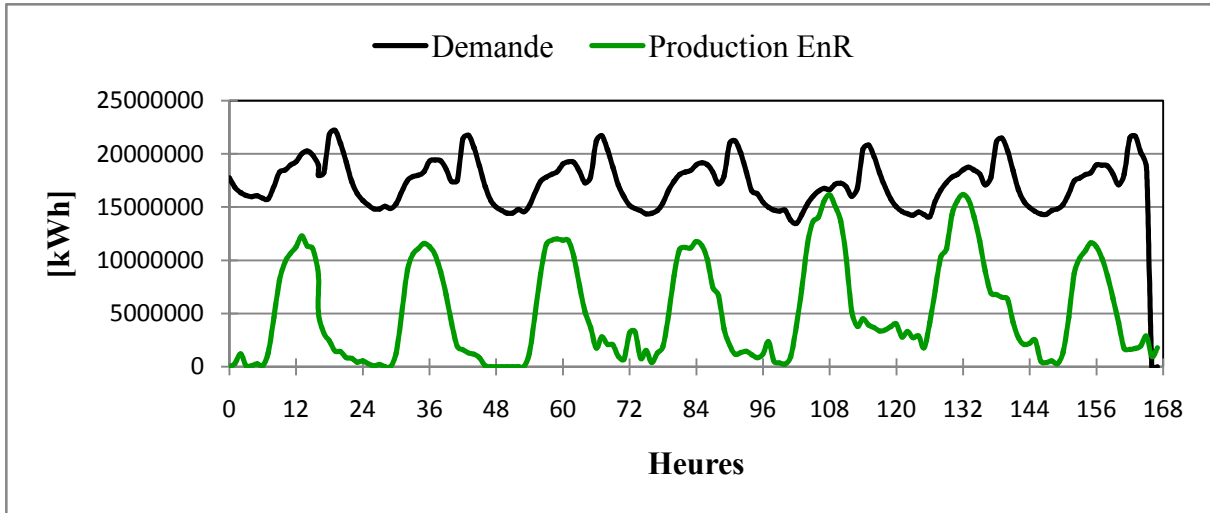


Figure (IV-9) : Simulation de la troisième semaine du mois de septembre.

➤ Simulation d'une semaine du mois de Décembre

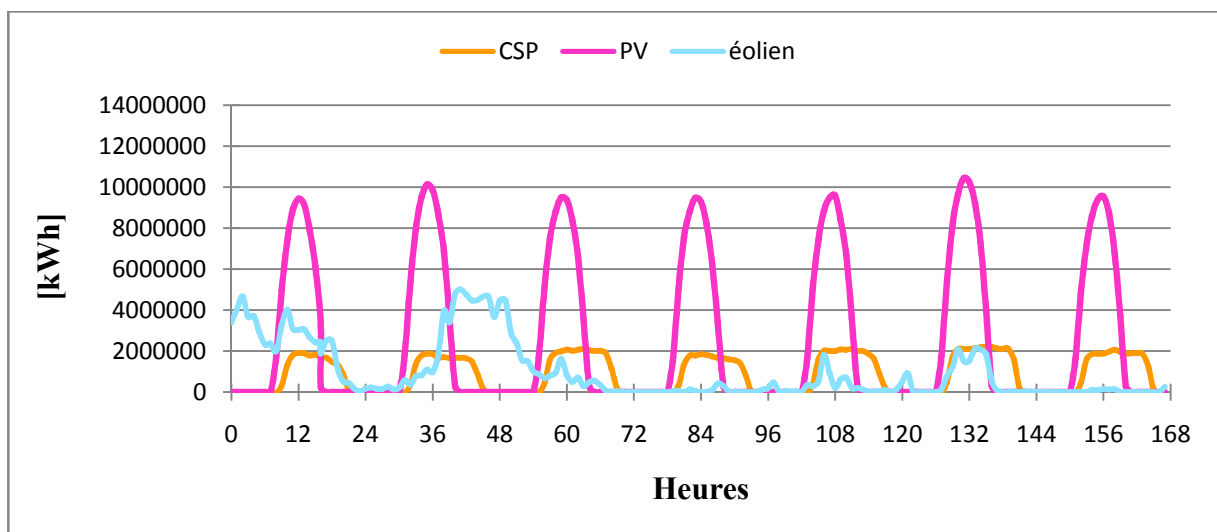
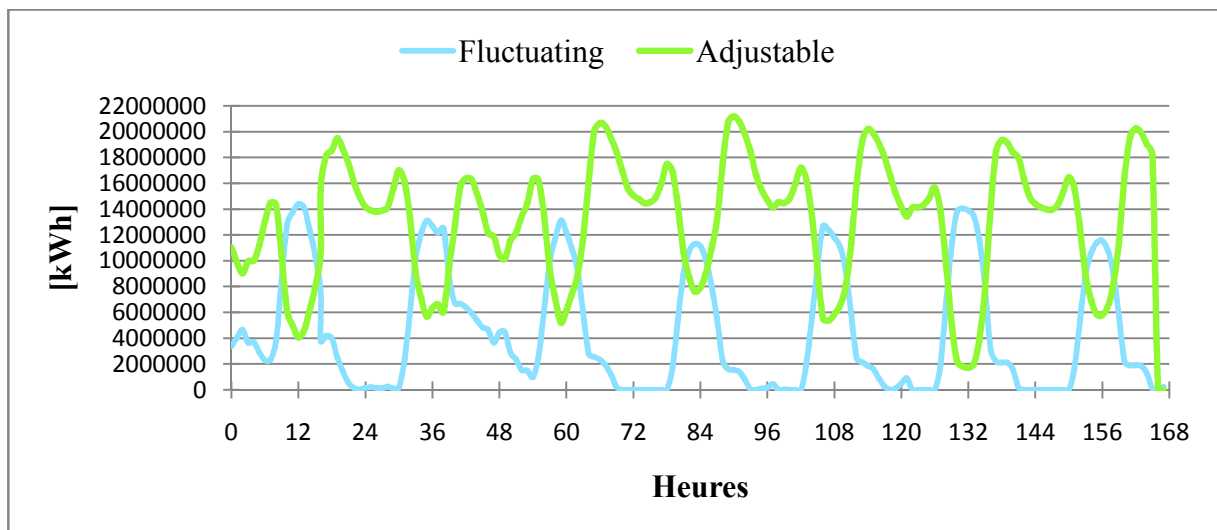
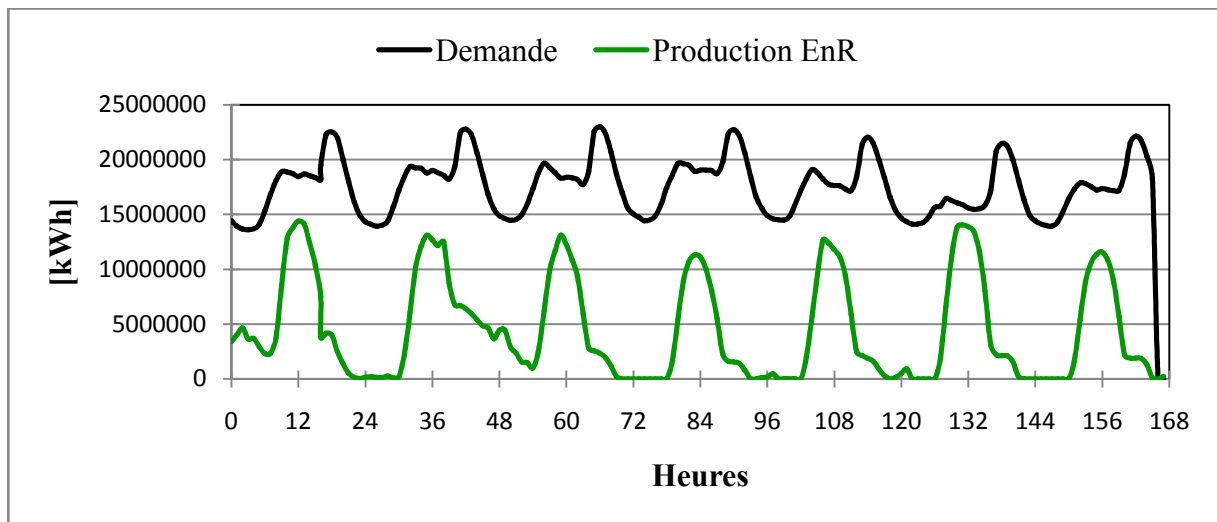


Figure (IV-10) : Simulation de la troisième semaine du mois de décembre.

La Figure (IV-10) représente la simulation de la production durant la troisième semaine du mois de décembre (du 18 au 24 décembre qui coïncide avec solstice d'hivers). La demande d'électricité en hiver est bien comparable à la demande de l'été avec un écart de 19 GWh.

La simulation fait ressortir également qu'une petite partie (25%) de la demande est assurée par les EnR avec 750 GWh. L'ajustement de la production pour satisfaire la demande qui est de 2940GWh et est assuré par du fossile avec 2189 GWh. Il est constaté que durant cette période la production de CSP qui est de 152 GWh ne représente que 5% de la production des EnR. L'excès de production durant cette période est nul.

➤ *Simulation de l'ensemble de l'année 2030*

Durant toute l'année 2030, On a une demande de 145,58 TWh où 48,15 TWh est couverte par les EnR et 97,5 TWh de la demande par le fossile qui servira à ajuster le manque à couvrir par l'énergie variable des EnR.

Donc on peut dire que les 22 000 MW installés dans les sites choisis permettent d'assurer 33% de la demande électrique. La surproduction en renouvelable permettra d'alimenter des capacités de stockage (Pompage/turbinage) à prévoir, compte tenu de son importance durant toute l'année (335 GWh).

De ce fait, les moyens de production fossiles seront moins sollicités. Ce qui permettra d'économiser énormément du fuel notamment le gaz naturel.

IV-7-2-Scénario N°2

Ce scénario représente un programme de développement des énergies renouvelable avec une part de renouvelable de 50 % dans le bilan national de production d'électricité, qui consiste au développement du photovoltaïque et solaire thermique à grande échelle et de l'éolien à petite échelle.

Le but de ce scénario est de déterminer la capacité nécessaire dans chaque filière pour la couverture de la demande, Les 50% de la demande ont assuré par :

- 20% solaire thermique
- 20% solaire photovoltaïque
- 10% éolien

La répartition de la demande par filière technologique présente comme suit :

Solaire Photovoltaïque	29 TWh
Solaire Thermique	29 TWh
Eolien	14,5TWh

Tableau (IV-9) : Répartition de la demande selon les filières

A l'aide de logiciel SAM, on a déterminé la capacité nécessaire de chaque filière pour la couverture de la demande.

D'après la répartition des demandes qui a été présentée dans le tableau (IV-9), on peut ainsi déterminer le niveau de production et par conséquent, les capacités à planifier sous forme d'un programme EnR viable, nous permettant d'atteindre à l'horizon 2030 une part de renouvelable de près de 50% dans le bilan de production d'électricité. La répartition par filière de ces capacités est :

- Solaire photovoltaïque: **14 200 MW**
- Solaire thermique: **6 100 MW**
- Éolien: **5 620 MW**

En total, la capacité des EnR à installer à l'horizon 2030 pour atteindre 50 % de la production totale est 25 920 MW. Il est à constater que pour passer d'un niveau de 27% de pénétration des EnR à 50 % de pénétration, on aura besoin de 12 000 MW, nos simulations donnent juste 14 000 MW pour la production de 27%.

➤ **Simulation d'une semaine du mois de mars**

La Figure (IV-11) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois de mars (du 17 au 23 mars qui contient l'équinoxe du printemps de mars).

Pour la même période et la même demande (2503 GWh) de scénario N°1. Une grande partie de la demande est assurée par les EnR avec 1453 GWh (58 % demande). L'ajustement de la production pour couvrir la demande est assuré par du fossile avec 1211 GWh.

Il est constaté que la partie de la demande qui est assuré par le PV est supérieur a celle assurer par le CSP où sa production atteint les 623 GWh malgré que la demande totale qui est assuré par les deux technologies est la même, cela revient au bon fonctionnement de PV durant ce mois. La simulation fait ressortir également qu'il ya un excès de production totale de 162 GWh qui est répartie sur tous les jours de la semaine.

Ce scénario nous permet de gagner 480 GWh de fossile en cas d'utilisation d'un système de stockage.

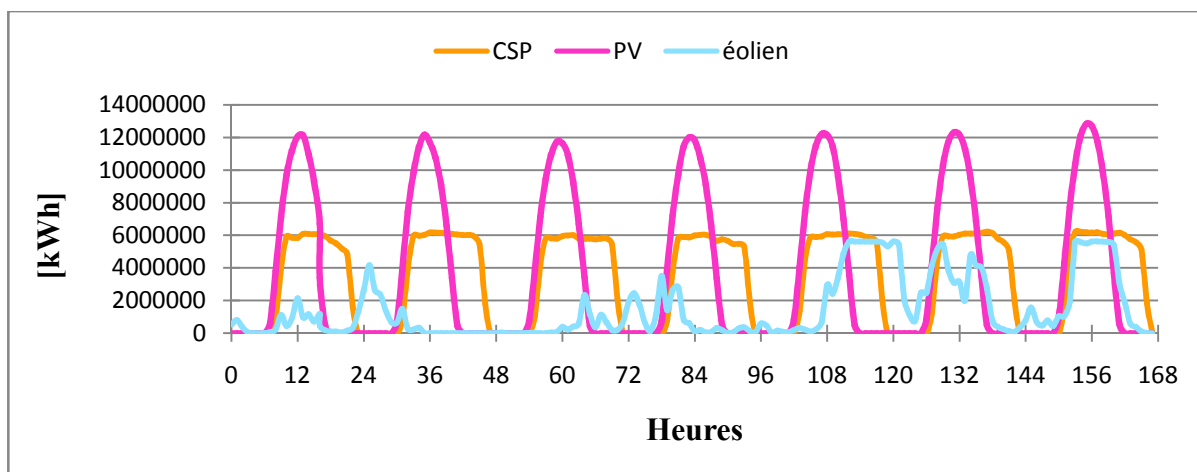
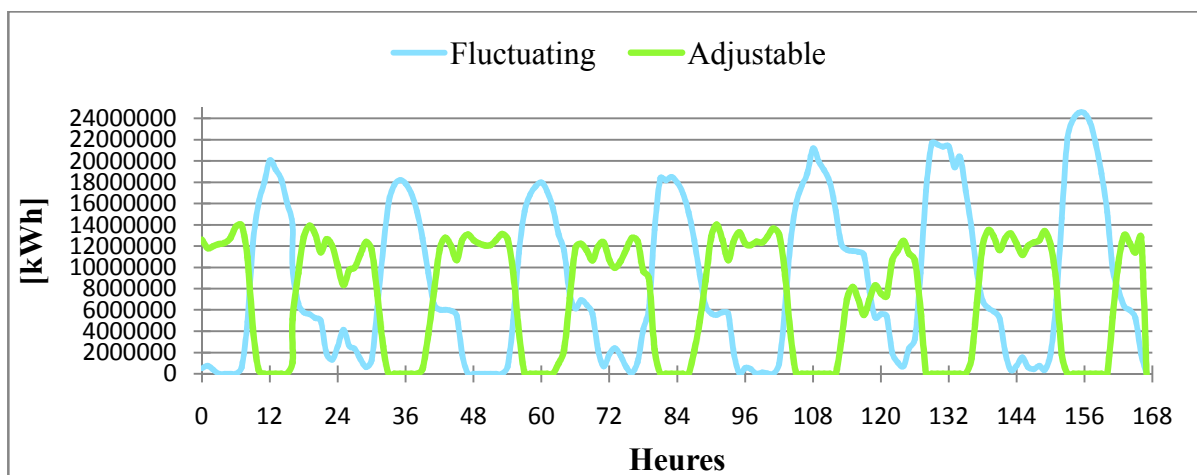
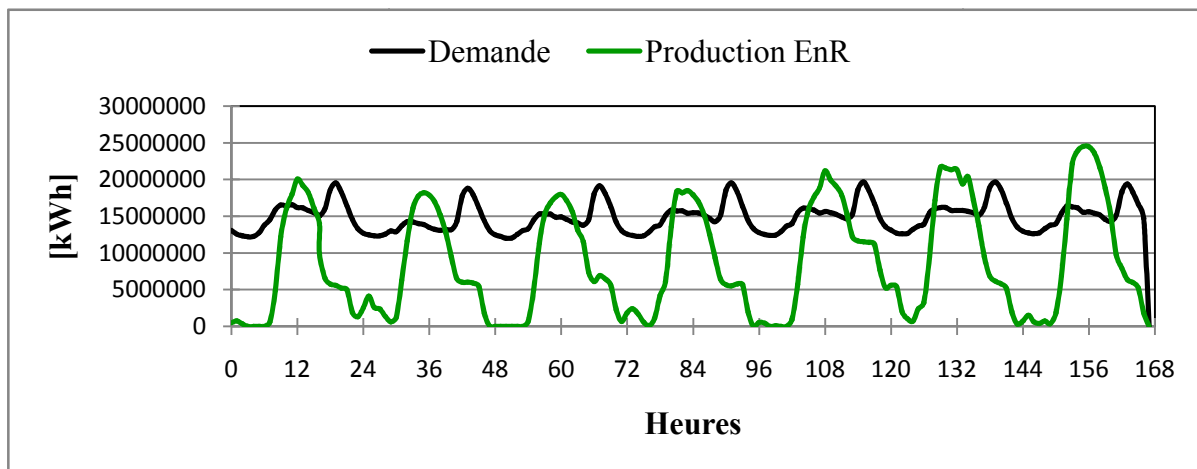


Figure (IV-11) : Simulation de la troisième semaine du mois de mars

➤ Simulation d'une semaine du mois de Juin

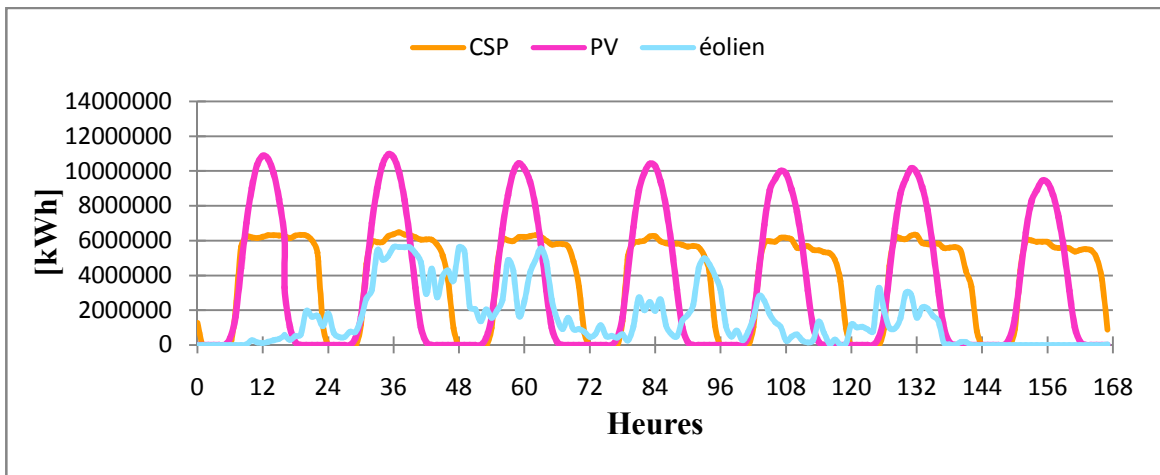
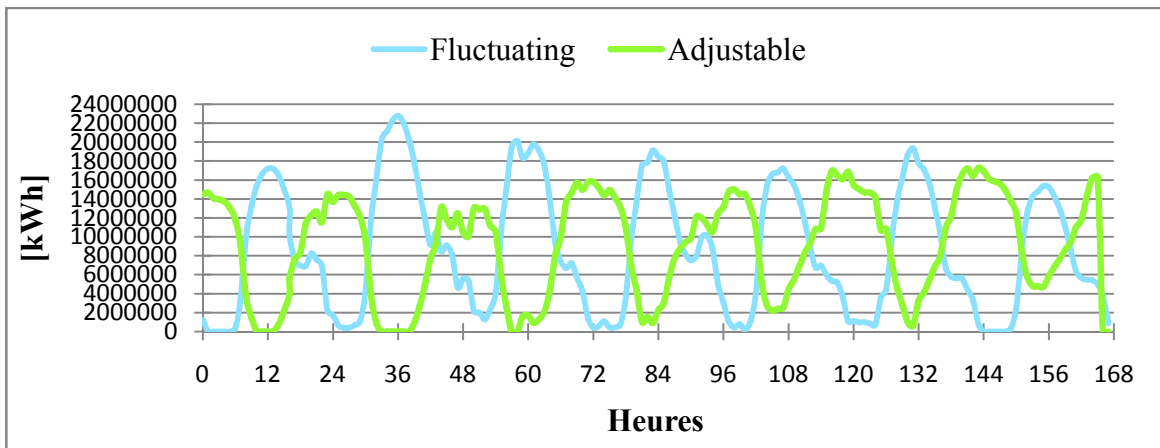
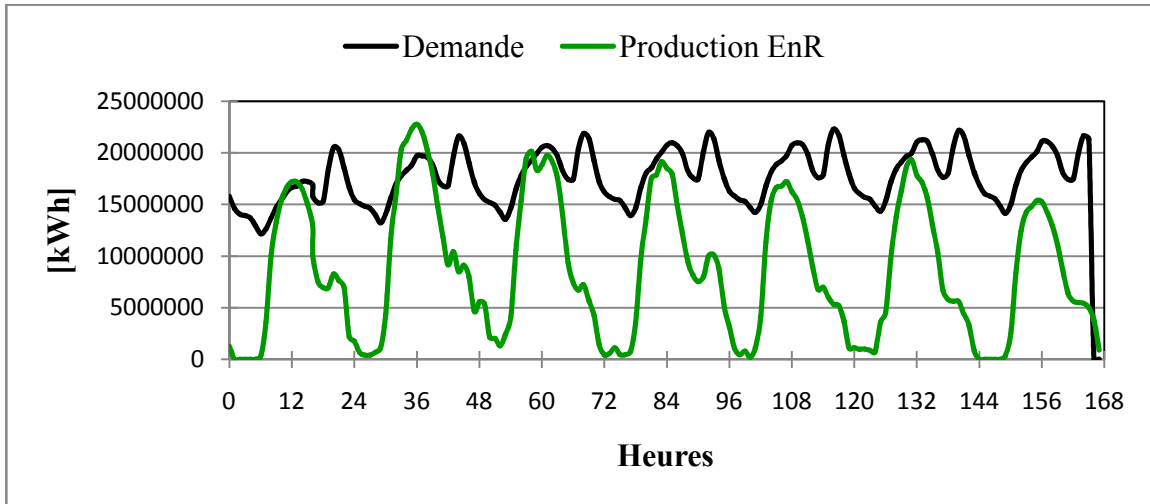


Figure (IV-12) : Simulation de la troisième semaine du mois de juin

La Figure (IV-12) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois de Juin (du 17 au 23 juin qui coïncide avec solstice d'été juin).

Pour la même période et la même demande (2959 GWh) de scénario N°1. Une partie de la demande est assurée par les EnR avec 1459 GWh (50 % demande). L'ajustement de la production pour couvrir la demande est assuré par du fossile avec 1522 GWh.

Il a éprouvé que la partie de la demande qui est assurée par le CSP est supérieure à celle assurée par le PV où sa production atteint les 650 GWh, cela revient au bon fonctionnement de CSP pendant le mois de juin. La simulation fait ressortir également qu'il y a un excès de production totale de 21 GWh qui est répartie sur les trois premiers jours de la semaine.

Ce scénario nous permet de gagner 520 GWh de fossile avec l'utilisation d'un système de stockage.

➤ *Simulation d'une semaine du mois de Septembre:*

La Figure (IV-13) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois de septembre (du 19 au 25 juin qui coïncide avec l'équinoxe du printemps).

Pour la même demande (2894 GWh) de scénario N°1. Une grande partie de la demande est assurée par les EnR avec 1323 GWh (45 % demande). L'ajustement de la production pour couvrir la demande est assuré par du fossile avec 1605 GWh.

Il a éprouvé que la partie de la demande qui est assurée par le PV est supérieure à celle assurée par le CSP et l'éolien où sa production atteint les 560 GWh, cela revient au bon fonctionnement de PV pendant le mois de septembre. La simulation fait ressortir également qu'il y a un excès de production totale de 35 GWh qui est répartie sur les deux derniers jours de la semaine. Ce scénario nous permet de gagner 440 GWh de fossile avec l'utilisation d'un système de stockage.

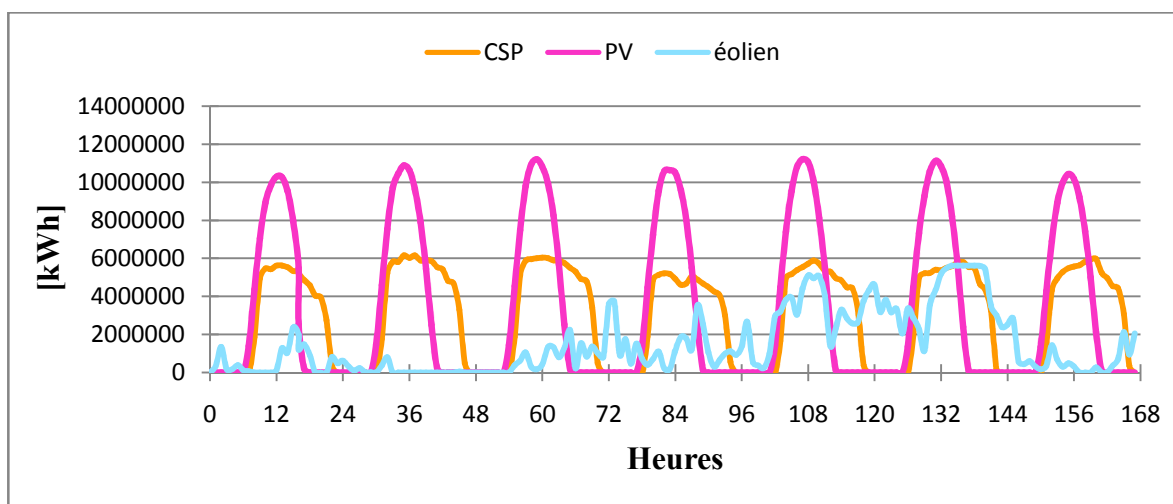
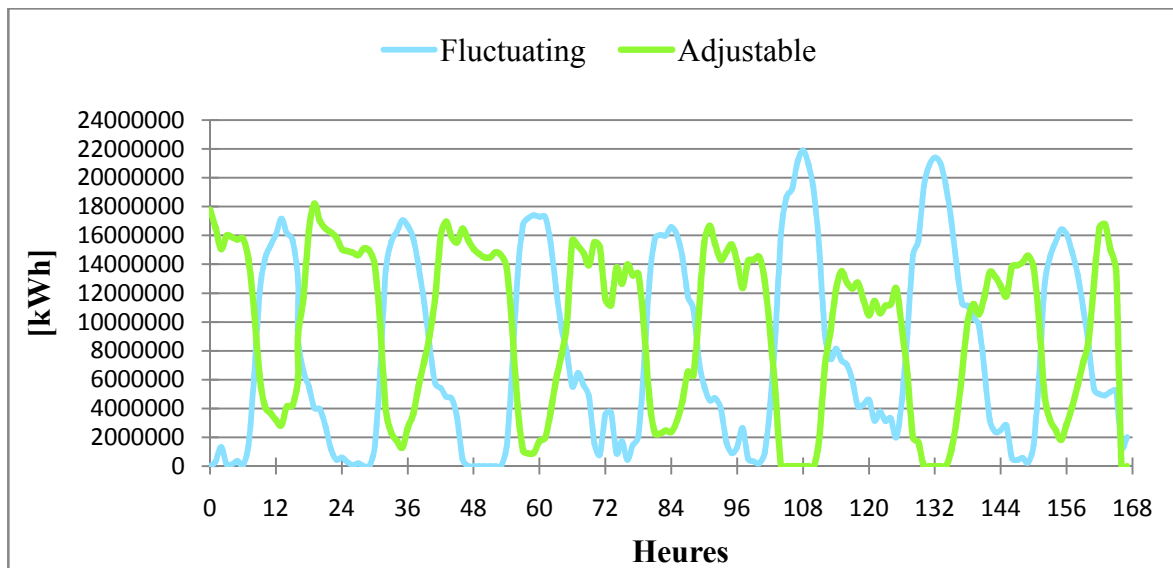
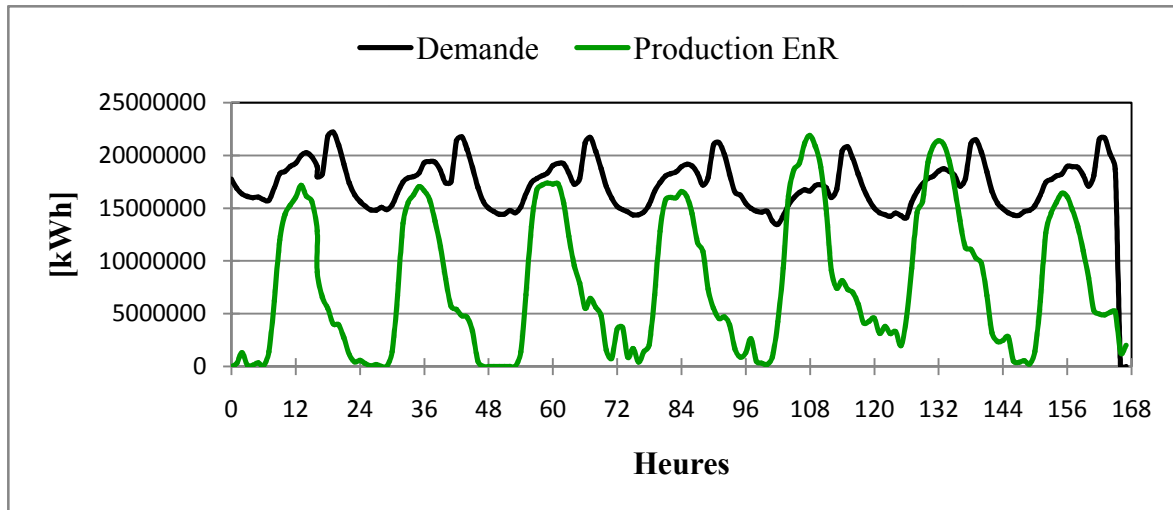


Figure (IV-13) : Simulation de la troisième semaine du mois de septembre

➤ Simulation d'une semaine du mois de Décembre

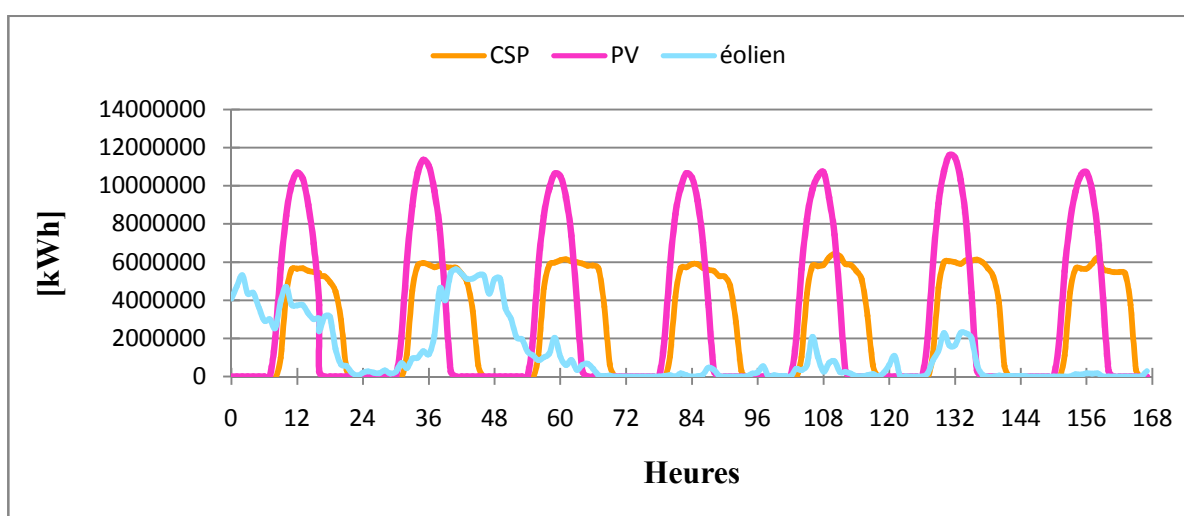
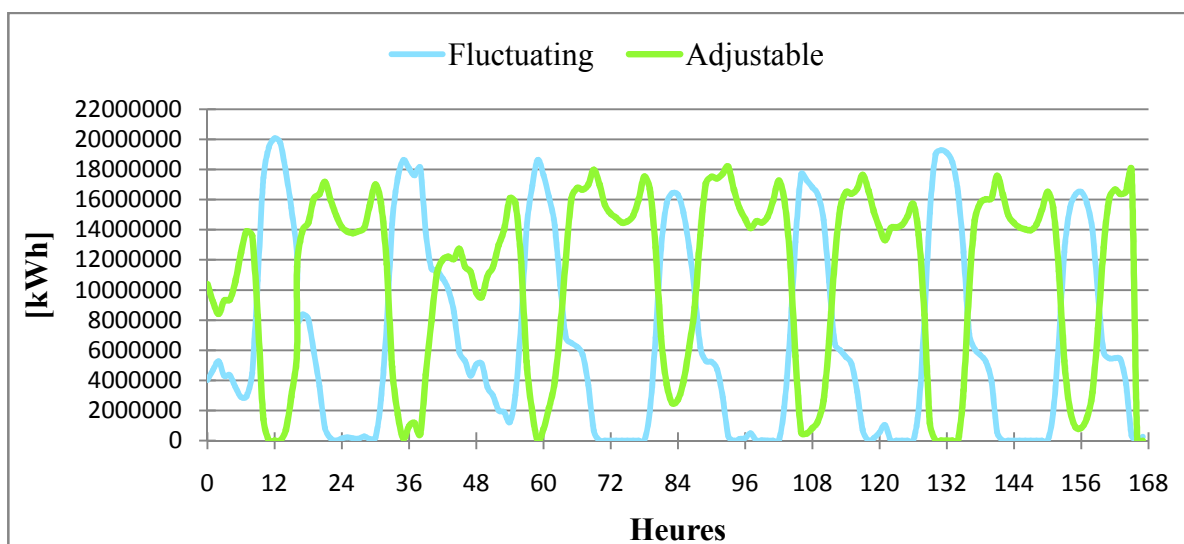
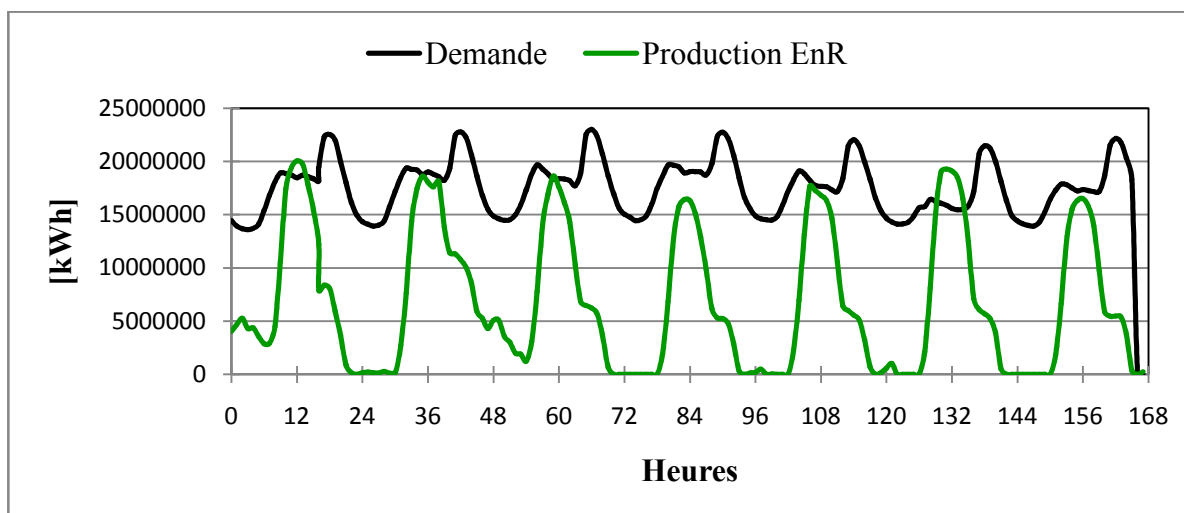


Figure (IV-14) : Simulation de la troisième semaine du mois de décembre

La Figure (IV-14) représente la simulation de la production durant la troisième semaine du mois de décembre (du 18 au 24 décembre qui contient solstice d'hivers).

Pour la même demande (2940 GWh) de scénario N°1. Une partie de la demande est assurée par les EnR avec 1142 GWh (39 % demande). L'ajustement de la production pour couvrir la demande est assuré par du fossile avec 1814 GWh.

Il a été prouvé que la partie de la demande qui est assurée par l'éolien est de 7% de la demande totale, La simulation fait ressortir également qu'il y a un excès de production totale de 18 GWh qui est répartie sur le premier et le sixième jour de la semaine.

Ce scénario nous permet de gagner 390 GWh de fossile avec l'utilisation d'un système de stockage.

➤ Simulation de l'ensemble de l'année 2030

Dans ce scénario, une partie de la demande est assurée par les EnR avec 72,71 TWh (50 % de la demande). L'ajustement de la production pour couvrir la demande est assuré par du fossile avec 77,61 TWh.

Il est constaté qu'avec 4 000 MW de plus, on a doublé la production EnR. La simulation fait ressortir également qu'il y a une surproduction de renouvelable de 4763 GWh qui est quatorze fois la quantité stockée dans le cas de 27% EnR. De ce fait, Ce scénario nous permet de gagner 4420 GWh de fossile.

Conclusion :

Ce scénario nous a permis d'aboutir aux points suivants :

On a besoin de 77TWh d'ajustement par le fossile sachant que les centrales thermiques ont la plus part du temps des rendements de 50%, ce qui implique l'installation d'une capacité de 19 000 MW, actuellement nous avons une capacité installée de 12 000 MW, une différence de 7 000 MW à installer d'ici 2030.

IV-7-3-Scénario N°3

L'objectif de ce scénario est de déterminer la capacité à installer dans chaque filière technologique de génération d'électricité qui pourra d'une manière significative contribuer à une future production électrique de 100% EnR, ainsi que de prouver que le potentiel national permet de produire son énergie électrique totale à partir des énergies renouvelables.

IV-7-3-1-Anticipation sur le stockage

La consommation d'électricité, qui est en constante augmentation, varie passablement selon les heures (creux/pleine charge), les jours (ouvrables/week-end/fériés) ou encore les saisons (été/hiver). Le recours à des solutions de production intermittentes d'électricité (éolien, Solaire), constitue une source de fragilité, la demande devant être assurée en continu. Les fluctuations de production sont indépendantes de la consommation. Il faut donc gérer des situations nouvelles :

- Surproduction d'électricité en période de faible consommation et/ou de bon potentiel.
- faible production jumelée au cas extrême du pic de la demande.

Il s'avère donc nécessaire de pouvoir stocker l'énergie électrique de manière à couvrir les multiples fluctuations de la demande ainsi que celles de « l'offre ». En outre, le développement des énergies renouvelables et plus particulièrement la multiplication des sites éoliens importants, dont la production varie fortement suivant les conditions de vent, nécessite des capacités de stockage de plus en plus pertinentes pour leur optimisation

IV-7-3-2-Théorie du stockage

Le stockage d'énergie est une solution technique et une opportunité économique. Aujourd'hui le stockage dans les marchés régulés permet de bénéficier d'un gain de flexibilité grâce auquel un producteur peut stocker de l'énergie quand son prix est bas et la restituer pour la vendre quand son prix est élevé. Dans notre cas, la flexibilité du stockage devra plutôt permettre d'emmagasiner l'énergie produite et non distribuée pour la restituer durant les périodes d'insuffisance de la production par rapport à la demande (un moyen d'ajustement de la fluctuation).

Le pompage turbinage, considéré dans notre cas, est une alternative très intéressante au stockage direct d'énergie électrique. En effet, cela permet d'une part de stocker de l'énergie potentielle par pompage lorsque la demande est inférieure à la production de base et d'autre part de couvrir les pics de consommation par turbinage.

IV-7-3-3-Principe de fonctionnement des STEP

L'eau d'un réservoir aval est pompée vers un réservoir amont pendant les périodes creuses, permettant ainsi de stocker l'énergie sous forme gravitaire. Lors des périodes de pointe, l'électricité est réinjectée sur le réseau par l'opération inverse, le turbinage.

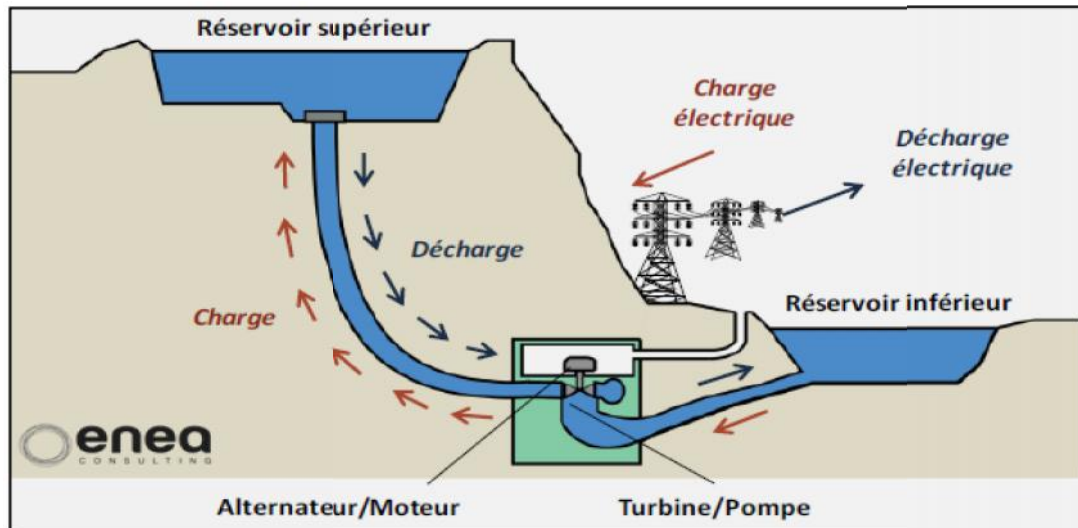


Figure (IV-15) : Schéma de principe d'une STEP à conduit souterrain. [41]

Les STEP sont des solutions de stockage à grande échelle, pouvant déplacer des quantités massives d'énergie. Leur longue durée de vie (40 ans) en font l'un des moyens de stockage les moins coûteux. Elles sont à ce jour valorisées comme moyen d'arbitrage sur les marchés de l'électricité. [41]

D'après le document référencé, la technologie de stockage existante aujourd'hui donne :

	Capacité disponible	Gamme de puissance	Temps de réaction	Efficacité	Durée de vie
STEP	1-100 GWh	100MW-1 GW	-5 min	70-85 %	>40 ans

Tableau (IV-10) Caractéristiques des STEP. [41]

Ces données ont permis de définir par la suite les hypothèses que nous avons considérées pour déterminer (dimensionner) notre stockage.

IV-7-3-4-Répartition annuelle des capacités à 2030

Les prévisions de la demande électrique en 2030 ont été évaluées à 145 TWh. Le logiciel SAM a été utilisé pour définir la capacité à installer pour couvrir cette demande. La répartition de ces capacités par filière et par région est donnée dans le tableau (IV-11). Cette répartition est de :

Solaire Photovoltaïque	33 000MW
Solaire Thermique	13 300MW
Eolien	12 700MW
Total	59 000MW

Tableau (IV-11) : La répartition des capacités par filière

La répartition de ces capacités à l'horizon 2030 est :

	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Total (Mw)
CSP	4430	4430	4440	13 300
éolien	4200	4300	4200	12 650
Photovoltaïque	11 000	11 000	11 000	33 000
Total	19630	19730	19640	59 000

Tableau (IV-12) : La répartition de ces capacités à l'horizon 2030

IV-7-3-5-Répartition du productible stockés et du déficit sur l'année

La simulation des capacités installées fait ressortir les fluctuations de la production sur toute l'année, où on distingue deux types de phase :

- Les phases de surproduction d'électricité en période de faible consommation, et les phases de faible de production en période de pointe.

Chaque mois de l'année fait ressortir un productible à stocker ainsi qu'un manque de production à ajuster.

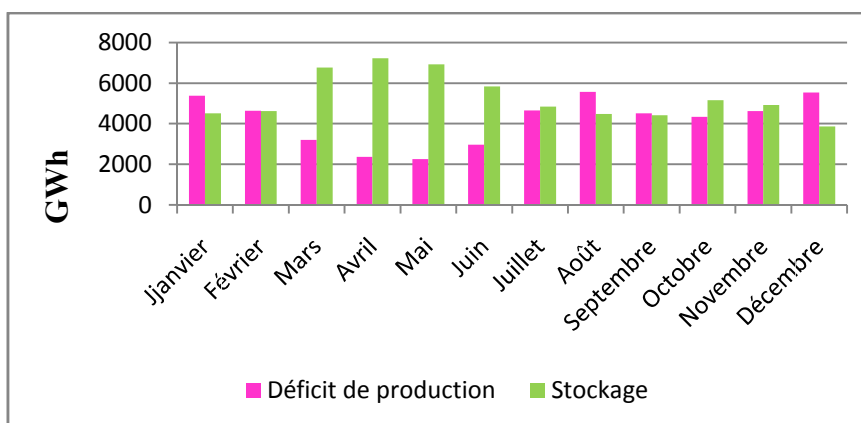


Figure (IV-16) : Répartition du productible stockés et du déficit sur l'année.

Notre simulation donne des écarts par fois importants entre le déficit de production et le surplus stocké. Le mois de janvier ne peut pas être pris en considération, il est lié au mois de décembre, 2029. Pour les autres mois, on constate par fois des écarts importants. Mais ne s'agissant que d'une simulation, on raisonne globalement par saisons, où l'on constate que les capacités stockées font fassent au déficit enregistré, ceci, d'une façon globalement régulière sur toute l'année.

IV-7-3-6-Capacité de stockage

Le stockage afin qu'il soit optimisé, devrait être considéré sur toute l'année. La simulation de la production fait ressortir généralement et sur toute l'année un sur plus de

production suivi d'un manque de production à ajuster par le stockage. Ceci nous permet de conclure que les capacités dédiées au stockage permettent une charge suivi d'une décharge régulière globalement sur l'ensemble de l'année.

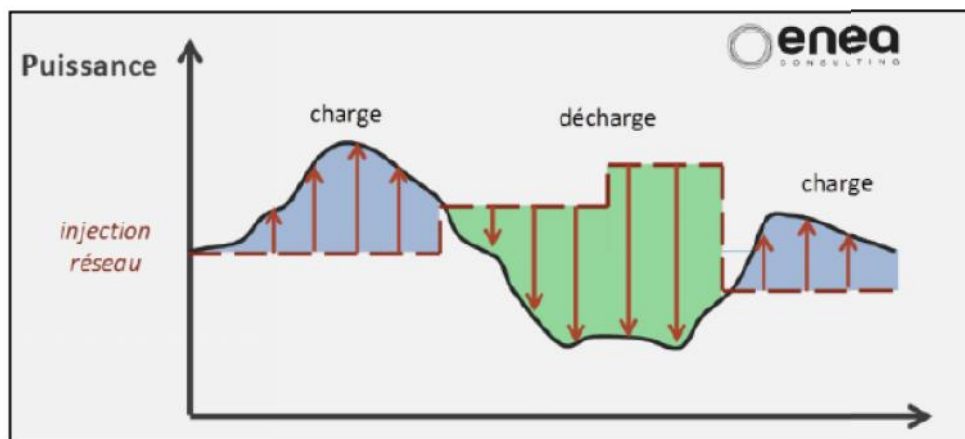


Figure (IV-17) : Profile des capacités dédiées au stockage.[41]

D'après la simulation des productibles susmentionnés dans le tableau (IV-10), on constate qu'il y a un excès max de 39 300 MWh durant 11 heures. D'où la capacité à installer pour faire absorber cette surproduction est de 3600 MW.

Une étude détaillée du profile de stockage est à même de définir et dimensionner les centrales à prévoir sachant ainsi que leur planification d'ici 2030, selon le tableau ci-dessus, qui nous donnent les différentes capacités existantes avec leurs rendements.

➤ Simulation d'une semaine du mois de mars

La Figure (IV-18) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois de mars (du 17 au 23 mars qui contient l'équinoxe du printemps de mars).

Pour la même période et la même demande (2503 GWh) des scénarios N°1 et N°2. Toute la demande est assurée par la production des EnR d'où 1722 GWh est assuré par la production direct des EnR (69% de la demande) et l'ajustement de la production pour satisfaire la demande est assuré par le stockage avec 781 GWh, la demande des sept première heures de la semaine est assuré par le stockage de la journée de 16 mars.

La simulation fait ressortir également qu'il y a un excès de production de 687 GWh qui est stocké pour satisfaire la demande des autres jours.

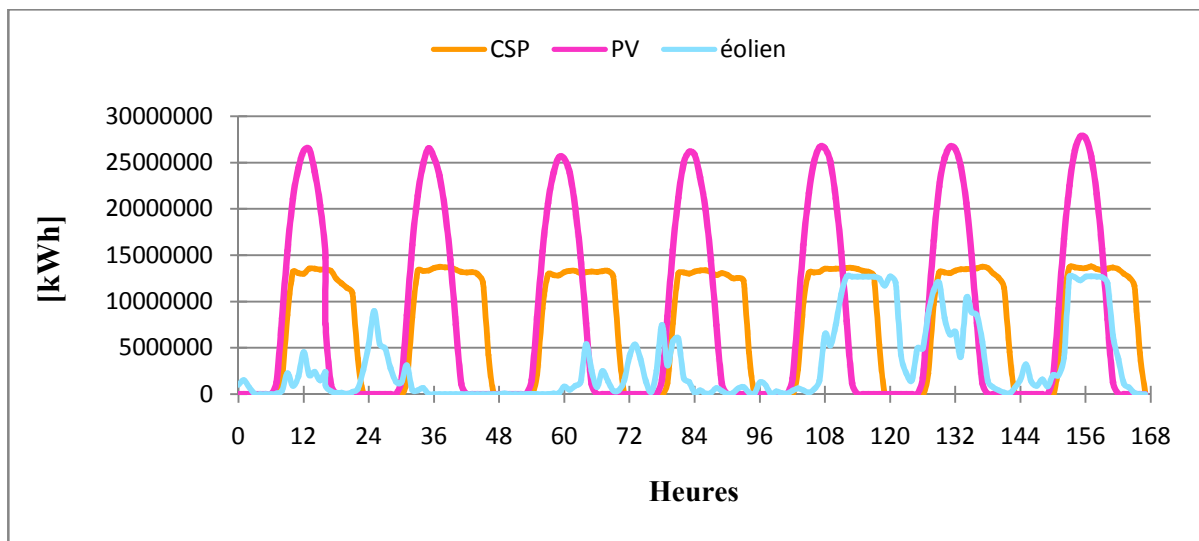
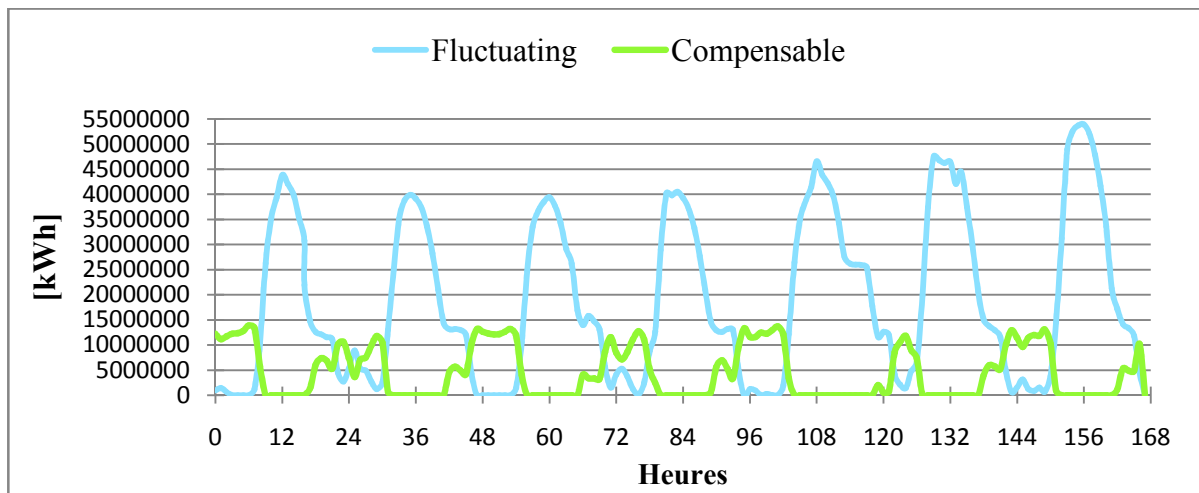
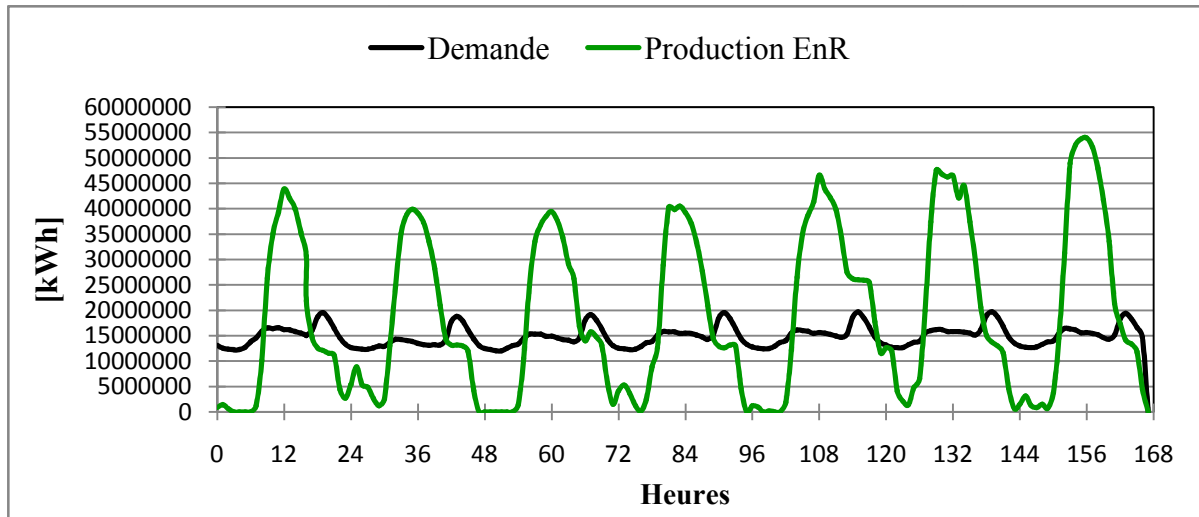


Figure (IV-18) : Simulation de la troisième semaine du mois de mars

➤ Simulation d'une semaine du mois de juin

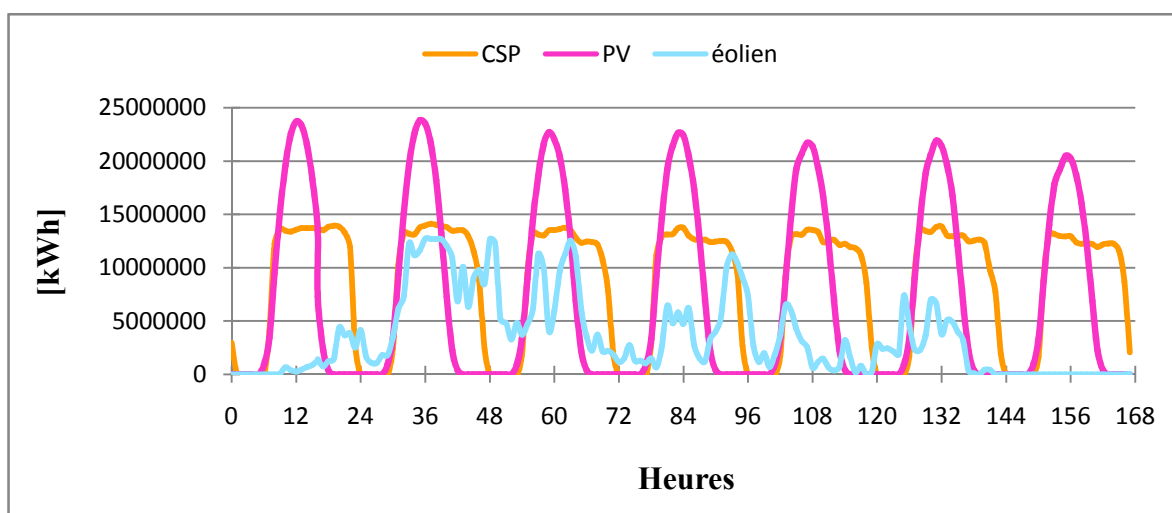
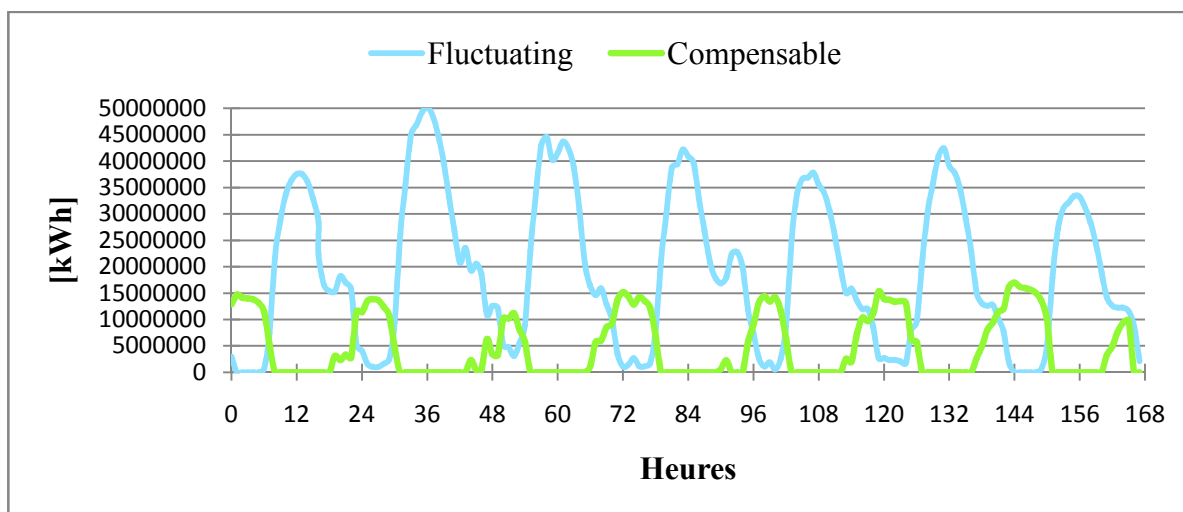
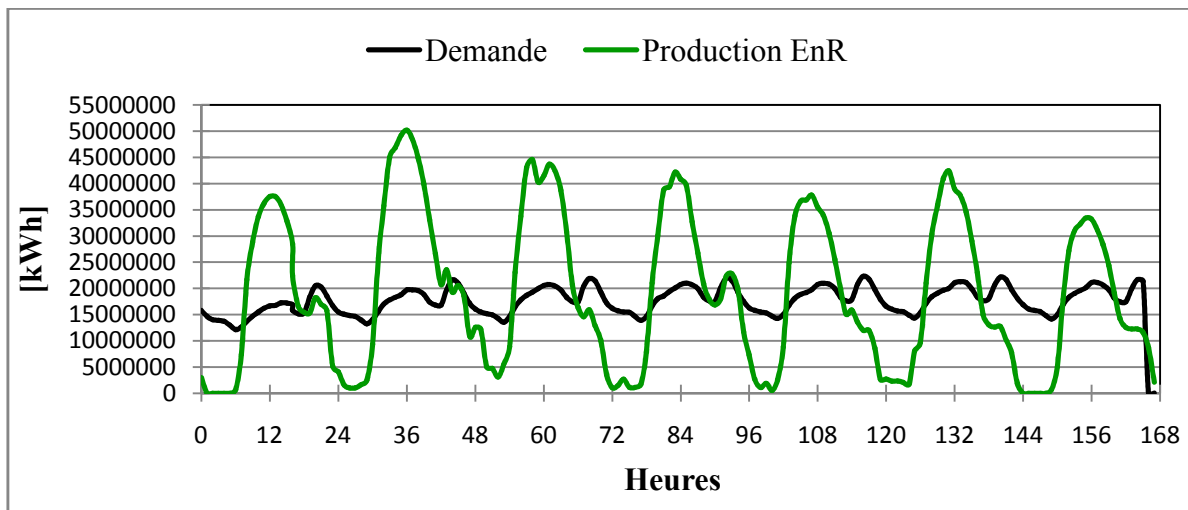


Figure (IV-19) : Simulation de la troisième semaine du mois de juin.

La Figure (IV-19) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois de Juin (du 17 au 23 juin qui contient solstice d'été juin).

Pour la même demande (2959 GWh) des scénarios N°1 et N°2. Toute la demande est assurée par la production des EnR d'où 2130 GWh est assuré par la production direct des EnR (72% de la demande) et l'ajustement de la production pour satisfaire la demande est assuré par le stockage avec 828 GWh, la demande des huit premières heures de la semaine est assuré par le stockage de la journée précédente.

La simulation fait ressortir également qu'il ya un excès de production de 1098 GWh qui est stocké pour satisfaire la demande des autres jours

➤ *Simulation d'une semaine du mois de Septembre:*

La Figure (IV-20) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois septembre.

Pour la même période et la même demande (2894 GWh) des scénarios N°1 et N°2. Toute la demande est assurée par la production des EnR d'où 1903 GWh est assuré par la production direct des EnR (66% de la demande) et l'ajustement de la production pour satisfaire la demande est assuré par le stockage avec 991 GWh, la demande des neuf premières heures de la semaine est assuré par le stockage de la journée avant.

La simulation fait ressortir également qu'il ya un excès de production de 1024 GWh qui est stocké pour satisfaire la demande des autres jours.

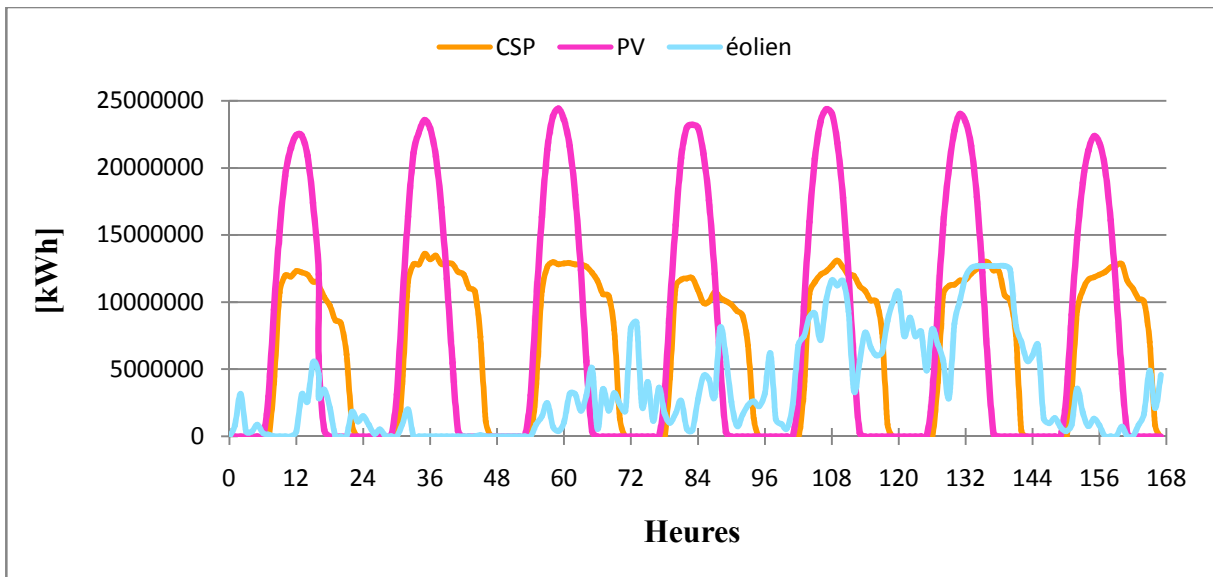
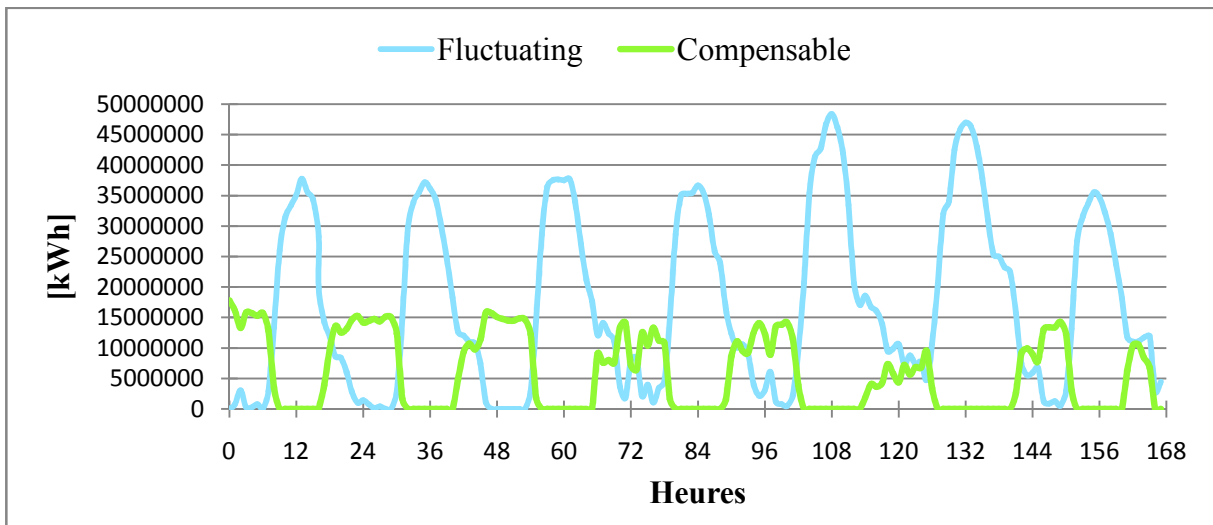
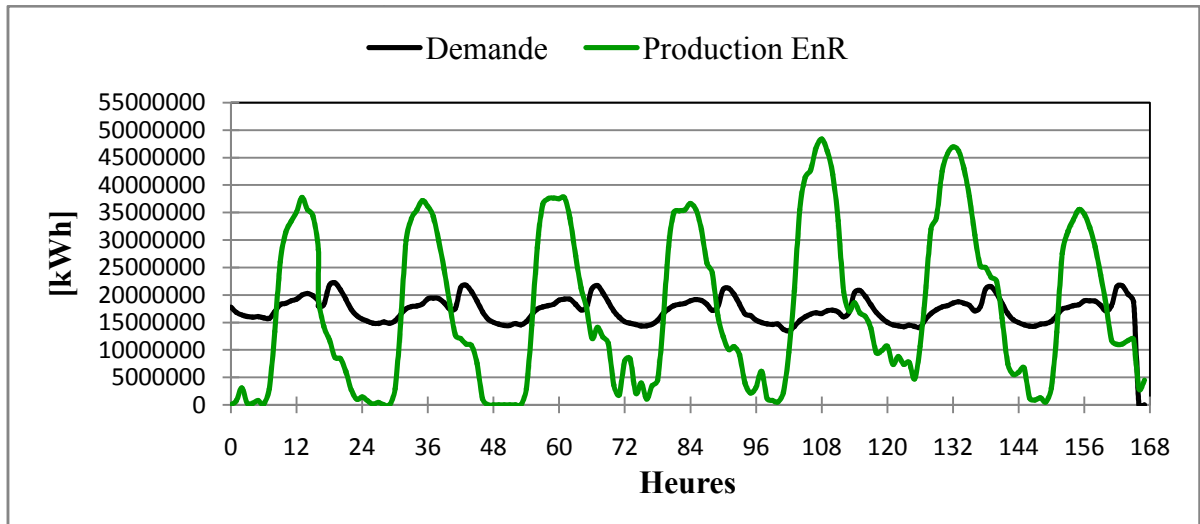


Figure (IV-20) : Simulation de la troisième semaine du mois de septembre.

➤ Simulation d'une semaine du mois de Décembre

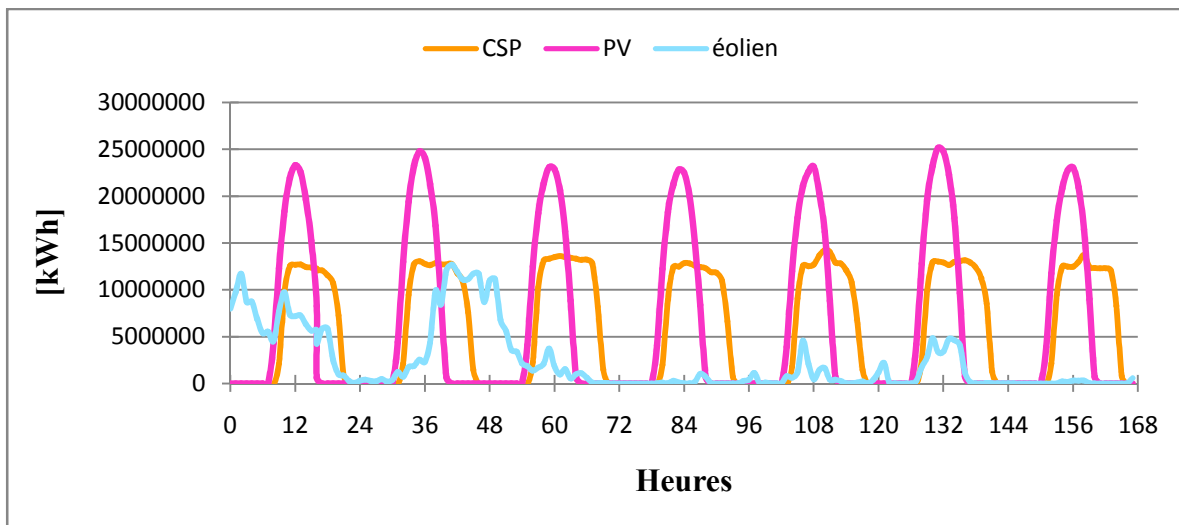
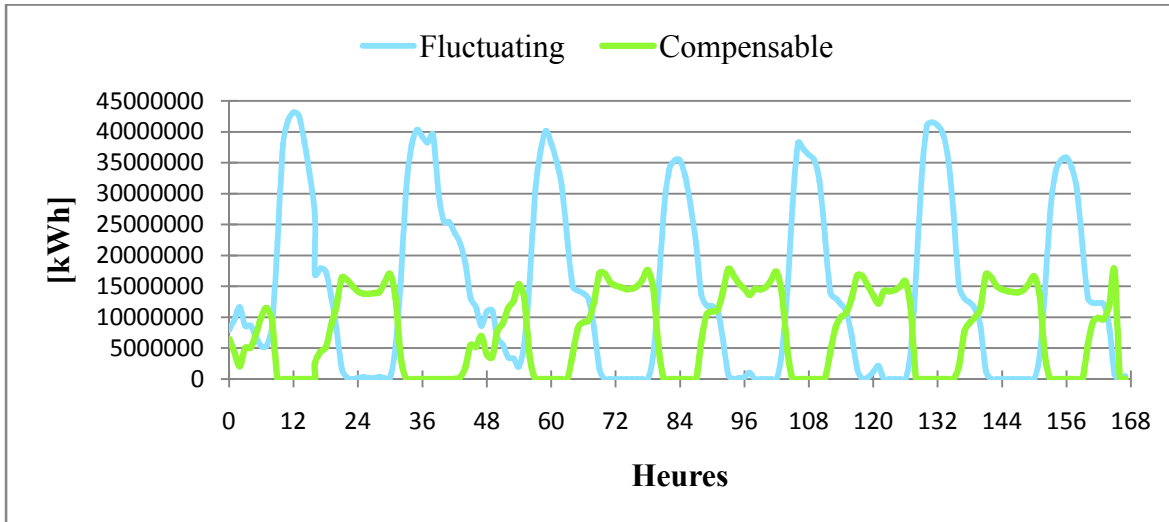
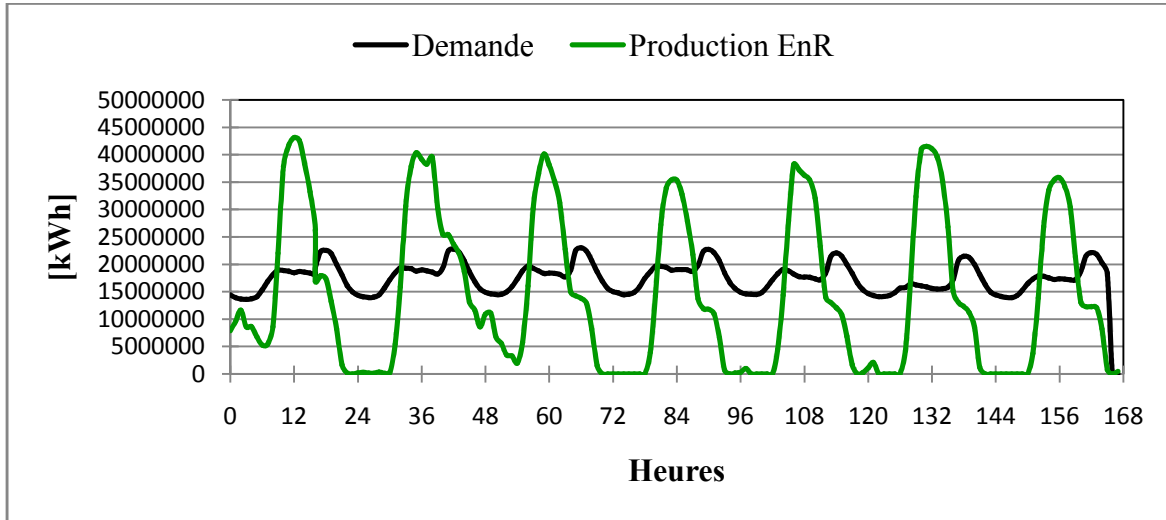


Figure (IV-21) : Simulation de la troisième semaine du mois de Décembre.

La Figure (IV-21) représente la simulation de la production ainsi que la demande durant la troisième semaine du mois décembre.

Pour la même période et la même demande (2940 GWh) des scénarios N°1 et N°2. Toute la demande est assurée par la production des EnR d'où 1643 GWh est assuré par la production direct des EnR (40% de la demande) et l'ajustement de la production pour satisfaire la demande est assuré par le stockage avec 1287 GWh, la demande des neuf premières heures de la semaine est assuré par le stockage de la journée avant.

La simulation fait ressortir également qu'il ya un excès de production de 800 GWh qui est stocké pour satisfaire la demande des autres jours.

➤ *Simulation de l'ensemble de l'année 2030 :*

Dans ce scénario, toute la demande est assurée par les EnR avec 96,38 TWh (65 % de la demande) de la production direct des EnR. L'ajustement de la production pour couvrir la demande est assuré par le stockage avec 62,76TWh.

Il est constaté qu'avec 59 000 MW de capacités installé et une centrale de pompage-turbinage de 3 600 MW, on peut satisfaire toute la demande électrique de l'année 2030 à partir des énergies renouvelable. La simulation fait ressortir également que ce scénario nous permet de gagner 97 500 GWh du fossile par rapport au premier scénario.

➤ **Tableau récapitulatif des résultats des trois scénarios**

	Demande	Part assurée par EnR	Ajustement fossile	Stockage
Scénario N°1	145,58 TWh	48,15 TWh	97,5 TWh	335 GWh
Scénario N°2	145,58 TWh	67,96 TWh	77,61 TWh	4 763 GWh

Scénario N°3	Demande	Production EnR	Consommation direct	Ajustement avec Stockage
	145,58 TWh	159,15 TWh	96,38 TWh	62 760 GWh

Tableau (IV-13) : Les résultats des Trios scénarios



Conclusion générale

Le présent travail a été accompli afin de nous permettre d'un coté de voir plus clair l'état de la production ainsi que les réserves des énergies fossiles en Algérie et d'un autre coté, de ce point nous avons constaté que l'Algérie est classée parmi les pays producteur et exportateur de pétrole et de gaz naturel, malgré cela, il est impératif de prévoir leurs épuisements à moyen ou même à long terme (selon l'avancement des technologies d'extraction ainsi que le contexte international. Ceci fait des énergies renouvelables la solution la plus viable des technologies aujourd'hui existante sur le marché international tel que évoqué dans le chapitre 3.

Lors de la préparation de ce mémoire, plusieurs problématiques ont été soulevées, notamment dans l'étude et la comparaison des scénarios. En effet, les scénarios étant réalisés pour des visions de prospective, leur mise en œuvre est plus au moins complexe compte tenu de l'absence de données fiables d'où la contrainte de faire appel à des hypothèses qui restent plus du domaine de la probabilité. Néanmoins, dans notre cas, hormis les prévisions de la demande qui ont été considérées avec un taux de croissance constant (6%), le reste des données s'est basé sur les outils performants de prévision du potentiel et de calcul du productible.

Le travail effectué a donc porté sur une étude de trois scénarios (27%, 50%, 100%) de la demande totale, qui ont permis de vérifier et de déterminer la capacité nécessaire à installer pour assurer la part de chaque pourcentage. L'étude a révélé que les 22 000 MW cités dans le programme national de développement des EnR pour assurer le premier pourcentage était largement suffisant pour les sites que nous avons triés et évalué. Ce pendant et d'après nos simulations, cette capacité assurerait plutôt 33% de la demande totale. L'étude a révélé également qu'on augmentant cette capacité de seulement 3 000MW, cela nous permettrait d'assurer la moitié de la demande (50%) par le renouvelable.

Un scénario 100 % renouvelables nécessiterait une capacité de 59 000 MW selon les simulations élaborées. Cette capacité est supérieure à la moitié qui est nécessaire dans le scénario 50 % à savoir 25 000 MW. Ceci est justifié par le l'augmentation des capacités de stockage dont le rendement énergie stockée / énergie restituée est un inférieur à 1 avec l'obligation d'assurer les fluctuations due au déséquilibre offre demande qui devient plus important.

D'après les résultats de ce travail, l'Algérie possède des ressources renouvelables principalement l'énergie solaire, qui lui donne une place dans le monde parmi les pays capables d'assurer leurs demandes en énergies électrique via les EnR.



Ce projet était pour nous un premier pas dans le domaine professionnel de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables, particulièrement les stratégies et les perspectives adoptées par l'Algérie pour développer ces technologies.

Néanmoins, cette étude s'est focalisée sur le volet énergétique et technique, d'autres conditions sont nécessaires pour statuer sur un scénario 100 %. Les coûts relativement élevés de ces technologies nécessiterait de prendre en considération cet aspect, car au-delà de l'économie de gaz que peut générer ce scénario et l'indépendance totale du fossile, la valorisation de ce gaz économisé devrait peut être justifié à l'exportation ou bien pour son usage à d'autres fins plus économiques et plus stratégiques.

A considérer également que l'impact de l'injection du renouvelable sur le réseau pour un cas 100% renouvelable, nécessite des capacités conséquentes de stockage, l'optimisation de stockage, devrait faire l'objet à lui seul, d'une étude détaillée.

Bibliographie

Bibliographies

- [1]: **eia U.S. Energy Information Administration** « independent statistics & analysis, Country Analysis Brief: Alger », July 24, 2014.
- [2]: **Site internet**, « www.maghrebe.mergent.info Algérie. les premiers chiffres de la production pétrolière », consulté en mai 2015.
- [3]: **Site internet**, www.opec.org **OPEC** « share of world crude oil reserve » 2014, consulté en mai 2015.
- [4]: **site internet**, [www. Energie.propre](http://www.Energie.propre) « avantages et inconvénients sur les énergies propres », consulté en mai 2015.
- [5]: **Site internet**, www.futura-science.com « Définition Gaz naturel-Futura-science », consulté en mai 2015.
- [6]: **Site internet**, www.leconews.com « Algérie produira 151 milliards de m³/an de gaz en 2019 », consulté en mai 2015.
- [7]: **Assia Bouraoui** Thèse doctorat « Elaboration et caractérisation des couches minces CuInSe₂ par électrodéposition », Université de MENTOURI CONSTANTINE, 2009.
- [8]: **Site internet**, www.ddmagazine.com/energie « Energies renouvelables dans le monde : Les chiffres 2013 », consulté en juin 2015
- [9]: **SONELGAZ : Gisement solaire, proposition de site** « Projet filières Production et économie d'énergie, Plan : stratégie solaire » Mars 2013.
- [10]: **Dr Marwan Jarkas** « Les énergies renouvelables »
- [11]: **Site internet**, www.mem.algerie.org « Potentiel solaire en Algérie », consulté en juin 2015.
- [12]: **Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF)**, Fiche technique P R I S M E n° 4 « Thématique : Les énergies nouvelles et renouvelables, L'énergie solaire thermique à concentration » Décembre 2008.
- [13]: **L. Aïche-Hamane**, « Contribution à l'élaboration de la carte du gisement énergétique éolien de l'Algérie », Mémoire de magister, institut de mécanique, université Saad Dahleb de Blida, 2003.

Bibliographie

- [14] : **OUALI SALIMA** « étude géothermique du sud de L'Algerie », Mémoire de Magister En géophysique, UNIVERSITE M'HAMED BOUGUERRA BOUMERDES Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie Département de Géophysique, Génie parasismique et Phénomènes Aléatoires, **2006**.
- [15] : **Site internet**, www.mem-algeria.org « potentiel géothermique en Algérie », consulté en juin 2015.
- [16] : **Site internet**, www.mem-algeria.org « potentiel de la biomasse en Algérie », consulté en juin 2015.
- [17] : **Heinz-Joachim Barchmann (Allemagne), Mohamed Besaïh (Algérie), Leo Brincat (Malte), Sergio Paolo Francesco Silvestris (Parlement européen)** « Le potentiel de la biomasse dans les pays méditerranéens » assemblée parlementaire de l'union pour la méditerranée.
- [18] : **Site internet**, www.mem-algeria.org « potentiel hydraulique en Algérie », consulté en juin 2015.
- [19] : **Site internet**, www.sonelgaz.dz « historique de sonelgaz », consulté en juillet 2015.
- [20] : **Document sonelgaz** « évaluation des principaux paramètres de gestion dans la période 1962/2013 ».
- [21] : **Site internet**, www.meteolien.eu « l'énergie éolienne-météolien », consulté en août 2015.
- [22] : **Site internet**, www.energie-plus-le-site.be « le rendement des éoliens », consulté en août 2015.
- [23] : **TRIKI Zakaria** « Études, Analyses et Optimisation de la Consommation Énergétique des Unités de Dessalement pour les Sites Isolés » thèse doctorat, Université Constantine 1, 2014.
- [24] : **Iea INTERNATIONAL ENERGY AGENCY** « technology roadmap Wind energy » 2013.
- [25] : **REN21** « rapport mondial REN21 sur les énergies renouvelables, carte interactive et rapport mondial sur l'avenir des énergies renouvelables » 2012.
- [26] : **REN21** « **renewables 2014 global status report** » 2014.
- [27] : **Sonelgaz** « Etat de l'art des technologies du solaire à concentration » 2011.

Bibliographie

- [28] : **François Hénault** « Optique et concentration de l'énergie solaire » cours, Université Joseph Fourierl, OGS " Saint-Etienne, 2014.
- [29] : **Association des retraités du groupe CEA groupe argumentaire sur le nucléaire** « énergie solaire thermique et thermodynamique » Fiche N° 37, mai 2014.
- [30]: **ETSAP, Energy Technology Systems Analysis Programme** « Concentrating solar power », january 2013.
- [31] : **BEN MOUSSA Hocine** « quelles alternatives aux énergies fossiles : renouvelables, nucléaire, nouvelles» Séminaire international sur les Énergies nouvelles et renouvelables, URAER Ghardaïa, 11-12 octobre 2010.
- [32]: **Iea INTERNATIONAL ENERGY AGENCY** « technology roadmap Solar Thermal Electricity » 2014.
- [33]: **INFOS fiche énergie** « le photovoltaïque fonctionnement et technologies » IBGE, Institut Bruxelles pour la gestion de l'environnement, Novembre 2010.
- [34]: **Site internet, www.mem-algeria.org** « potentiel photovoltaïque en Algérie », consulté en août 2015.
- [35]: **European photovoltaic industry association** « Solar generation 6 solar photovoltaic electricity empowering the world » 2011.
- [36]: **Site internet, ines.solar-free.fr** « Les différentes technologies des cellules photovoltaïques», consulté en août 2015.
- [37]: **Iea INTERNATIONAL ENERGY AGENCY** « technology roadmap Solar Photovoltaic Energy » 2014.
- [38]: **Iea INTERNATIONAL ENERGY AGENCY** « Geothermal Heat and Power » 2011.
- [39]: **Iea INTERNATIONAL ENERGY AGENCY** « Bioenergy for Heat and Power » 2012.
- [40]: **Site internet, [http //www.Nrel.Gov/Analysis/Sam](http://www.Nrel.Gov/Analysis/Sam)**, consulté 2015.
- [41]: **Facts &figures** « les stockages d'énergies», mars 2012.

Bibliographie



<i>Régions</i>	<i>Wilayas</i>	<i>Sites</i>
<i>Région N°1</i>	Tlemcen	Sebdou
		Sidi djilali
		El aricha
	Sidi bel abbès	Ras el ma
		Marhoum
		Sfisef
	Tiaret	Ain dheb
		Ain kermes
	Mascara	El bordj
		Zehana
El hachem		
Saida	Ain skhouna	
Tissemsilt		
<i>Région N°2</i>	Djelfa	Amourah
		Zaccar
		Ain chouhada
		Ain ouassera
	M'sila	Djebel messaad
		Sidi aissa
		Boussada
		Ain melh
	Bordj bou arréridj	Ain errich
		Ras el oued
	Rabta	
<i>Région N°3</i>	Tébessa	El ma labiodh
		Bir el ater
		Guentis
		El ogla
	Biskra	Ouled djellal
		Tolga
		Sidi okba
		Sidi khaled
		El kantara
		Foughala
		Ain zaatout
		Biskra
	Khenchela	Cherchar
		Afra
	Batna	Barika
		Arris
Menaa		
T'kout		
<i>Région N°4</i>	Naama	Sfisifa
		Ain sefra
		Mechria
		Naama



Annexe: Les sites des différentes régions



	El Bayadh	Boualem
		Bougtob
		Sidi slimane
		El bayadh
		Bousemghoun
	Chellala	
	Béchar	Tabalbala
		Kerzaz
		Beni abbés
		Abadla
Igli		
<i>Région N°5</i>	Ghardaia	Metlili
		Sebseb
		Bounoura
		El golea
	Laghouat	Laghouat
		Aflou
<i>Région N°6</i>	El oued	El ghicha
		M'ghair
	Ouargla	El oued
		Ouargla
		Hassi massoud
	Toughourt	