

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



**FACULTE DES SCIENCES DES TECHNOLOGIES
DEPARTEMENT ENERGIES RENOUVEBLABLES**

Mémoire de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du grade de Master en énergies
renouvelables

Option : conversion photovoltaïque

**Vers un mix électrique 100%
Solaire/Eolien à l'horizon 2050 : Cas
de l'Algérie.**

Thème :

Réalisé par : ALILAT Ihcene Saïd

Promoteur : Mr Said Nourddine

Année universitaire : 2020/2021

Remerciements

Je tiens à remercier tout d'abord Monsieur DOUMAS, pour sa patience, et surtout pour sa confiance, ses remarques et ses conseils, sa disponibilité et sa bienveillance.

Qu'il trouve ici le témoignage de ma profonde gratitude.

Je voudrais également remercier les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail et pour toutes leurs remarques et critiques, ainsi que le personnel et les enseignants du département des énergies renouvelables sans oublier les enseignants étrangers qui ont contribué à ma formation.

Je tiens aussi à remercier monsieur le chef du département : Dr Lafri ainsi que tout le personnel et les enseignants du département pour leur soutien inestimable.

A tous mes enseignants qui m'ont initié aux valeurs authentiques, en signe d'un profond respect et d'un profond amour !!!

Merci à vous tous

ملخص:

من لمزيد المطالبة الظروف دراسة سنحاول ، 100% ب نسبة المتجددة بال كهرباء الجزائر ت زويد أجل من الحصول أجل من (الرياح وطاقة ، الشمسية الطاقة ومحطة ، الكهروضوئية الطاقة) المخ تلفة المصادر ، ل بلد الطاقة إمكانات الاع تبار بعين الأذمع وذلك ، 2050 عام بحلول ومثالي مسد تقرر إن تاج على ، وال بيع الإند تاج وسعر ، المواقع وتوافر .

Résumé :

Afin d'alimenter l'Algérie en électricité 100% renouvelable nous allons essayer d'étudier les conditions requises pour un mixe des différentes sources (photovoltaïque, centrale solaire, éolien) dans le but d'avoir une production stable et optimale d'ici 2050, et cela en prenant en compte le potentiel énergétique du pays, la disponibilité des sites, le prix de production et de vente.

Summary

In order to supply Algeria with 100% renewable electricity, we will try to study the conditions required for a mix of different sources (photovoltaic, solar power plant, wind power) in order to have a stable and optimal production by 2050, and that by taking into account the energy potential of the country, the availability of sites, the price of production and sale.

Sommaire :

Remerciement	1
Résumé	2
Sommaire	3
Liste des abréviations	6
Nomenclature	8
Liste des figures	9
Liste des tableaux	11
Introduction générale	12
Chapitre I : Gisements et Potentiels	14
I-1 – Introduction	14
I-2- gisements	14
I-2-1- potentiel solaire	15
I-2-2- Technologies d'énergie solaire concentrée (CSP)	17
I-2-3- Eolien	20
I-2-4- Autres sources d'énergies renouvelables	21
I-3- Avantages des ENR	21
I-4- Stratégie d'implantation des énergies renouvelables	22
I-4-1- Desertec	22
Chapitre II : Evolution et prévision de la demande électrique en Algérie	24
II-1 Introduction	24
II-2- Analyse de la demande électriques	24
II-2-1- Le profil de la courbe de charge	25
II-2-2- Les courbes de charges	25
II-3- Historique de la demande à Sonelgaz	26
II-3-1 Consommation électricité	27

II-3-2 Puissance maximale appelée	27
II-3-3 L'évolution de la charge électrique	29
II-4 Estimation de la consommation électrique à l'horizon 2050	30
II-4-1 Prévision pour 2050	31
II-5 Conclusion	31
Chapitre III : Etat de l'art des technologies solaires et éoliennes	32
III-1-Introduction	32
III-2 La puissance instantanée du vent	32
III-2-1 Courbe caractéristique de puissance et rendement instantané	33
III-2-2 Equipement principaux des éoliennes	33
III-2-3 Performances et tailles des éoliennes	35
III-2-4 Marché	36
III-2-5 Perspectives	37
III-3- Solaire à concentration thermodynamique	38
III-3-1 Les composantes d'une centrale CSP	38
III-3-2 La technologie « centrale à tour »	39
III-3-3 Marchés	40
III-4- Photovoltaïque (PV)	41
III-4-1 Source primaire (Potentiel)	41
III-4-2 Les composants d'une centrale PV	42
III-4-3 Technologies des cellules photovoltaïques	43
III-4-4 Marché	43
III-5 Conclusion	45
Chapitre IV : Définition et analyse des scénarios proposés	46
IV-1-Introduction	46
IV-2 Sites utilisés	46
IV-3 Présentation des outils de travail	47

IV-3-1 Présentation du logiciel METEONORM	47
IV-3-2 Présentation du logiciel SAM	48
IV-4 La filière technologique solaire thermique	50
IV-5 La filière technologique solaire Photovoltaïque	51
IV-6 La filière éolienne	51
IV-7 Simulation des scénarios	51
IV-8 Production PV	51
IV-9 Production centrale à tour	56
IV-10 Production éolienne	59
IV-11 Conclusion	61
Conclusion générale	62
Bibliographiques	63

Liste des abréviations :

- ANMO** : Afrique du Nord et Moyen Orient
- 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.
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
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_{elect}	Puissance électrique	W
Eta V	Rendement instantané à la vitesse V	%
h2	Hauteur (80)	m
h1	Hauteur (10)	m

Liste des figures :

Figure 1: gisement solaire

Figure 2: Moyenne annuelle de l'irradiation globale inclinée à la latitude du lieu période 1992-2002

Figure 3: potentiel CSP de la région ANMO en GW

Figure 4: les principales technologies du CSP

Figure 5 : potentiel éolien de la région ANMO en GW

Figure 6 : Evolution de la production totale d'électricité (GWh)

Figure 7 : Evolution de la puissance maximale appelée (MW)

Figure 8 : évolution de la demande électrique pour une journée de mars 2019

Figure 9 : évolution de la demande électrique pour une journée de décembre 2019

Figure 10 : prévision de l'évolution des besoins énergétique de l'Algérie

Figure 11 : Schéma d'ensemble d'une éolienne

Figure 12 : Croissance de la taille des éoliennes depuis 1980

Figure 13 : Capacité mondiale d'énergie éolienne entre 2000 et 2018

Figure 14 : Perspectives des coûts d'investissement des éoliens

Figure 15 : principes de la technologie à concertation ponctuelle, « Tour solaire »

Figure 16 : Capacité globale des CSP dans le monde

Figure 17 : Irradiation globale journalière reçus sur plan horizontal au mois de juillet

Figure 18 : Irradiation globale journalière reçus plan horizontal au mois de décembre

Figure 19 : Irradiation globale journalière reçus sur plan normal au mois de juillet

Figure 20 : Irradiation globale journalière reçus sur le plan normal au mois de décembre

Figure 21 : Capacité globale des PV dans le monde

Figure 22 : Evolution des coûts de production d'électricité (Source : SolarPower-Europe-Global-Market-Outlook-2019-2023)

Figure 23 : cartes éoliennes

Figure 24 : gisement solaire

Figure 25 : L'interface du tableur de Meteonorm.

Figure 26 : L'interface d'optimisation de la centrale

Figure 27 : Courbe de puissance de l'éolienne Vistas V90-1.8.

Figure 28 : évolution de la capacité électrique de l'Algérie

Figure 29 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale inclinée à la latitude du lieu période 1992-2002

Figure 30 : bilan annuel des pertes énergétiques d'une station PV

Figure 31 : production mensuelle d'Energie pour une station PV

Figure 32 : évolution de la production au fil des années d'une station PV

Figure 33 : irradiation directe

Figure 34 : production journalière d'Energie pendant une année

Figure 35 : évolution de la production au fil des années d'une station CSP

Figure 36 : production mensuelle d'Energie pour une station éolienne

Figure 37 : évolution de la production au fil des années d'une station éolienne

Liste des tableaux :

Tableau 1 : comparaison entre les différentes technologies du CSP

Tableau 2 : comparaison entre les différentes technologies PV

Tableau 3 : différentes stratégies d'implantation des énergies renouvelables dans la région ANMO

Tableau 4 : Les capacités de CSP par région dans le monde à l'horizon 2050.

Introduction générale

La consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître, posant des questions cruciales sur le problème du réchauffement climatique, dû aux gaz à 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, la demande de celle-ci est devenue très importante. Face à ça 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 se 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. Et nous permettra de viser une production 100% énergies renouvelables d'ici 2050.

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, l'étude qui s'étale sur quatre

chapitres. Le premier nous permettra de déterminer le potentiel énergétique de l'Algérie, ainsi que les différents gisements disponibles et exploitables et aussi des différentes technologies qu'on utilisera dans le mix. Dans le deuxième on étudiera les différents profils de la courbe de charge (journalière, hebdomadaire ...etc.), ainsi que l'historique de l'évolution de la demande ce qui nous permettra d'estimer la demande en 2050, le PMA (puissance maximum appelé) tout cela dans le but d'augmenter la précision de notre dimensionnement. Dans le troisième on traitera de l'état de l'art des énergies renouvelables du point de vue de l'évolution de taille et puissance, il touchera aussi au marché et aux perspectives des énergies renouvelables du point de vue coût et capacité. Et pour finir le dernier, lui contiendra les une brève définition des logiciels utilisés pour réaliser la simulation ainsi que les résultats de cette dernière.

Chapitre I : Gisements et Potentiels

I-1 Introduction :

L'étude présentée dans ce projet a pour objectif de construire un mix électrique 100% renouvelable qui puisse satisfaire la consommation projetée à l'horizon 2050. Elle s'appuie sur un modèle qui optimise le réseau et le parc de production renouvelable, tout en simulant sa gestion optimisée au pas horaire sur une année.

Les problématiques abordées dans l'étude permettent notamment de répondre aux questions suivantes :

- Sous quelles contraintes est-il possible de fournir une électricité 100% renouvelable ?
- Quel sont les mix énergétiques optimaux, associés aux différentes projections d'évolutions technologiques, de consommation, ... ?
- Comment se répartissent géographiquement les différents moyens de production renouvelables ?
- Quels sont les impacts économiques d'un mix 100% renouvelable ?

I-2 Gisements :

Dans l'étude, le terme gisement désigne le potentiel maximum installable d'une technologie. Il diffère de la puissance effectivement installée suite à l'optimisation de parc. L'estimation des gisements éolien et photovoltaïque (PV) a fait l'objet d'un travail reposant sur des simulations de production, ainsi que sur l'analyse des contraintes au développement propres à chaque filière :

- Evaluation préliminaire du potentiel de chaque région en fonction de la ressource naturelle disponible : Dans un premier temps, le potentiel de production a été évalué à partir de données météorologiques (données de vitesse du vent et d'irradiation solaire au sol), et de modèles de conversion en puissance électrique. Afin d'assurer la validité de ces derniers, les paramètres sur lesquels ils reposent ont été estimés à partir de données de production réelles. La génération de cartes de potentiel couvrant l'ensemble du territoire a permis une première analyse des régions à fort potentiel de production renouvelable.

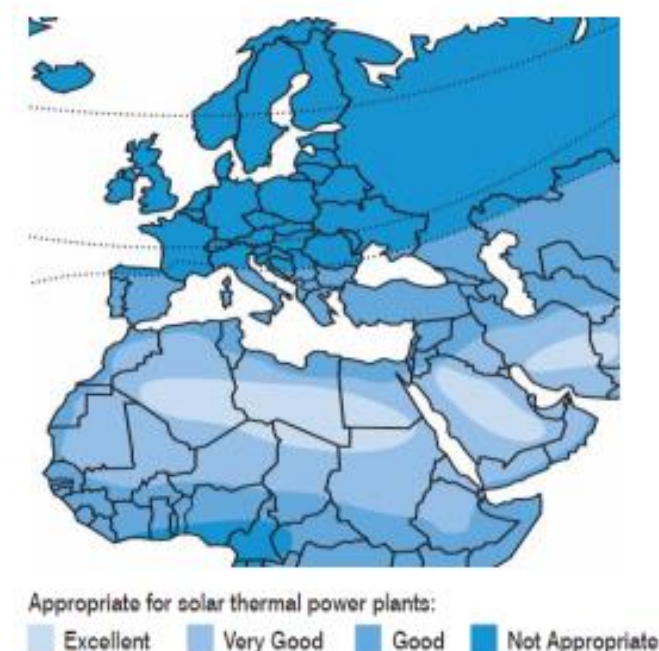
- Prise en compte de contraintes topologiques et sociétales : Dans un second temps, des contraintes de zones d'exclusion ont été intégrées. Issues de la compilation de diverses bases de données, les contraintes prises en compte couvrent aussi bien les aspects techniques (e.g. type de surface au sol et reliefs adéquats) et législatifs (e.g. préservation des réserves naturelles protégées, distance minimale aux habitations, etc.), que certains aspects économiques (i.e. potentiel de production suffisamment élevé) ou d'acceptabilité sociale.

I-2-1 Potentiel solaire :

D'après Dr. Gerhard Knies (DESERTEC, 2010), le désert nord-africain reçoit en 6h l'équivalent de la consommation annuelle de toute l'humanité.

Le plus grand potentiel d'énergies renouvelables se trouve dans l'ANMO (Afrique du nord et moyen orient) selon Ramin (2012) et Fayad (2010), cela représente 45% du potentiel solaire mondial. Ce potentiel est suffisant non seulement à couvrir la demande en électricité de la région mais aussi à couvrir environ 15% de la demande en électricité de l'Europe d'ici 2050.

L'Algérie étant le plus grand pays de l'ANMO, elle bénéficie d'un potentiel important dû à sa superficie et à son emplacement.



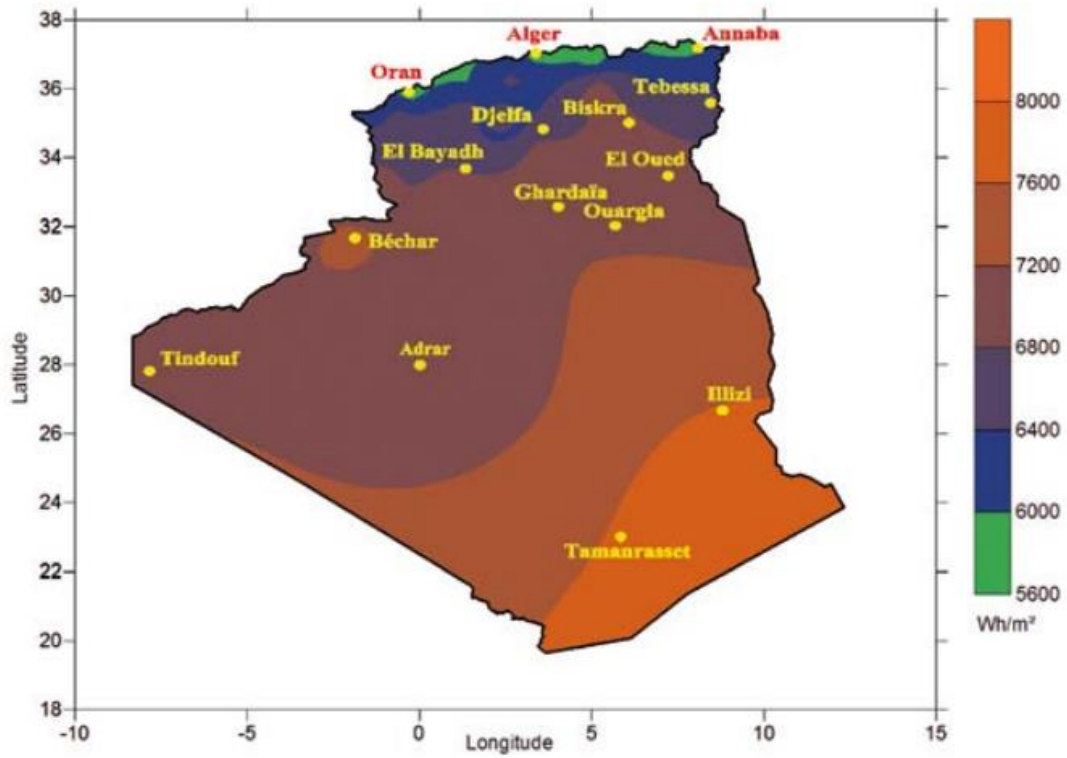


Figure 2 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale inclinée à la latitude du lieu période 1992-2002

Les figures ci-dessus démontrent que le sud de l'Algérie fournit des conditions favorables à l'exploitation de l'énergie solaire

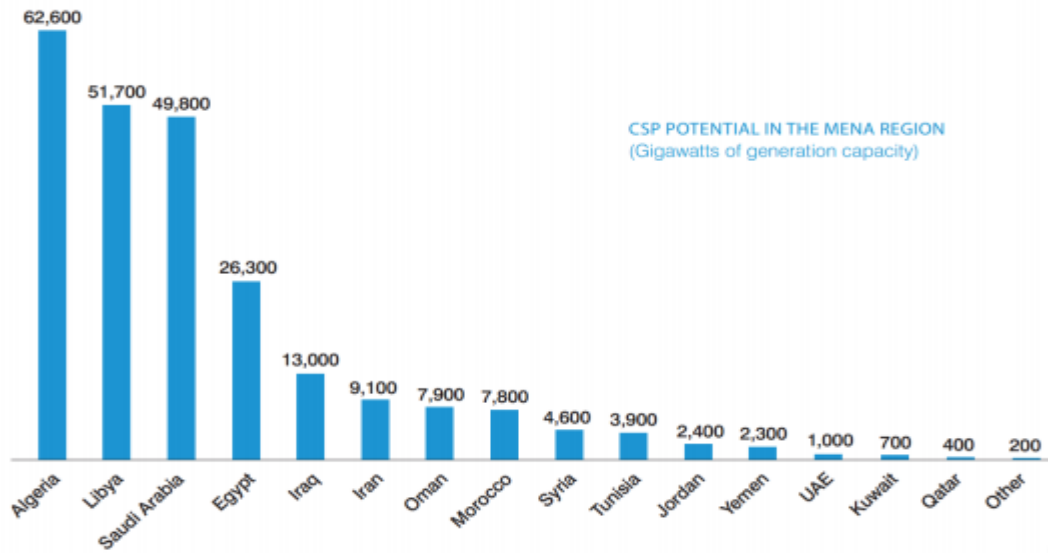


Figure 3: potentiel CSP de la région ANMO en GW

I-2-2 Technologies d'énergie solaire concentrée (CSP)

L'énergie solaire concentrée concentre la lumière du soleil ou dirige l'éclairement normale sur une petite surface en utilisant des miroirs pour produire de l'énergie thermique. L'énergie thermique est utilisée dans un moteur thermique, qui entraîne un groupe thermo-générateur (Solar PEIS, 2013).

Les quatre principales technologies CSP sont (voir figure 4) :

Cylindro-parabolique

Tour solaire

Dish-stirling

Collecteur de Fresnel

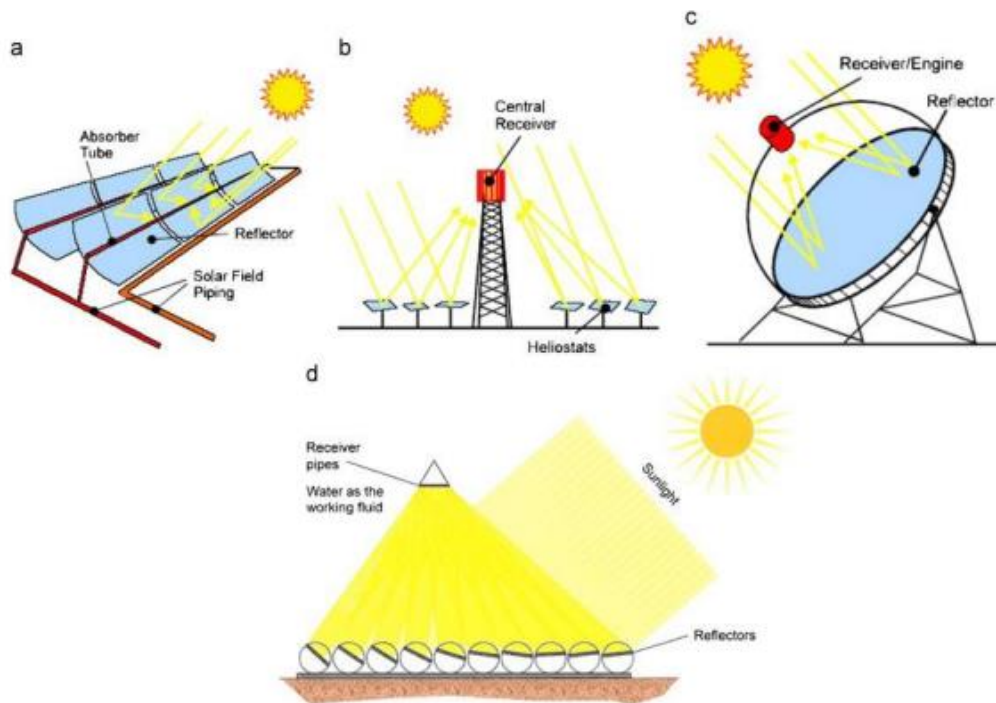


Figure 4 : les principales technologies du CSP a) Cylindro-parabolique

b) Tour solaire c) Dish-stirling d) Collecteur de Fresnel

Les générateur CSP sont adaptés principalement aux systèmes électriques centralisés et aux grands systèmes électriques à grande échelle. Étant donné que la technologie CSP est la plus avancée sur le plan commercial, le cylindro-parabolique représente 94% des installations CSP. La figure 5 présente une brève comparaison entre les quatre CSP mentionnés.






	Parabolic trough	Central tower	Fresnel collector	Stirling dish
Figure³				
Capacity	10-200 MW	10-150 MW	10-200 MW	0.01-0.4 MW
Focusing Type	Linear	Point	Linear	Point
Thermal Efficiency	30-40%	30-40 %	30-55%	20-40%
Max solar efficiency	21%	20-35%	20%	29%
Land use m²MWh⁻¹ y⁻¹	6-8	8-12	4-6	8-12

Tableau 1: comparaison entre les différentes technologies du CSP

Le photovoltaïque (PV) produit de l'électricité directement en convertissant l'énergie solaire directe ou diffuse du rayonnement en courant continu en utilisant des semi-conducteurs qui présentent le phénomène photovoltaïque. Silicium cristallin (monocristallin ou polycristallin) et les couches minces sont les deux principales technologies photovoltaïques. La technologie PV peut être classée comme suit :

- Le silicium cristallin est fabriqué à partir de fines tranches découpées dans un monocristal de silicium (monocristallin) ou à partir d'un bloc de cristaux de silicium (polycristallin), avec un rendement compris entre 11% et 20%. Cette technologie représente environ 85 % du marché mondial d'aujourd'hui.
- Film mince, fabriqué en déposant des couches extrêmement minces de matériaux photosensibles sur un support à faible coût tel que le verre, l'acier inoxydable ou le plastique. Baisse de la production les coûts contrebalancent les taux d'efficacité plus faibles de cette technologie (de 5% à 13% moyenne).
- Le photovoltaïque concentré (CPV) qui fonctionne avec une lumière solaire concentrée, utilisant une lentille pour focaliser la lumière du soleil sur les cellules. CPV pourrait avoir une efficacité maximale jusqu'à 43,5% voir tableau 2 .

	Crystalline Silicon	Thin film⁴	CPV⁵
Figure			
Solar type	Non-concentrated	Non-concentrated	concentrated
Required irradiation	Diffuse	Diffuse	Direct
Average Efficiency Range¹	11-20%	5-13%	35-45%²

Source: ¹ (EPIA, 2013), ² (Abulfotuh, 2012)

Tableau 2 : comparaison entre les différentes technologies PV

Selon des conditions particulières du potentiel d'éclairement solaire (direct ou diffus), la disponibilité de l'eau pour le refroidissement, d'autres circonstances techniques, CSP et PV ont différentes avantages et inconvénients technologiques mais aussi synergique. Certaines des principales différences entre les deux technologies résident dans les points suivants :

- L'échelle de la centrale : la centrale CSP est utilisée pour des applications centralisée; la capacité de l'unité CSP est comprise entre 10 kW et 200 MW (MED-CSP, 2005). Le PV peut être utilisé pour des applications résidentielles. Cependant, il peut être décentralisé comme les panneaux photovoltaïques dans le bâtiment ou centralisés comme les centrales CPV. L'unité PV la capacité est comprise entre 100 W et 50 MW (MED-CSP, 2005).
- Les exigences liées à l'infrastructure : Par exemple, l'installation d'une CSP nécessite une route solide, une infrastructure en plus du stockage thermique. D'autre part, le PV peut être directement connecté au réseau en cas d'applications centralisées.
- La constance de la puissance électrique délivrée : l'alimentation photovoltaïque est fortement fluctuante entre le jour et la nuit car elle est définie par les ressources. Les fluctuations de l'alimentation électrique du CSP sont compensées par le stockage thermique. Par conséquent, la centrale électrique CSP peut fonctionner comme un générateur de charge de base.

Étant donné que la région MENA a un énorme potentiel pour l'énergie solaire centralisée et décentralisée de production d'électricité, la meilleure approche pour la région MENA pourrait être une combinaison de deux les technologies.

I-2-3 Eolien

La capacité de production d'énergie éolienne pour les différents pays de la région MENA région est illustrée à la figure 7 ci dessous. Elle montre que l'Egypte a les plus grandes potentielles de capacité électrique suivie par l'Algérie. Cependant, la région MENA à un potentiel beaucoup plus élevé pour énergie solaire. Une comparaison rapide des figures montre clairement que le potentiel éolien maximal dans la région est jusqu'à trois fois inférieur à celui du CSP.

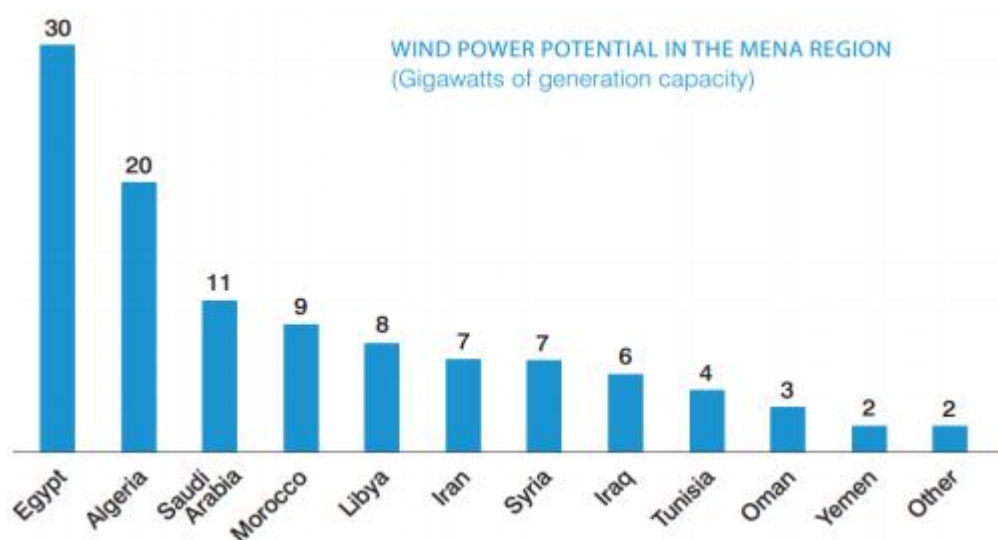


Figure 5: potentiel éolien de la région ANMO en GW

Cependant, de nos jours, l'énergie éolienne est une énergie renouvelable bien établie. Dans la région MENA où la vitesse du vent atteint 8-11 m/s (MENAREC5, 2012), l'éolien terrestre est déjà compétitif par rapport aux productions d'électricité à partir de combustibles fossiles conventionnels (Fayad, 2010). Certains des meilleurs sites éoliens terrestres de la région MENA se

trouvent dans le golfe de Suez et sur les côtes égyptiennes et saoudiennes de la mer Rouge, qui ont des vents moyens élevés vitesses. L'Algérie et le Maroc ont également un excellent potentiel.

I-2-4 Autres sources d'énergies renouvelables :

L'hydroélectricité, la biomasse, la géothermie et la marée sont d'autres ressources renouvelables présente dans la région MENA bien qu'elles aient un potentiel inférieur au solaire et à l'éolien.

I-3 Avantages des ENR :

Partout dans le monde, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et polluants ainsi que la sécurité d'approvisionnement sont considérés comme les principaux moteurs de la transformation des systèmes d'approvisionnement énergétique actuels en systèmes basés principalement ou même entièrement sur les technologies des énergies renouvelables (TER). La région MENA, comparée à d'autres régions du monde, est un lieu unique pour exploiter les énergies renouvelables à grande échelle. Il existe de nombreux facteurs déterminants pour promouvoir les TER et réaliser la mise en œuvre à grande échelle des énergies renouvelables dans la région MENA :

- Des ressources énormes et des potentiels d'énergie renouvelable
- Sécurité énergétique : la sécurité d'approvisionnement est considérée comme une force technologies d'énergie renouvelable
- Les technologies des énergies renouvelables ont de nombreuses applications pour la région MENA comme le dessalement de l'eau de mer
- Le développement national associé aux technologies des énergies renouvelables est une bonne occasion de promouvoir les développements économiques et sociaux
- L'énergie solaire thermique dans la région MENA offre un bon rendement avec les technologies des énergies renouvelables

- Soutiens du marché international et de l'industrie pour la mise en œuvre des énergies renouvelables.

I-4 Stratégie d'implantation des énergies renouvelables

Aujourd'hui, il existe de nombreuses stratégies liées à la mise en œuvre des énergies renouvelables dans la région MENA. Certains d'entre eux sont au niveau international et d'autres sont au niveau national ou régional. Le tableau 3 fournit une liste de plans stratégiques pour la mise en œuvre des énergies renouvelables dans la région MENA.

Level	Title	Author	Year
international ¹	DESERTEC	TREC, DLR and club of Rome	2003
international ²	MSP (Mediterranean Solar Plan)	UfM	2008
international ³	RE-thinking	EREC	2010
International ⁴	DP 2050	Dii	2012
National (Egypt) ⁵	Renewable Energy Strategy	NREA	2008
National (Morocco) ⁵	(MSP) Moroccan Solar Plan	MEMEEE	2009
National (Jordan) ⁵	National Energy Efficiency Strategy	Ministry of Energy and Mineral Resources	2005

Sources: ¹DESERTEC white book (2009), ² (European Commission, 2012), ³ (EREC, 2010), ⁴ (Dii, 2012) and ⁵ (Reegle, 2012)

Tableau 3: différentes stratégies d'implantation des énergies renouvelables dans la région ANMO

I-4-1 Desertec :

L'une des stratégies les plus connues au niveau international est DESERTEC. La stratégie est basée sur trois études qui ont été menées par le Centre Aérospatial Allemand – DLR. Les études ont été soutenues par un réseau de politiciens et scientifiques à l'origine de la fondation DESERTEC en 2003. Les études ont conclu que l'abondance de la ressource de rayonnement solaire dans la région MENA pourrait générer une quantité suffisante d'électricité solaire pour

surpondérer les pertes de transmission entre la région MENA et l'Europe pour fournir une alimentation électrique économique aux régions méditerranéennes et au reste de l'Europe.

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

II-1 Introduction :

Dans l'étude du mix électrique pour l'Algérie à l'horizon de 2050, on se basera sur les données de la SONELGAZ pour essayer de déterminer l'évolution de la demande électriques d'ici 2050.

On analysera la demande électrique (courbe de charge), et on fera une étude historique de la demande énergétique.

II-2 Analyse de la demande électrique :

Dans le domaine de la gestion d'un système électrique, la courbe de charge est l'élément le plus important. Cette courbe de charge est un graphique de la variation de la charge électrique en fonction du temps. Le profil de charge varie en fonction du type de client et des 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 la prévision de l'évolution globale du système électrique. Parmi les éléments les plus pertinents permettant de définir cette demande et qu'il faudrait suivre :

- 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 différents composants du système électrique.

II-2-1 Le profil de la courbe de charge

Le profil de la courbe de charge change selon les saisons, et 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 profil 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.

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

II-2-2 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 demandes augmenter.

➤ **Saisonnière** : Dans ce cas l'intérêt porte sur le profil 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 côté 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-3 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 de distribution publique de 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%.

II-3-1 Consommation électricité

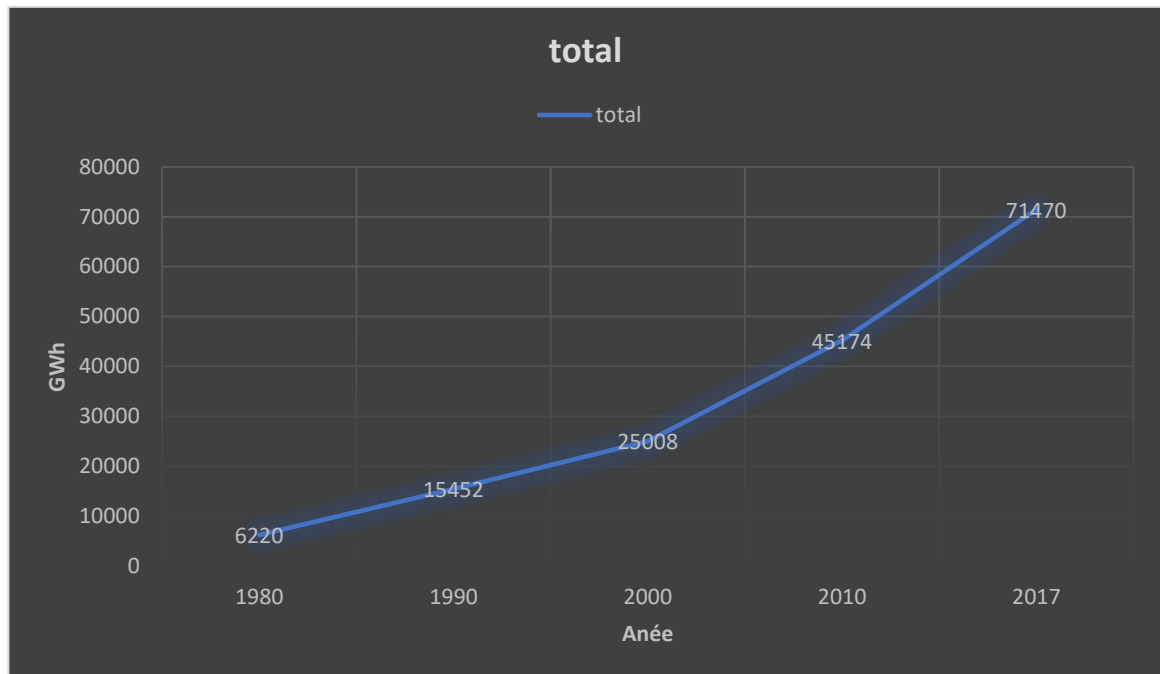


Figure 6 : Evolution de la production totale d'électricité (GWh)

La figure1 représente l'évolution de la production totale d'électricité entre 1980 et 2017, durant cette période l'évolution de la production électrique a été exponentielle en passant de 6220 GWh en 1980 à 71 470 GWh en 2017.

De 1980 à 1990 on constate une augmentation de 148% dans la production totale

De 1990 à 2000 une augmentation de 61% de production totale

De 2000 à 2010 une augmentation de 80%

De 2010 à 2017 une augmentation de 36.

II-3-2 Puissance maximale appelée :

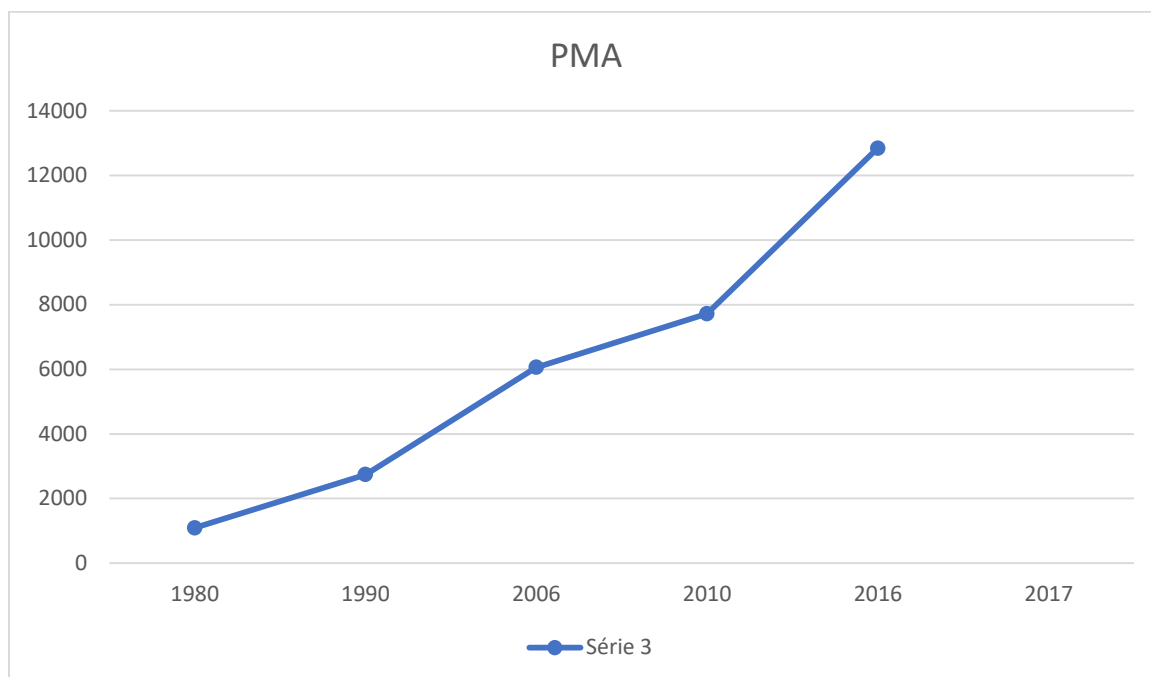


Figure 7 : Evolution de la puissance maximale appelée (MW)

La figure 10 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-3-3 L'évolution de la charge électrique

Journée de mars 2019

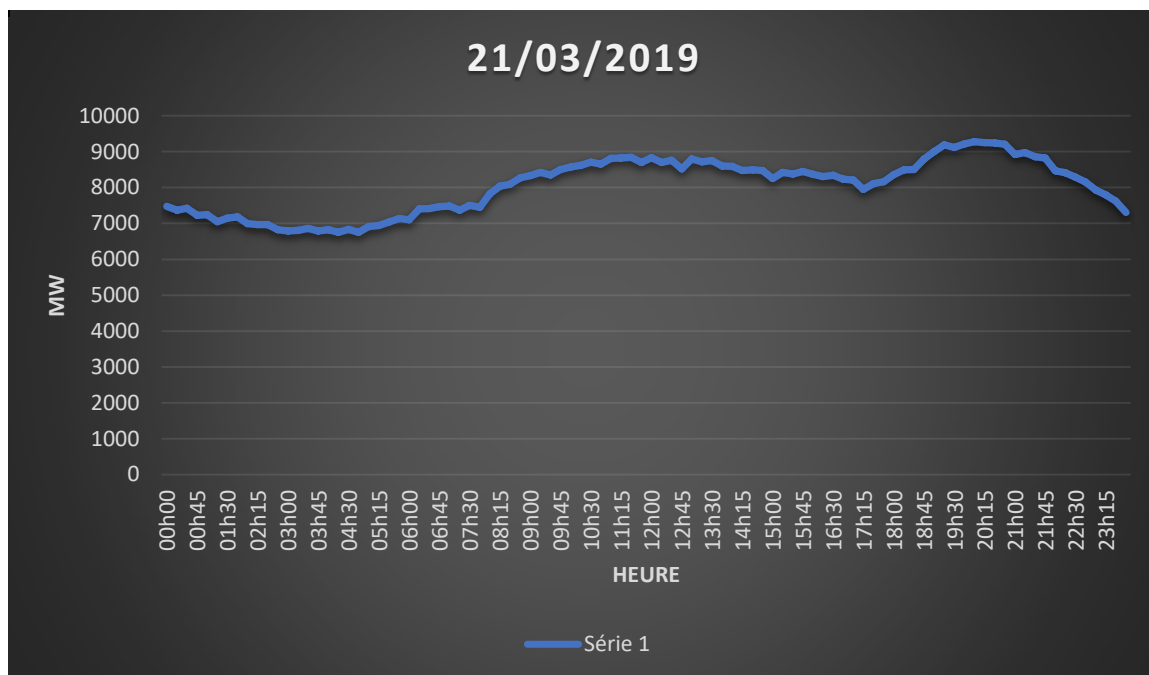


Figure 8: évolution de la demande électrique pour une journée de mars 2019

Durant cette journée, la demande électrique était moyenne comparativement à l'évolution de la demande, voir figure 11. Le Pic de cette journée a été enregistré à 20h avec une puissance de 9279MW par contre le creux du jour a été relevé à 4h15 avec une puissance de 6754 MW.

Journée de décembre :



Figure 9 : évolution de la demande électrique pour une journée de décembre 2019

Pendant cette journée, la demande électrique était moyenne comparativement à l'évolution annuelle de la demande, voir figure 12. Le Pic de cette journée a été enregistré à 18h45 avec une puissance de 9043 MW, en revanche le creux du jour a été relevé à 4h45h avec une puissance appelée de 6514 MW.

Le fait marquant des courbes de charges journalières prises dans notre exemple, c'est la similitude du profil 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 profil continuera dans nos prévisions à être considéré de la même forme.

II-4 Estimation de la consommation électrique à l'horizon 2050

Dans le premier paragraphe nous avons constaté que les éléments influant sur la prévision de la demande énergétique (électricité) sont :

- 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 moyen annuel d'évolution (croissance) de la demande.

Ce taux a été tiré de l'historique d'évolution durant les dernières années.

II-4-1 Prévision pour 2050 :

En 2020, la production nationale en énergie électrique était de 22 979GWh. Avec une évolution moyenne annuelle de 7 % /an, les besoins de l'Algérie en 2035 seraient d'environ 63 399 GWh. et en 2050 ils seraient de 187 166 GWh, voir figure 13.

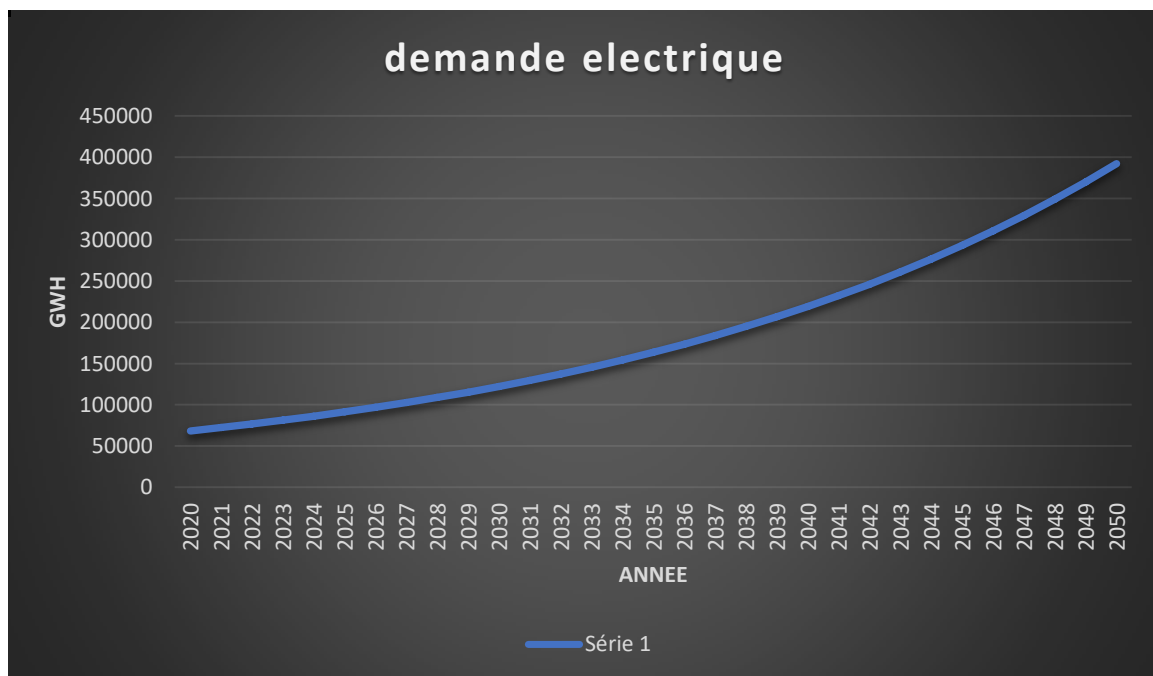


Figure 10 : prévision de l'évolution des besoins énergétique de l'Algérie

II-5 Conclusion :

On se basant sur la consommation de l'énergie électrique depuis les années 80 jusqu'à 2020, 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 392 429 GWh.

Chapitre III : Etat de l'art des technologies solaires et éoliennes

III-1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la présentation de l'état de l'art des technologies des filières des énergies renouvelables utilisées dans ce projet :

- L'éolien ;
- Le solaire à concentration thermodynamique ;
- Le photovoltaïque ;

Afin d'avoir une meilleure vision sur les technologies utilisées dans les différents scénarios à prévoir l'aspect de faisabilité technique et économique, et d'optimiser et argumenter les filières à privilégier, cette partie de l'étude traitera des technologies et de l'analyse des procédures 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'une probable rupture technologique de l'une d'entre elles.

III-2 La puissance instantanée du vent :

Pour valider un site éolien, il y'a lieu de quantifier la source d'énergie dont il 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 :

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

Où " ρ " 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 « C_p » est un coefficient de performance de l'éolienne qui dépend de plusieurs paramètres

III-2-1 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_{elect} » et la puissance instantanée du vent « P_{vent} ».

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

III-2-2 Equipement 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, voir figure 14:

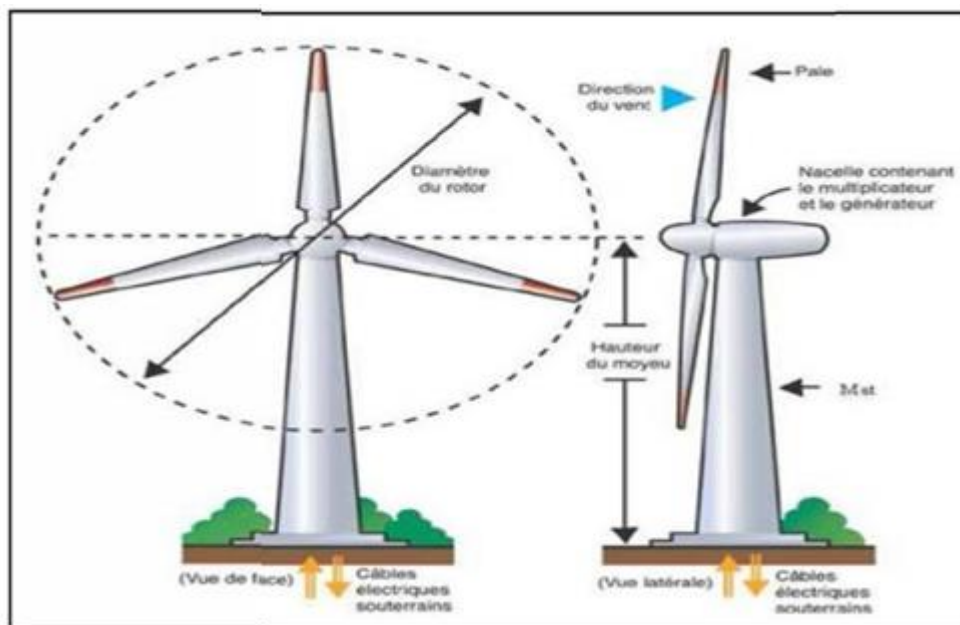


Figure 11 : Schéma d'ensemble d'une éolienne

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 on prend 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 vari 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-2-3 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, voir figure 15, 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 4 MW 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 plupart 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).

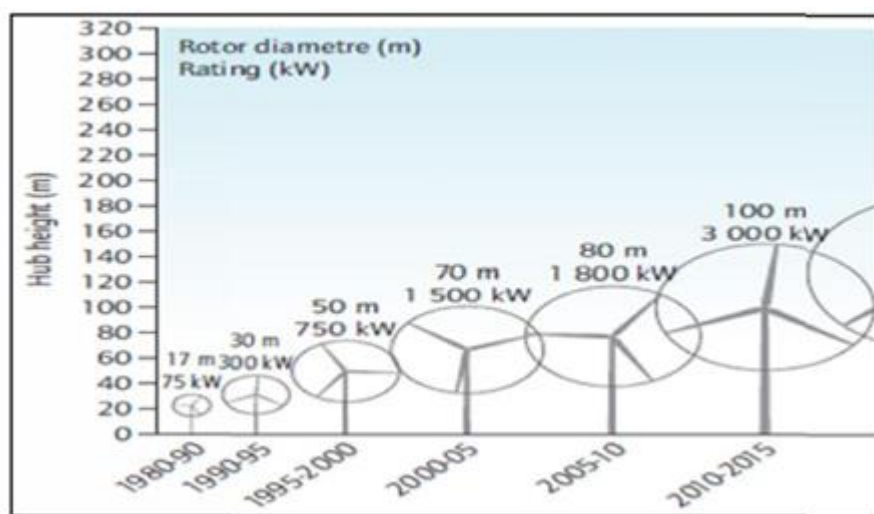


Figure 12 : Croissance de la taille des éoliennes depuis 1980

III-2-4 Marché :

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.

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 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 %.

En 2011, la capacité de l'énergie éolienne a augmenté 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. En 2019 la capacité a atteint environ 650GW, voir figure 16.

Capacité éolienne cumulée, dans le monde (Données: GWEC)

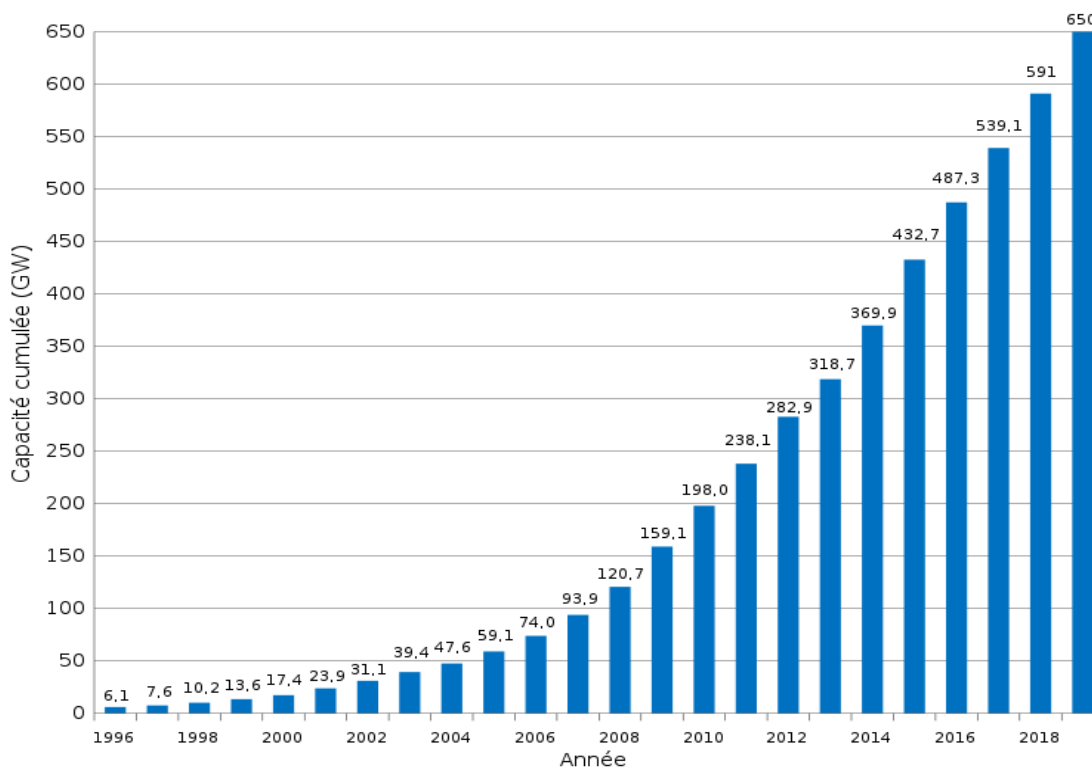


Figure 13 : Capacité mondiale d'énergie éolienne entre 2000 et 2018

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 Lescoûts ont augmenté, allant de 3,60 USD/W à 5,60 USD/W. Les coûts du kWh éolien en 2018 se rapprochent du prix du réseau avec une fourchette entre 29 et 56 \$/MWh, soit un coût inférieur à la plupart des sources de production conventionnelles.

III-2-5 Perspectives :

Perspectives des capacités :

Les perspectives de développement de l'énergie éolienne à la fois terrestre et offshore 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 2300GW 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.

Perspectives des coûts :

Les coûts d'investissement offshore diminueront d'à peu près 37% d'ici 2030, et de 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, voir figure 17.

Le coût de la production d'énergie devrait diminuer de 26% sur les terres et 52% offshore d'ici 2050. Tous les chiffres prévoient une amélioration de la technologie de l'éolienne et une meilleure connaissance des sites

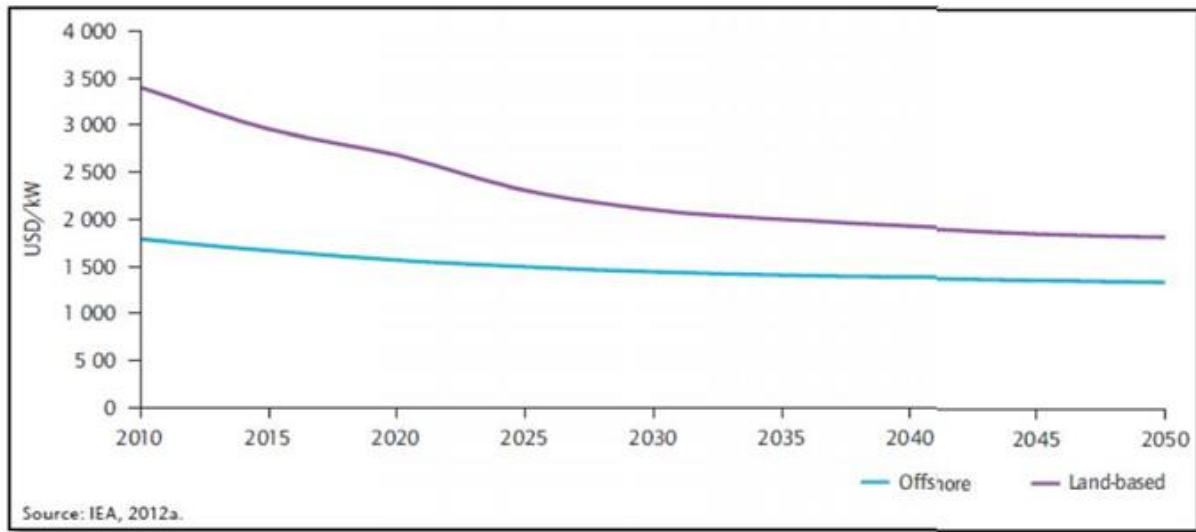


Figure 14 : Perspectives des coûts d'investissement des éoliens

III-3 Solaire à concentration thermodynamique :

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 est la ceinture solaire (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.

Les premières centrales commerciales ont été réalisées au milieu des années 1980, avec 354 MW.

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

Les composants de base d'une centrale CSP sont :

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 haute pression, les échangeurs de chaleur pour le préchauffage de l'eau et la production de vapeur, la turbine à vapeur, le générateur, la 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 La technologie « centrale à tour »

Une centrale solaire à tour consiste en un champ de réflecteurs de poursuite à deux axes (héliostats) qui concentrent la lumière sur un récepteur central situé en haut d'une tour, figure 18. 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.

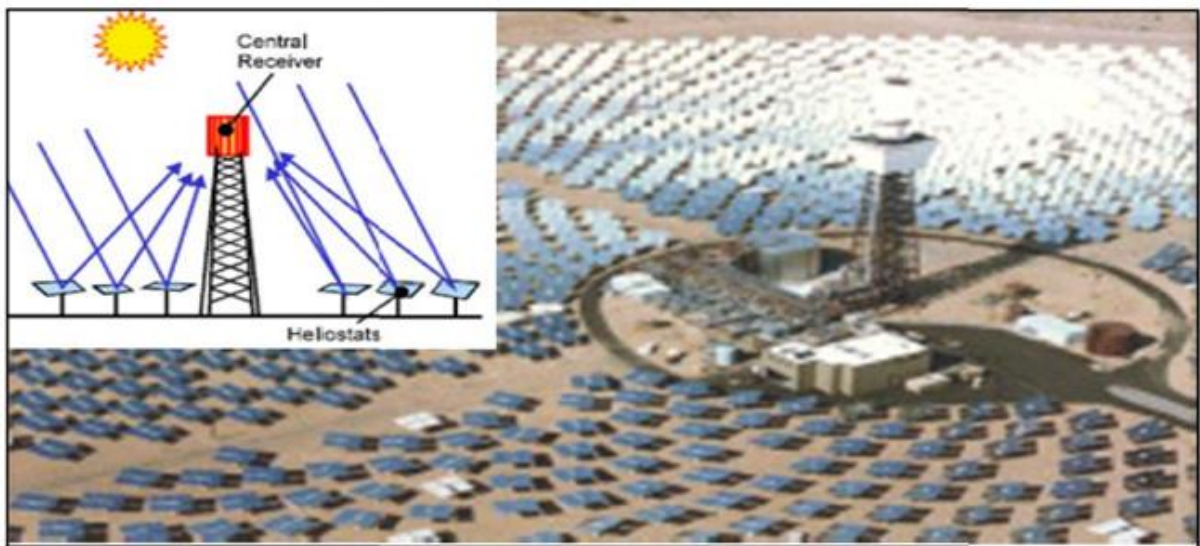


Figure 15 : principes de la technologie à concertation ponctuelle, « Tour solaire »

III-3-3 Marchés :

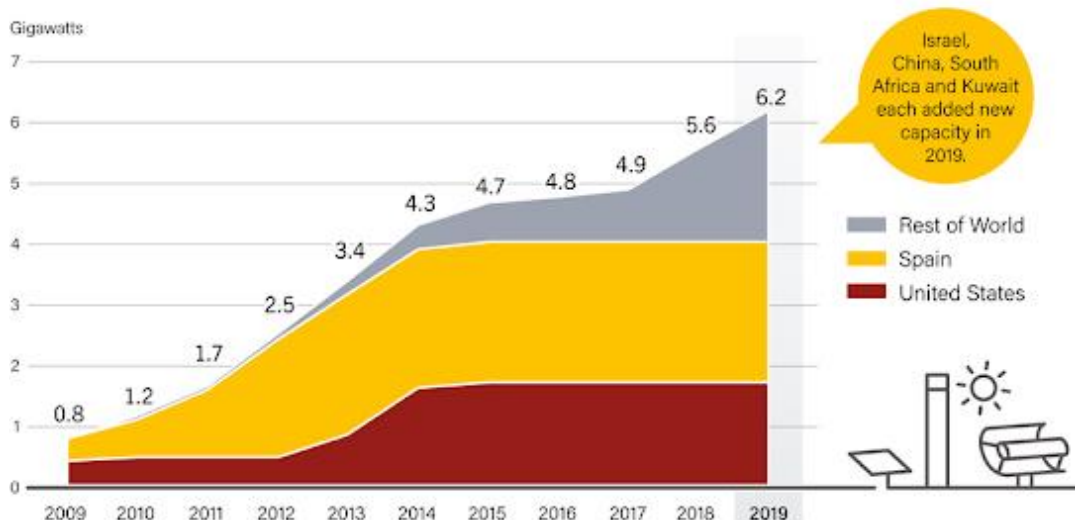
Evolution des capacités

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.

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 les 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 d'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, voir figure 19 et 20.

L'Algérie a mis en place l'engagement sur la mise en œuvre d'un 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.

Concentrating Solar Thermal Power Global Capacity, by Country and Region, 2009-2019



REN21 RENEWABLES 2020 GLOBAL STATUS REPORT

Figure 16 : Capacité globale des CSP dans le monde

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 en 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 et dépend des conditions des sites, DNI, la présence du stockage thermique.

Selon IRENA, les coûts de la filière cylindro-parabolique sans stockage varie entre 5500-8000 USD/kW par contre avec six heures de stockage il 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.

Régions Année	États Unis	Amériques de l'OCDE	Union européenne	Autre OCDE	Chine	Inde	Afrique	moyen - Orient	Autre développe ment d'Asie	Les non- membres de l'OCDE Amériques	World
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 4 : Les capacités de CSP par région dans le monde à l'horizon 2050.

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.

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'éclairement global, 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.

Le potentiel solaire Algérien est représenté par les figures 21 à 23 pour des mois types dans l'année.

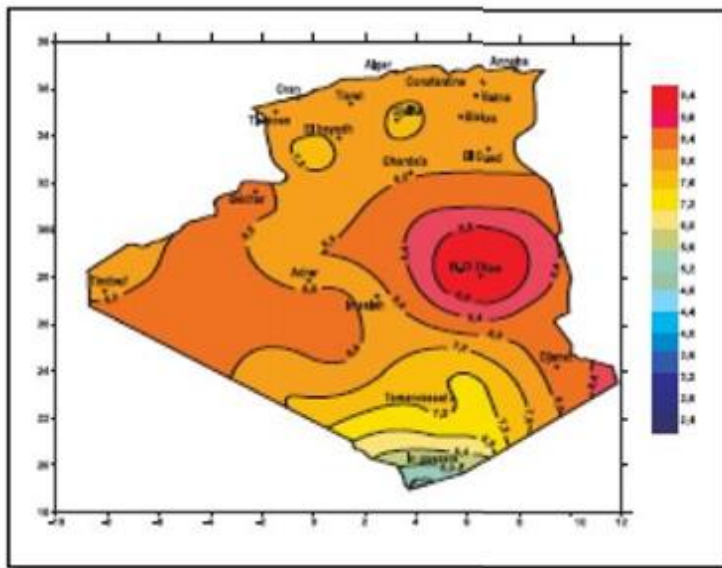


Figure 17 : Irradiation globale journalière reçus sur plan horizontal au mois de juillet

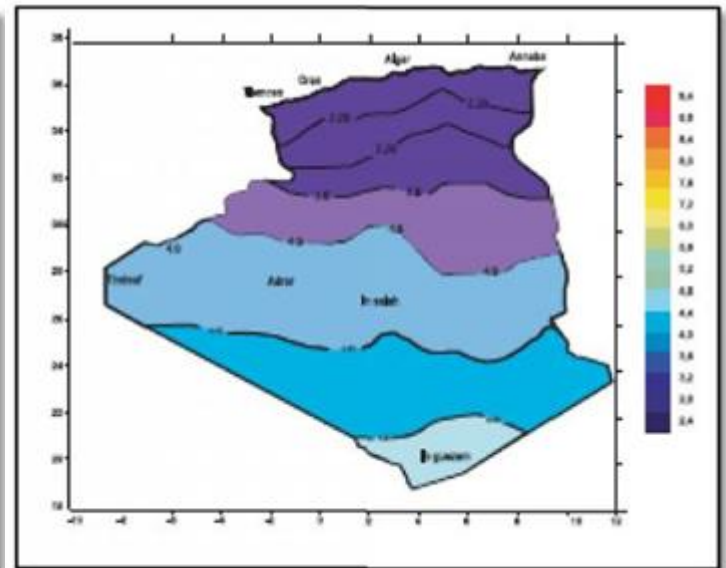


Figure 18 : Irradiation globale journalière reçus plan horizontal au mois de décembre

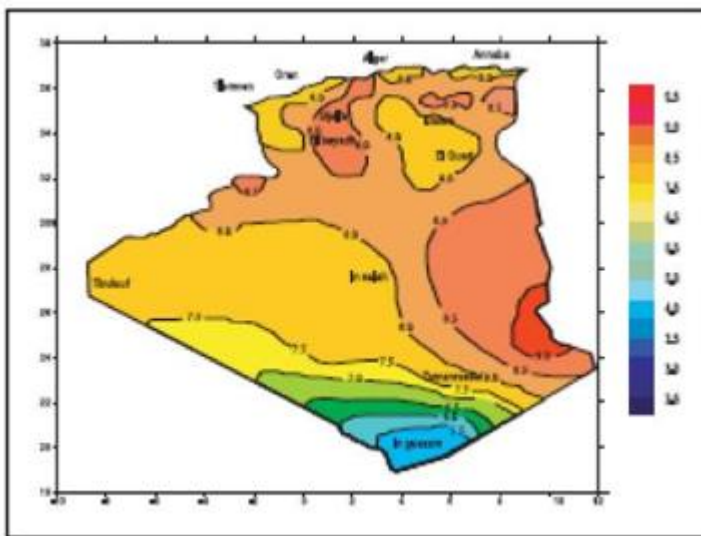


Figure 19 : Irradiation globale journalière reçus sur plan normal au mois de juillet

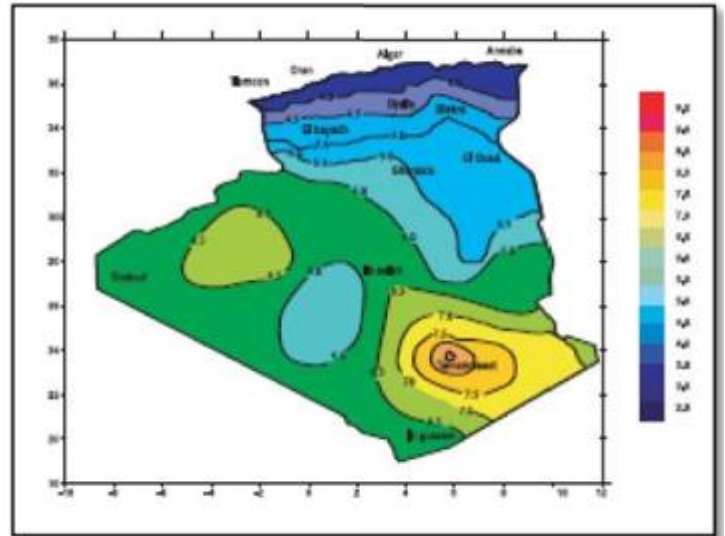


Figure 20 : Irradiation globale journalière reçus sur le plan normal au mois de décembre

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 de 25 ans, comme elles peuvent atteindre plus de 30 ans.

L'onduleur

Les onduleurs transforment le courant continu généré par le module photovoltaïque en 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, conçues 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.

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-4-4 Marché :

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.

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. En 2030 cette capacité atteindra 1583 GW, voir figure 25.

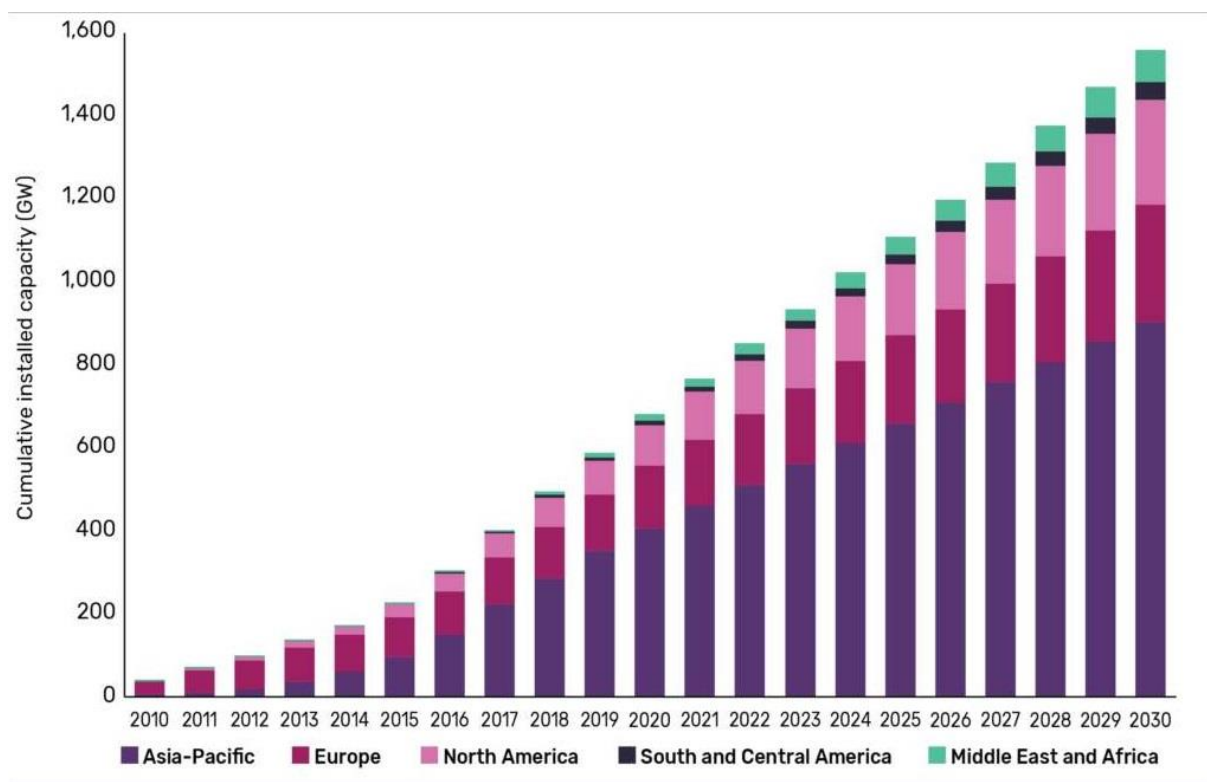


Figure 21 : Capacité globale des PV dans le monde

Evolution des coûts :

Entre 2009 et 2018, les coûts mondiaux de production du photovoltaïque ont très fortement baissés pour devenir compétitifs face aux autres moyens de production électrique.

La figure 26 ci-dessous illustre l'évolution du Coût Actualisé de l'Énergie de 2009 à 2018. Le Coût actualisé de l'Énergie (LCOE - Levelised Cost of Energy) est le rapport du coût complet d'une énergie (incluant les coûts d'investissement, de fonctionnement et de fin de vie de l'équipement) sur l'énergie totale produite durant la période d'une année de l'équipement.

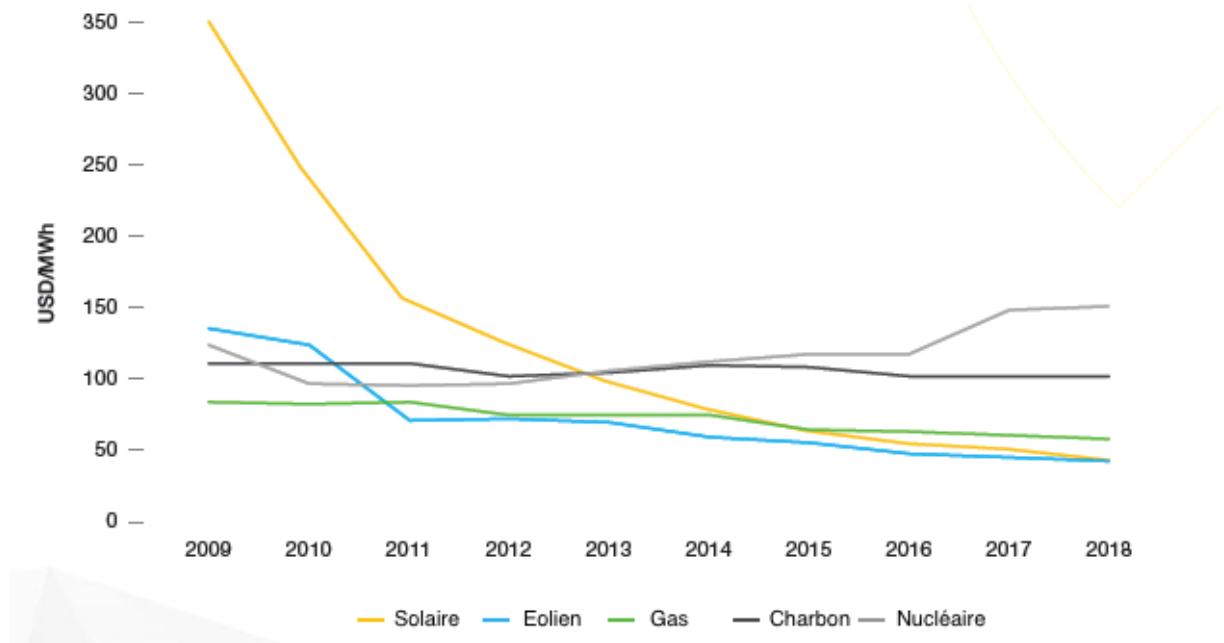


Figure 22: Evolution des coûts de production d'électricité (Source : SolarPower-Europe-Global-Market-Outlook-2019-2023)

III-5 Conclusion :

Au fil des années, différentes sources d'énergies renouvelables ont connu une évolution exponentielle qui permet de produire un maximum d'énergie en diminuant la surface nécessaire ainsi que le prix de production.

Chapitre IV : Définition et analyse des scénarios proposés

IV-1 Introduction :

Dans ce chapitre, une définition ainsi qu'une analyse des 3 scénarios proposés seront présentés. 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 à la faisabilité technique du scénario sur les trois critères (potentiel, superficies et satisfaction de la demande).

Nous allons baser notre étude sur le côté sud de l'Algérie car on dispose d'une large surface inexploitée et inhabitée ainsi que des sites favorables aux centrales à tours, aux champs photovoltaïques et aux éoliennes, et géographiquement il sera ainsi plus facile d'alimenter le nord et le sud en aillant des stations de production situées au milieu du territoire.

IV-2 Sites utilisés :

Sur la carte de la figure 27 on remarque qu'Adrar représente le meilleur site pour une installation éolienne avec des vents qui peuvent atteindre les 5 à 6 m/s à 10 mètres du sol.

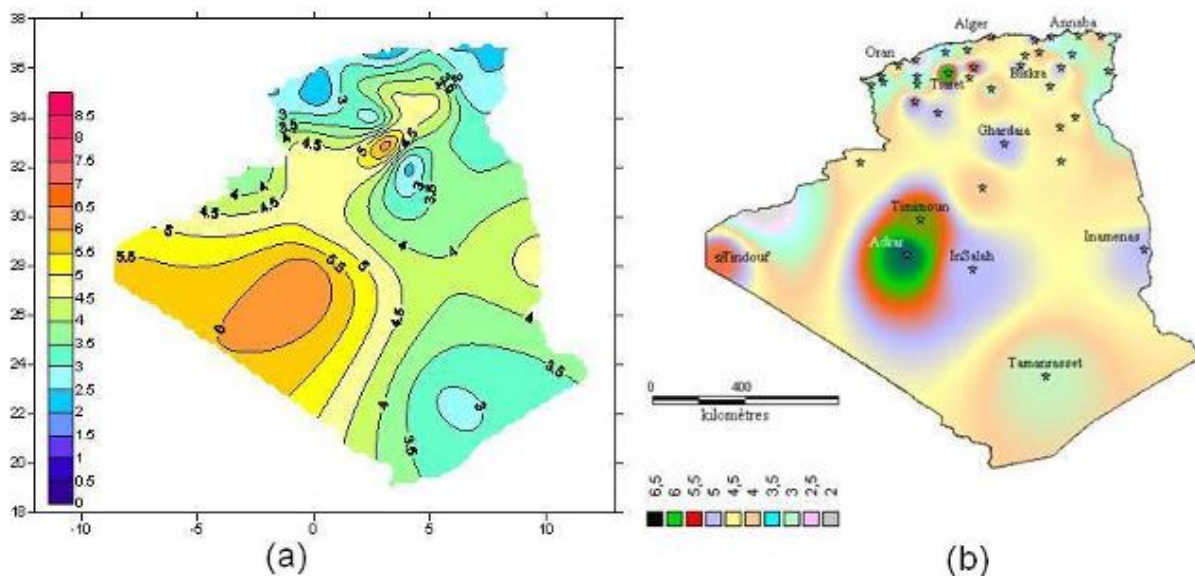


Figure 23 : cartes éoliennes

Quant aux centrales à tour on privilégiera les régions entre Illizi et Ain Salah pour leurs hautes valeurs des irradiances directs normales (DNI) et aux températures élevées de ces régions, voir figure 28.

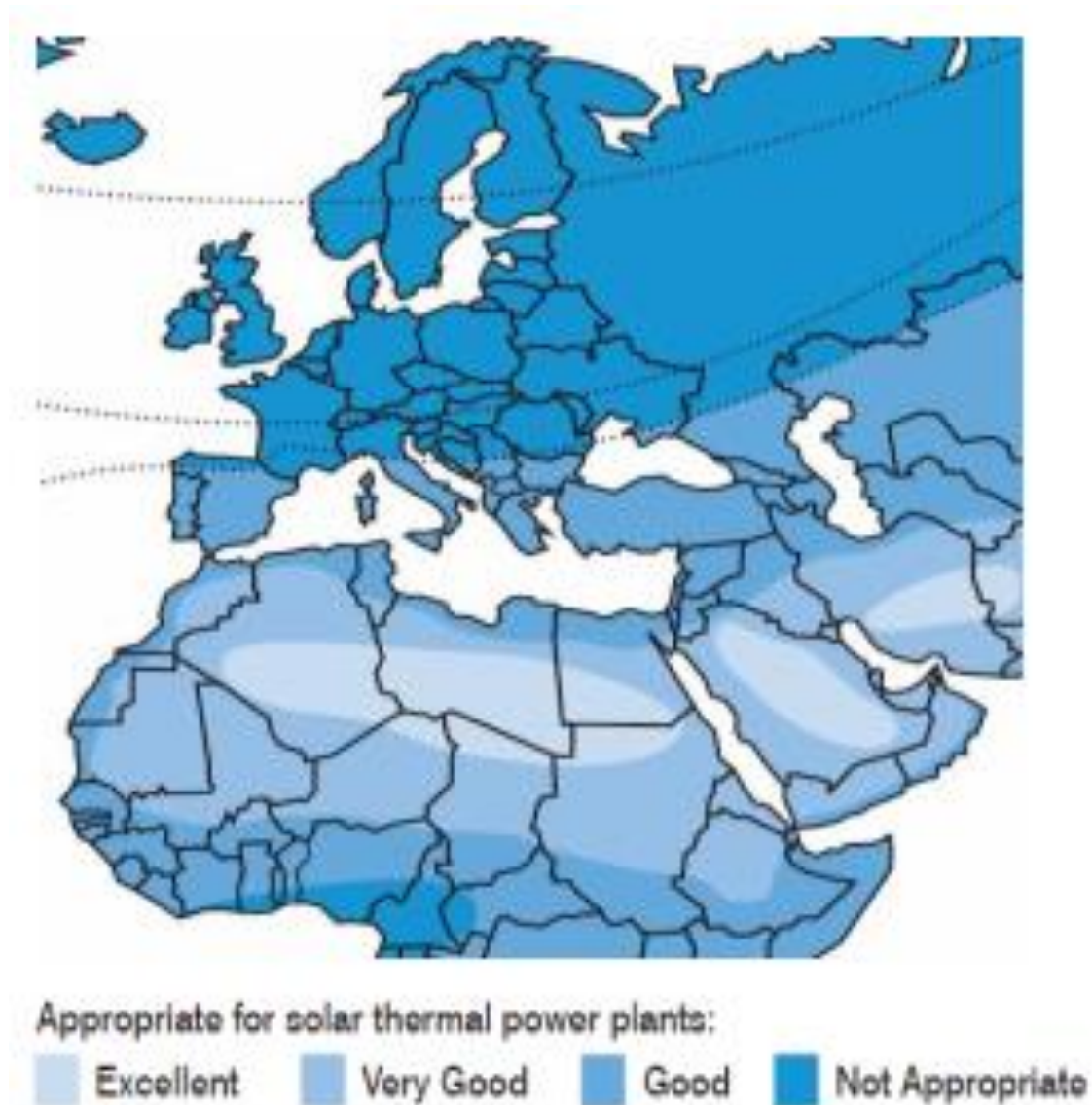


Figure 24 : gisement solaire

Pour ce qui est des champs photovoltaïques on les placera du côté de Bechar car malgré un rayonnement moins intense qu'au sud, les températures y sont un peu plus basse ce qui favorise la production en électricité à l'aide du photovoltaïque.

IV-3 Présentation des outils de travail :

IV-3-1 Présentation du logiciel METEONORM :

METEONORM est un recueil complet de données météorologiques « Base de données météorologiques mondiale », figure 29. 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.

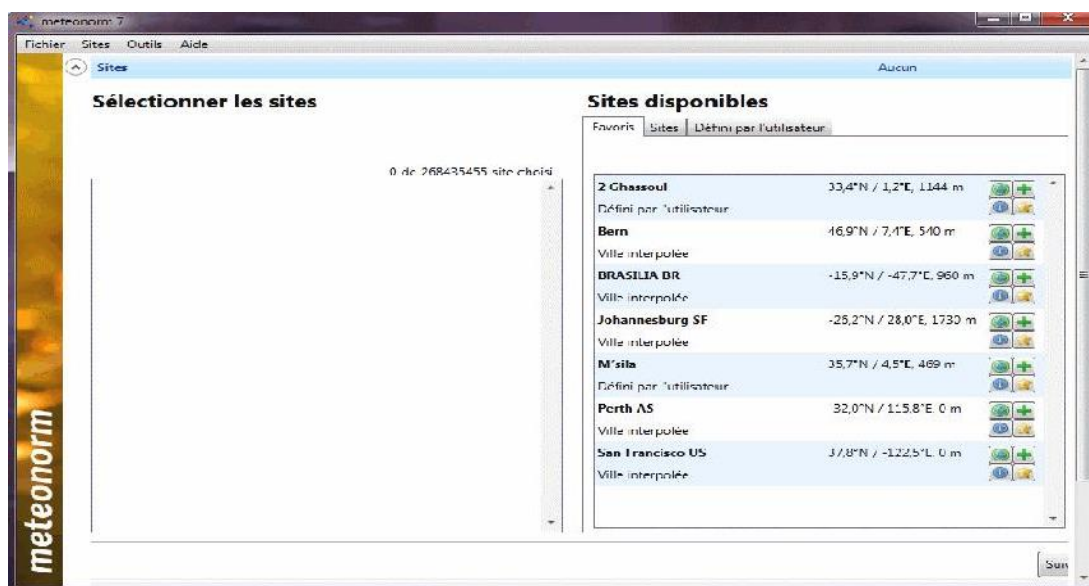


Figure 25 : L'interface du tableur de Meteonorm.

IV-3-2 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, figure 30. 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 le laboratoire national des énergies renouvelables le 'NREL' en collaboration avec le laboratoire Américain SANDIA, et en partenariat avec le Programme des Technologies Energétiques 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.

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.

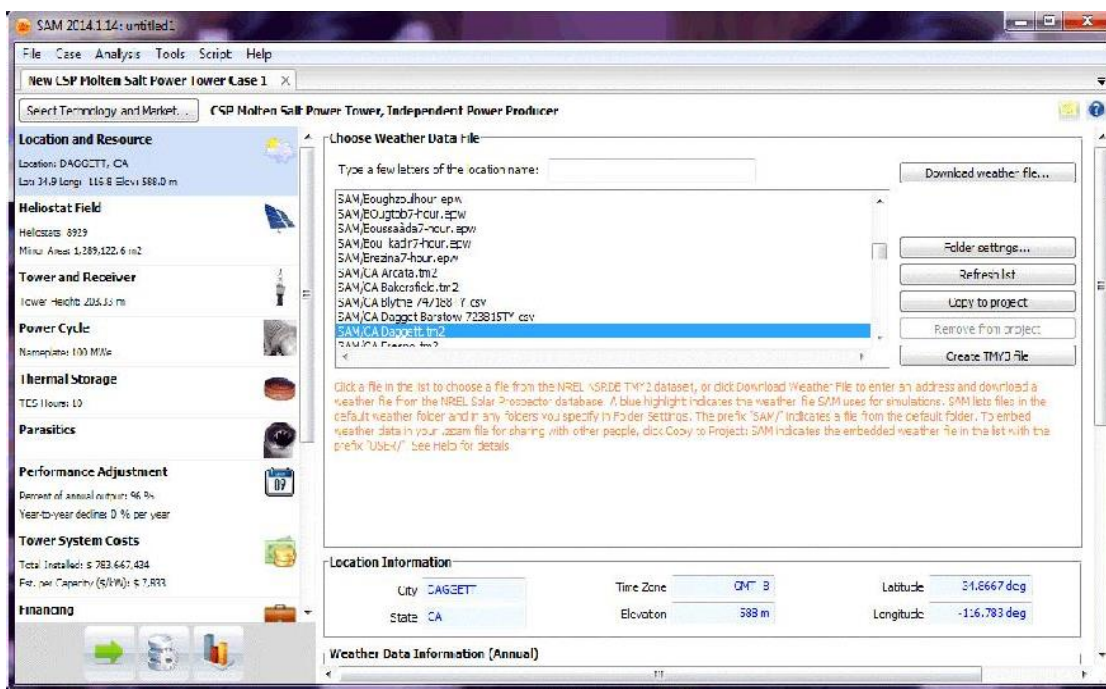


Figure 26 : L'interface d'optimisation de la centrale

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 éoliennes, 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), voir figure 31.

L'équation :

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

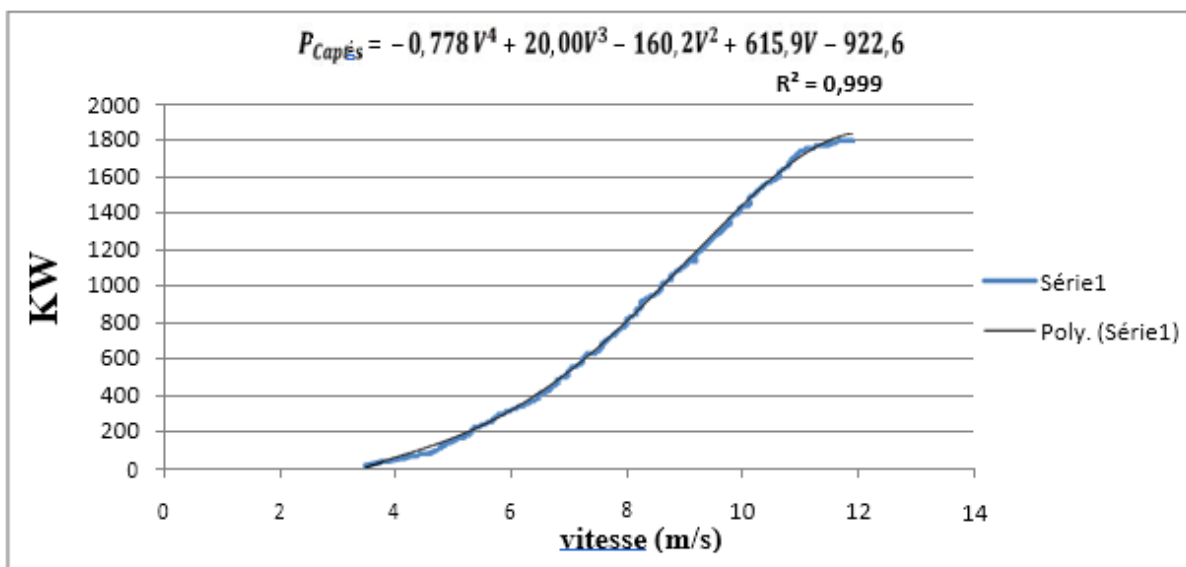


Figure 27 : Courbe de puissance de l'éolienne Vistas V90-1.8.

IV-4 La filière technologique solaire thermique :

Pour les besoins de simulation du productible, on a considéré une CSP à tour de 100MW 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.

IV-5 La filière technologique solaire Photovoltaïque :

La centrale considérée pour la simulation dans ce cas est une centrale de 100 MW, avec des panneaux de marque Sun Power : de type SPR-E19-310-COM

IV-6 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 50 MW.

IV-7 Simulation des scénarios :

L'Algérie a actuellement une capacité installée de 22 979 MW d'après la Sonelgaz, cette capacité augmentera d'environ 7% par année ce qui nous donnera environ 187 166MW en 2050, voir figure 32.

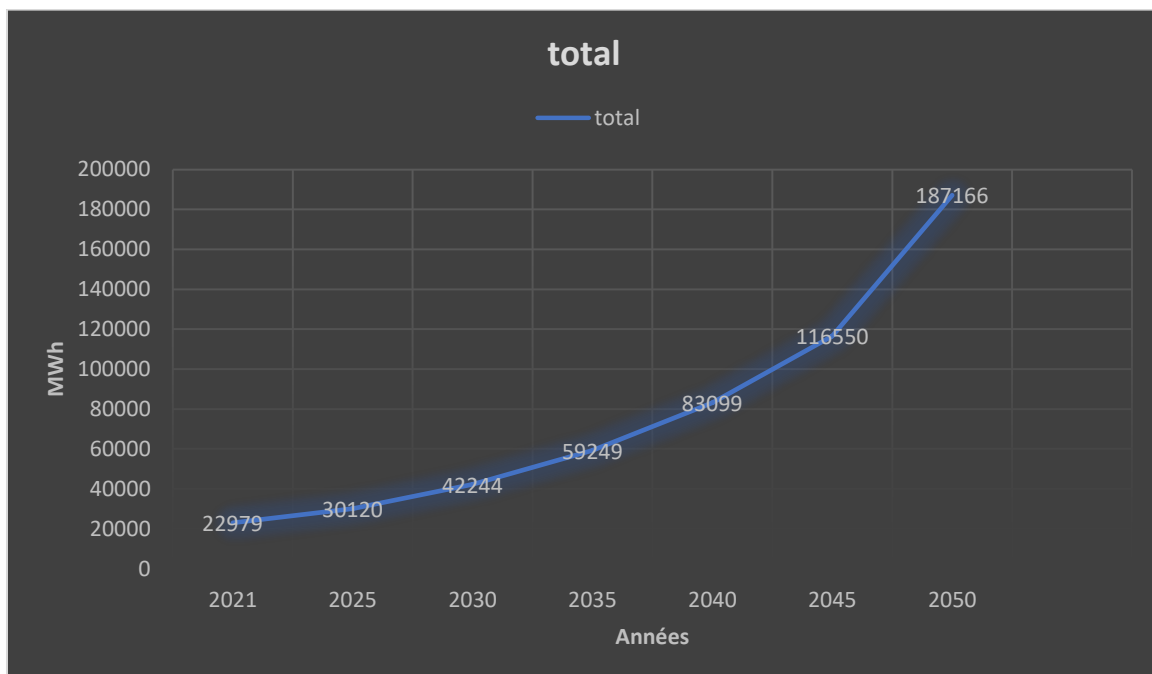


Figure 28 : évolution de la capacité électrique de l'Algérie

Cette capacité sera fournie à 45% par des installations CSP, 45% par des installations PV et 10% par des installations éoliennes.

Donc la puissance produite sera de $187\,166 \times 365 \times 24 \times 0.8 = 1\,311$ TWh

Ce qui représente 84 224 MW fournis par des CSP de 100MW et donc ça donne 1 750 centrales à tour, ainsi que 1 750 champs photovoltaïque produisant chacun 100MW et 850 parc éolien de 50MW chacun.

IV-8 Production PV :

La région favorable pour l'installation des panneaux solaire se situe au sud-ouest de l'Algérie vers Bechar et El bayadh, le rapport rayonnement/chaieurs y est optimale pour le photovoltaïque et la superficie du désert nous permet l'installation de 1750 stations de 100MW, cette installation requerra environ 526 486 m².

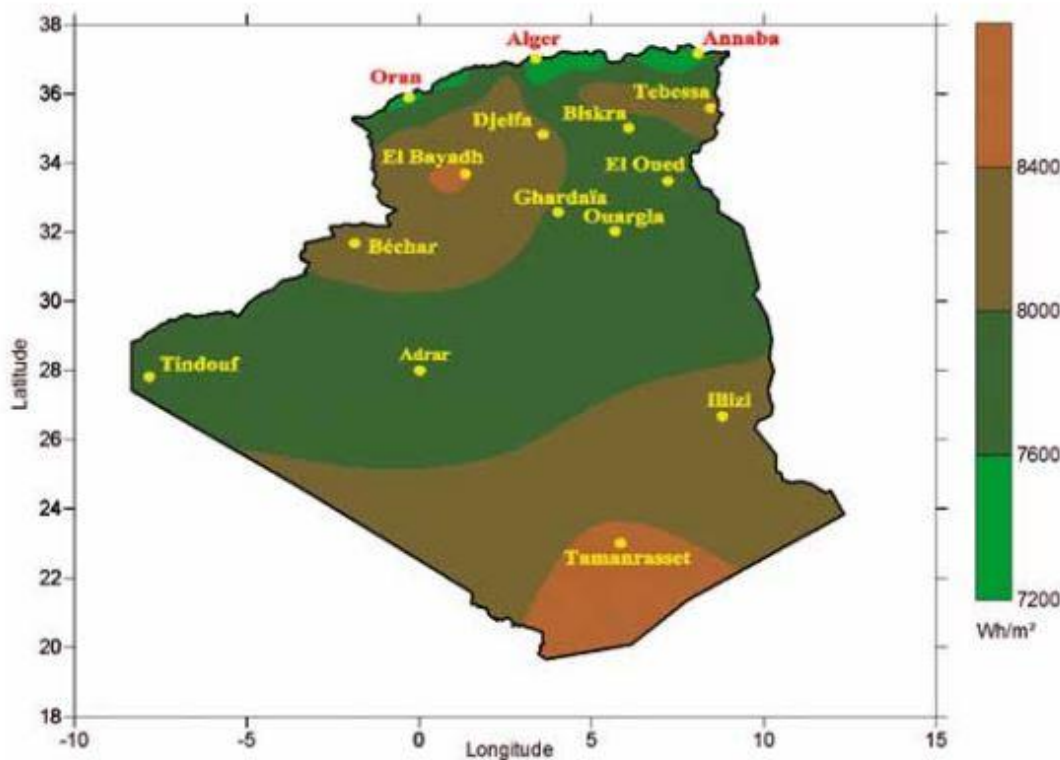


Figure 29 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale inclinée à la latitude du lieu période 1992-2002

Nous remarquons sur la carte de la figure 33 que certaine zone du sud tel que Tamanrasset offre un éclairage plus important mais les températures en ces lieu sont très élevées ce qui n'est pas conseillé pour le photovoltaïque et c'est pour cela que nous placeront les stations photovoltaïques dans la région de Bechar et El Bayadh

Pour la simulation nous utiliserons des panneaux solaire mono cristallin de la marque Sun Power SPR-E19-310-COM ($V_{co}=64.4V$, $I_{cc}=6A$), des onduleurs SMA America : SC750CP-US avec une puissance maximale AC de 770KW, et une puissance maximale DC de 791KW

L'installation nécessitera 322 800 panneaux et 108 onduleurs

Chaque station délivrera environ 14.087 TW pas an avec un facteur annuel de 16%, et elle coutera en tout 104 millions de dollars US, le retour sur investissement prendra 20 ans avec une rentabilisation de 12.95% par an.

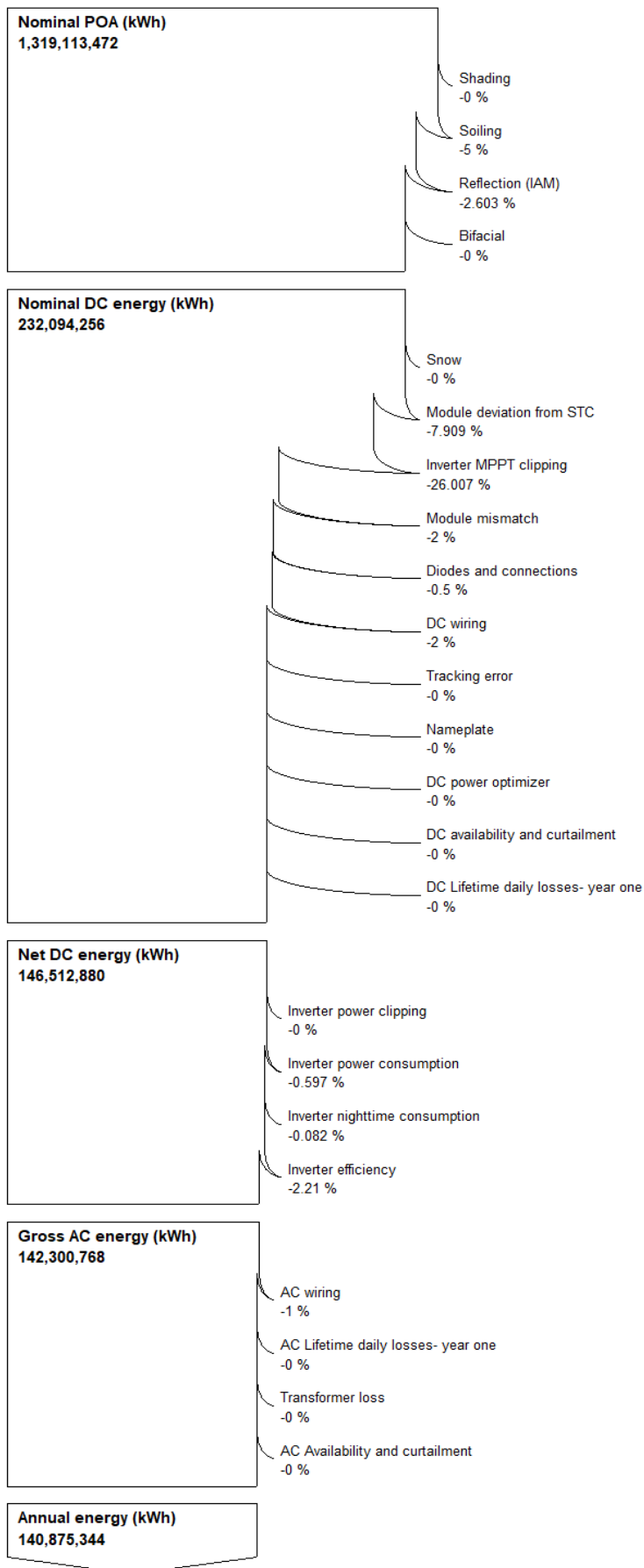


Figure 30 : bilan annuel des pertes énergétiques d'une station PV

Cette surface recevra en principe une énergie équivalente à 1.319TWh ce qui permettra grâce à l'installation de la station de généré une énergie de 0.14TWh par an, voir figure 34.

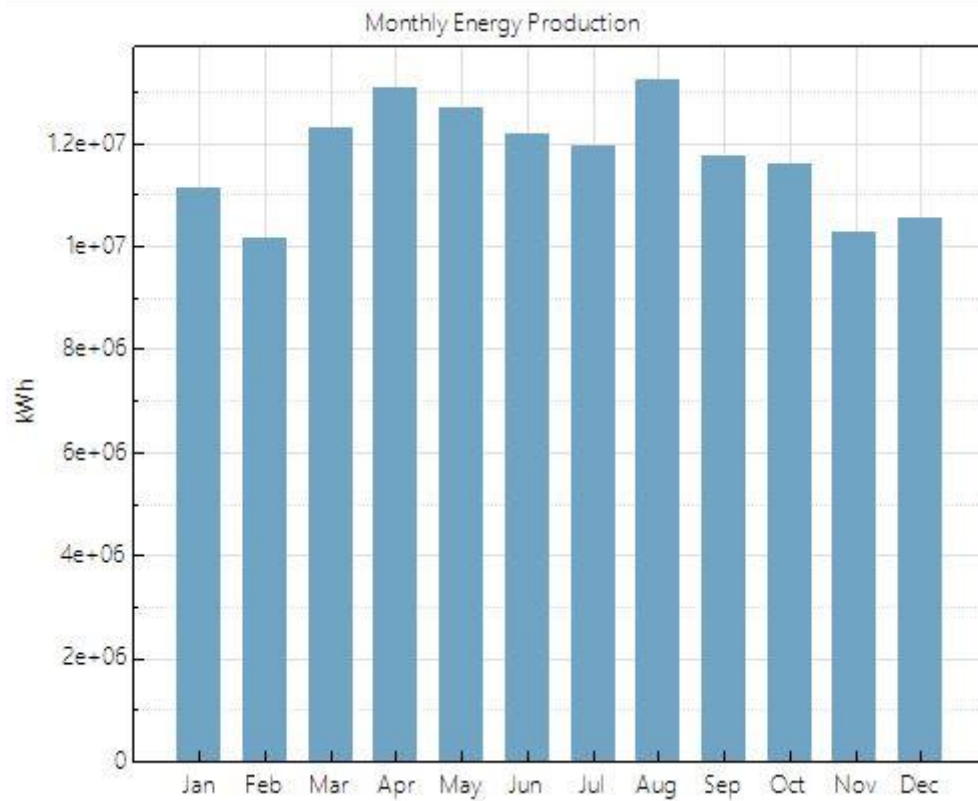


Figure 31 : production mensuelle d'Énergie pour une station PV

D'après le logiciel SAM, les stations produiront plus de 12 000MW par mois de mars à aout, voir figure 35.

Le cout du kWh généré grâce à la centrale sera de 8.86¢/kWh durant les 20 premières années pour pouvoir récupérer l'argent nécessaire à la construction de ces dernières ; puis il passera à 7.07 ¢/kWh.

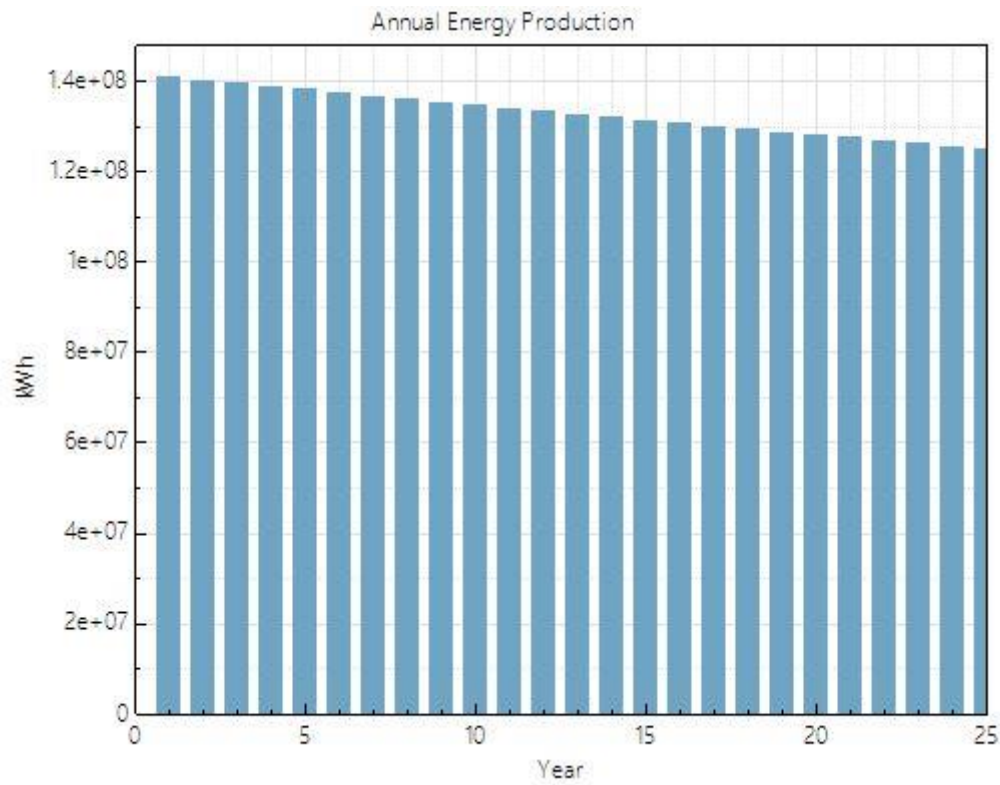


Figure 32 : évolution de la production au fil des années d'une station PV

La production annuelle de ces stations diminuera au fil du temps mais supérieure à 120 000MWh après 25ans de service comme indiqué à la figure 36.

IV-9 Production centrale à tour :

L'emplacement favorable pour les centrales à tour se situe entre Tamanrasset et Illizi, on y installera 1750 stations de 100MW de tour à sel fondu, avec une autonomie de 8h ce qui permettra de couvrir les besoins électriques des nuits, cette installation requerra 1 231 806 m².

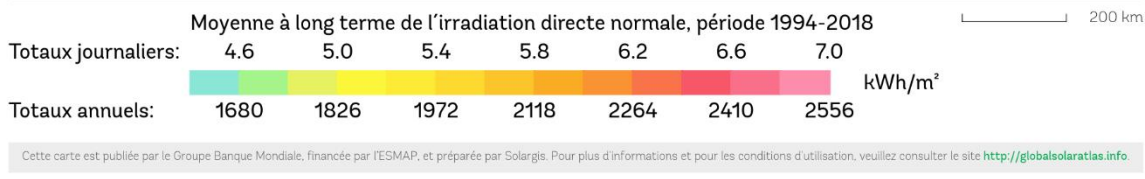
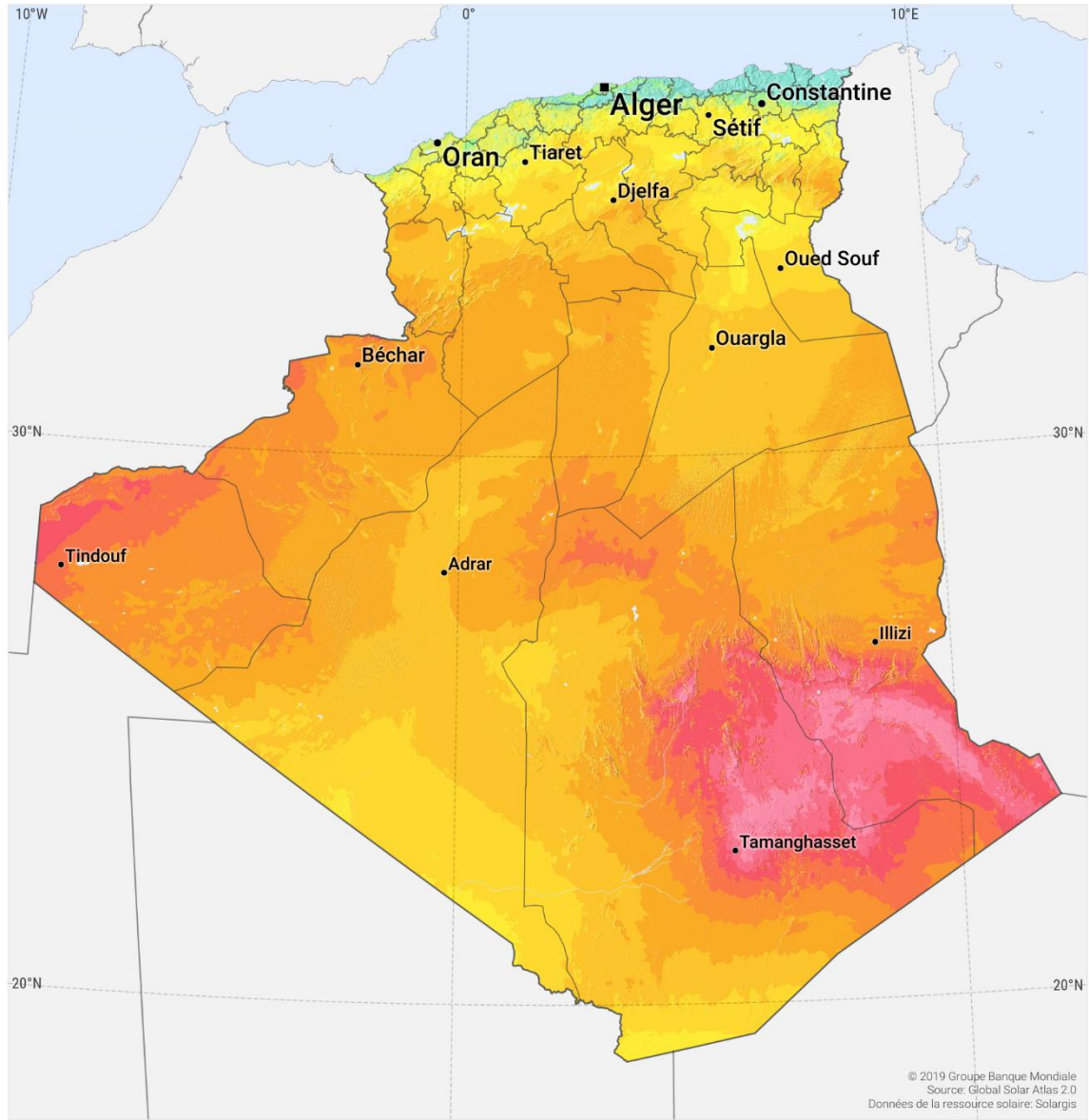


Figure 33 : irradiation directe

Cette région reçoit un rayonnement très important et les températures y sont très élevées ce qui favorise l'installation des centrales à tour plus que le photovoltaïque, voir figure 37.

Le sel utilisé est composé de 60% NaNO₃ et 40% KNO₃, les héliostats ont une surface de 144.375m² et une réflectivité de 97%.

Chaque station produira 50.987 TW annuellement avec un facteur de charge annuel de 58.3%, elle coutera 428 millions de \$ qui seront rentabilisées en 20ans avec une rentabilisation de 12.87% par an pour chaque station.

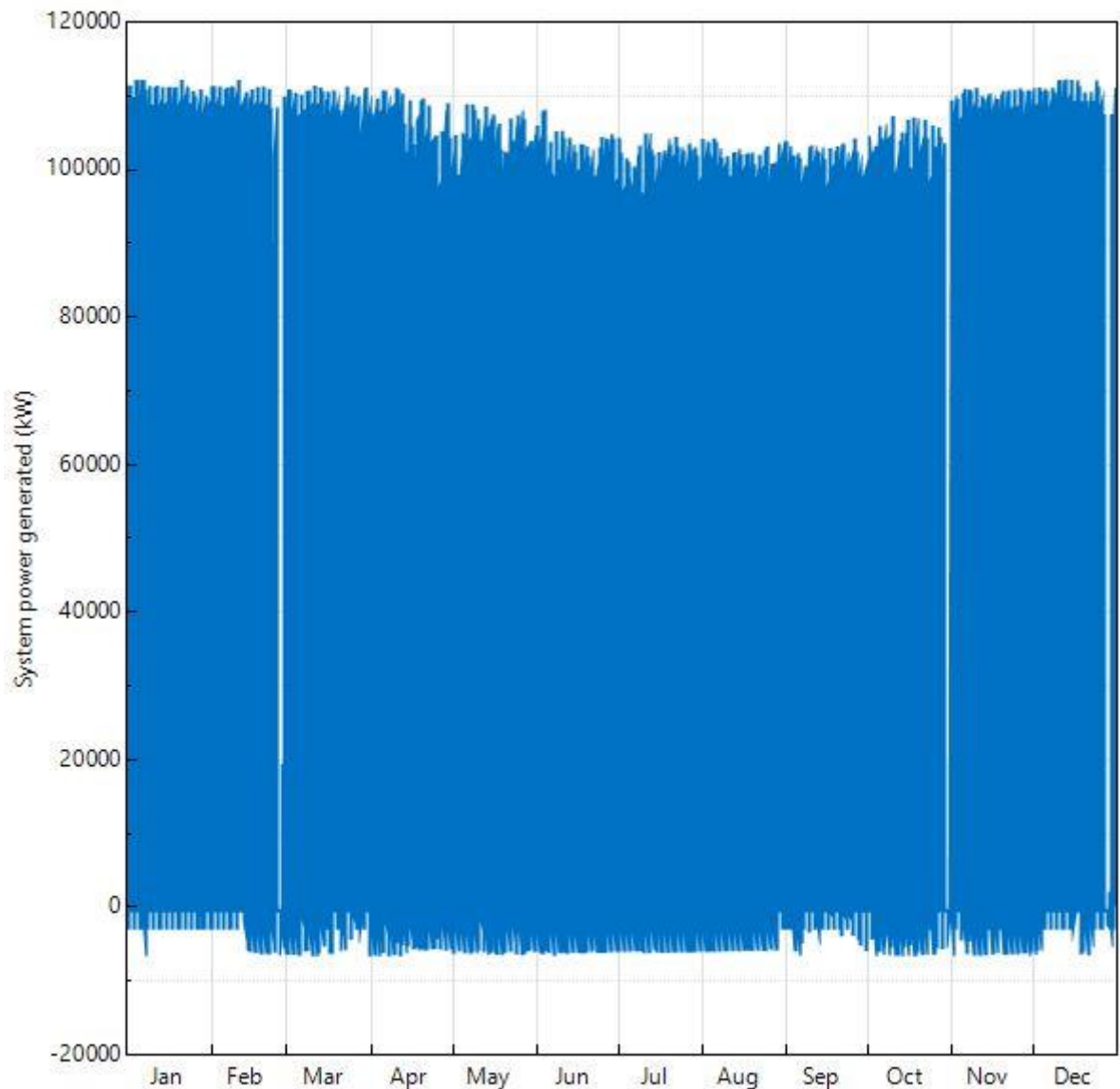


Figure 34 : production journalière d'Énergie pendant une année

On remarque d'après la figure 38 que la production d'Énergie augmente de novembre à mars ce qui permet de combler la lacune du photovoltaïque durant cette période

Le prix du kWh généré grâce à ces stations sera de 8.19 ¢/kWh durant les 20 premières années puis il passera à 6.50 ¢/kWh

L'avantage des centrales à tour (en plus de leurs autonomies qui nous permet d'assurer de l'électricité tout au long de la nuit) c'est que même après 25ans de service, leur production ne diminue pas comme on peut le voir sur la figure 39.

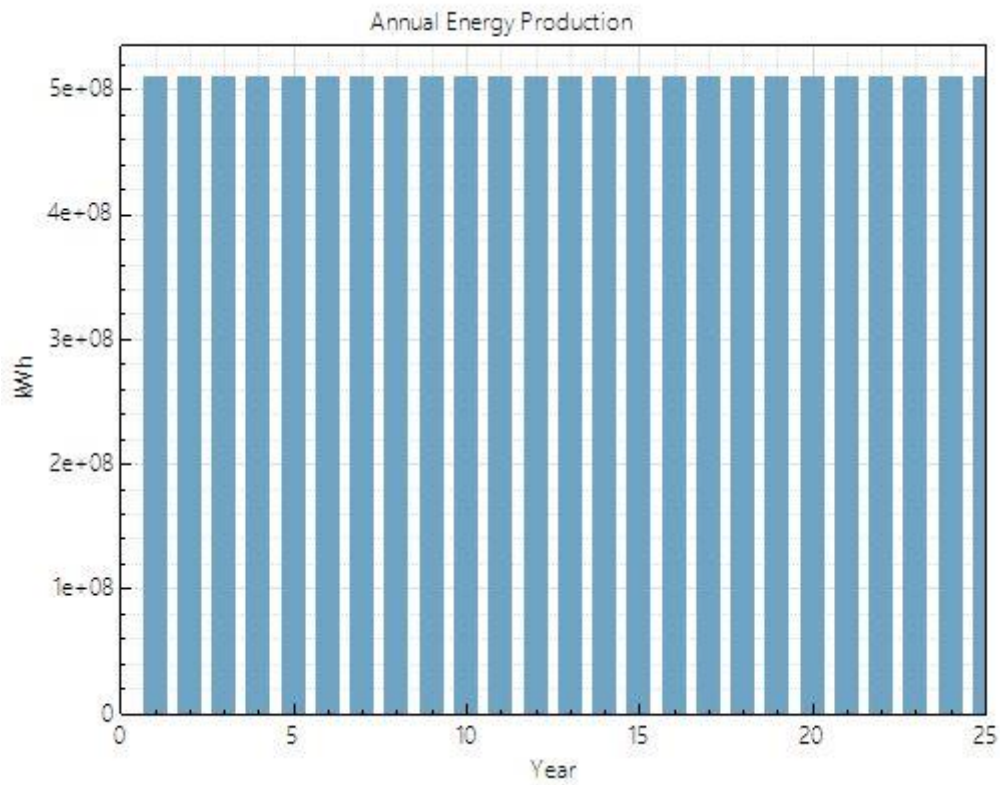


Figure 35 : évolution de la production au fil des années d'une station CSP

IV-10 Production éolienne :

Le site offrant des vitesses de vent optimal en Algérie se situe à Adrar, on y installera 850 station éoliennes composé de 28 éoliennes de type Vestas V90-1.8 d'une puissance crête de 1800KW chacune.

Cette installation produira 66TW par an avec un facteur de charge annuel de 43.3%, l'installation coutera 74 millions de \$ par parc, rentabilisée en 20ans avec un taux de 12.25 %.

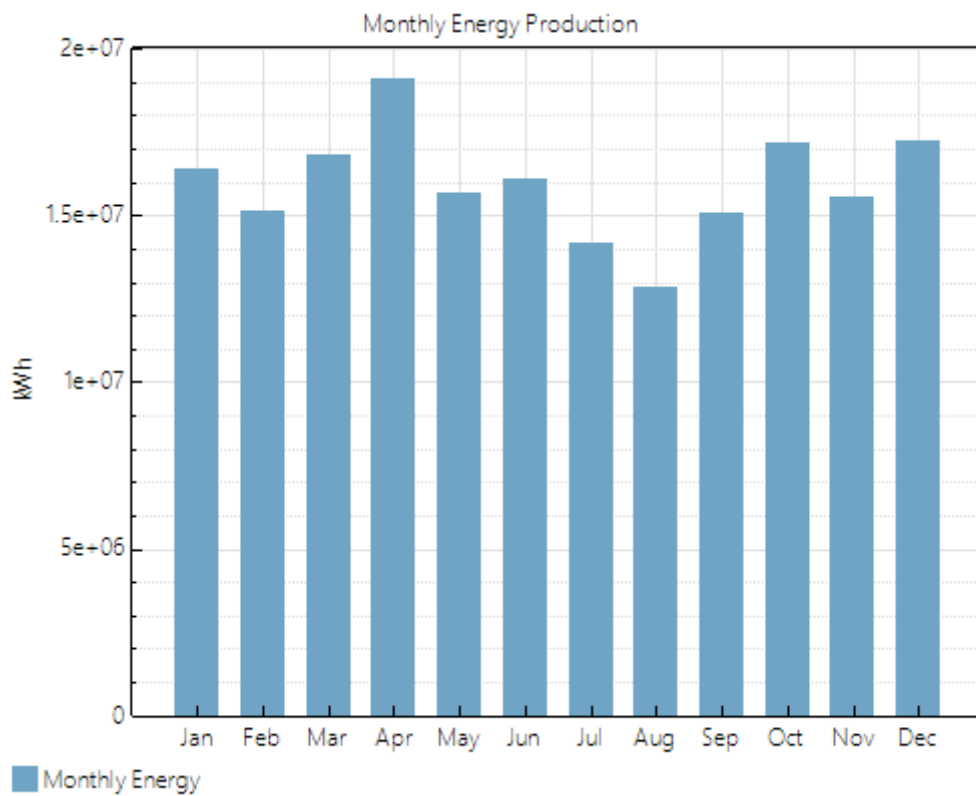


Figure 36 : production mensuelle d'Énergie pour une station éolienne

On remarque ici que la production à l'aide d'éoliennes n'est pas vraiment constante ou régulière (voir figure 40), ce qui représente un gros désavantage, c'est pour cela qu'on prévoit seulement 10% de production grâce à elle, ce qui nous permettra de plus ou moins combler les vides du PV et des centrales à tour. Mais l'avantage c'est qu'on n'a pas besoin de rayonnement ou de soleil pour produire de l'électricité ce qui peut s'avérer très utile dans certains cas.

Le cout de kWh produit par ces champs sera de 4.66 €/kWh et descendra à 3.70 €/kWh après 20 ans.

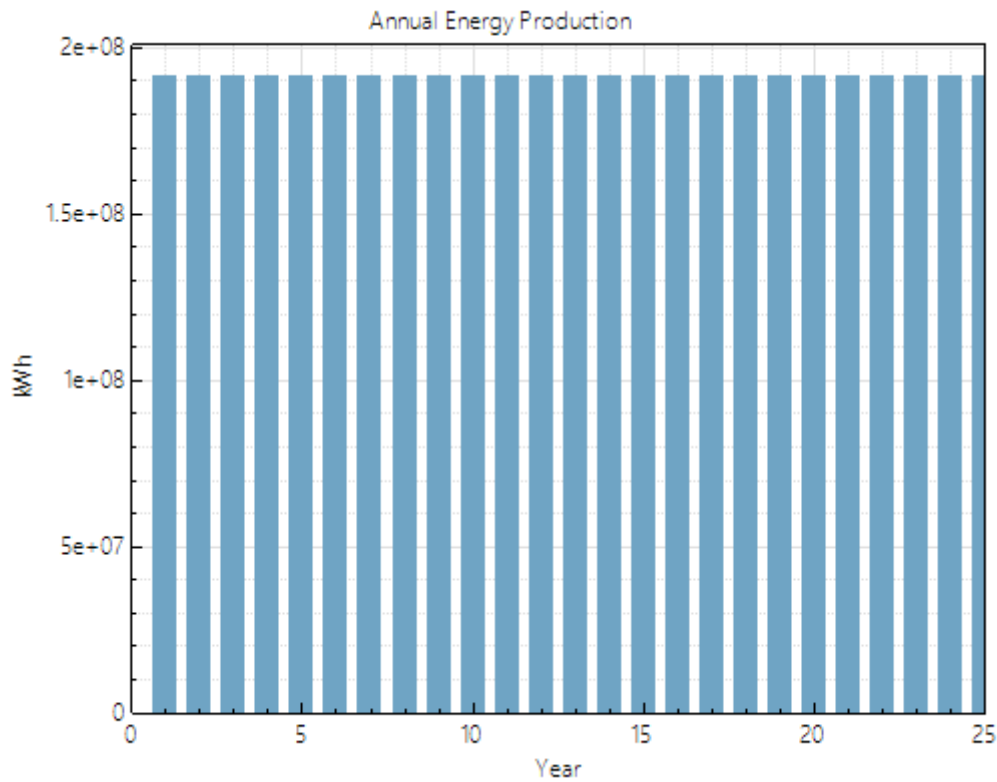


Figure 37 : évolution de la production au fil des années d'une station éolienne

La production de ces champs restera stable durant les 25 premières années ce qui représente un bon avantage, voir figure 41.

IV-11 Conclusion :

Grace à la vaste superficie de l'Algérie notamment les terres inutilisées dans le sud, l'espace nécessaire à toutes les stations n'est pas un problème, malgré que le prix des installations soit élevé mais on note que cela peut être rentable en 20 ans en facturant à 0.0625 \$/kWh donc l'équivalent de 8.55 DA/kWh ce qui est certes élevé par rapport au prix actuelle fixé par la Sonelgaz mais qui ne le sera pas vraiment d'ici 2050. Après 20ans le prix descendra à 0.017\$ donc l'équivalent de 2.33 DA ce qui est un prix très raisonnable. L'installation d'un mixte 100% énergies solaire et éolien est parfaitement envisageable en Algérie d'ici 2050 et commencera à faire entrer des bénéfices à partir de 2070 ce qui permettra de mieux ajuster la production tout en diminuant la production de CO₂.

Conclusion générale :

Ce projet représente la toute première étape dans la transition d'une production électrique 100% énergies fossiles vers un mix 100% énergies renouvelables d'ici 2050.

Cette étude a pour but de définir en premier lieu l'évolution de la demande électrique d'ici 2050, puis la définition du mix entre les différents types de stations installées, et on conclura par une étude économique du prix de l'installation et de vente.

Nous avons basé l'étude de l'évolution de la demande électrique sur les données de la Sonelgaz, ce qui nous a permis d'avoir une estimation assez juste vu qu'ils sont les détenteurs du réseau électrique actuel ; puis nous avons opté pour une installation à 45% PV , 45% CSP et 10% éolien car l'Algérie dispose d'un des meilleurs gisement solaire au monde ce qui favorise les stations solaires au stations éoliennes, puis nous avons réalisé une estimation du cout de cette installation ainsi que le prix du kW grâce au logiciel SAM . Un cout moyen global de 0.17 \$, l'équivalent de 25.35 DA, a été obtenu pour l'horizon 2050 ce qui nous semble très compétitif au vu des inflations successives.

Un autre avantage de la configuration proposée est l'absence quasi-totale des émissions de gaz carbonique, ce qui est excellent pour l'environnement.

Nous suggérons, toutefois, de compléter cette étude en incluant les aspects très pertinents de l'analyse de cycle de vie pour chaque type de technologie proposée.

Bibliographie :

- DESERTEC Présentation
- Atlas Solaire Algérien CDER
- L'ALGÉRIE 100% ÉNERGIES RENOUVELABLES Recommandations pour une stratégie nationale de transition énergétique (Tewfik Hasni, Redouane Malek et Nazim Zouioueche)
- Overview of the power system during the year 2020
- L'étude du gisement éolien en Algérie CDER
- Bilan énergétique national année 2017
- Bilan énergétique national année 2018
- Stratégie énergétique du monde musulman (Algérie 2030) 2010
- Gisement solaire en France 2013
- Évaluation du gisement éolien en Algérie à l'aide du logiciel RETScreen 2018.
- OPTIMAL MIX ANALYSES OF RENEWABLE POWER GENERATION IN THE MENA REGION : A CASE STUDY FOR MOROCCO
- Site internet, www.ddmagazine.com/energie « Energies renouvelables dans le monde : Les chiffres 2013 »,
- Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), Fichetechnique P R I S M E n° 4 « Thématique : Les énergies nouvelles et renouvelables, L'énergie solaire thermique à concentration » Décembre 2008.
- Site internet, www.sonelgaz.dz « historique de Sonelgaz »
- Document sonelgaz « évaluation des principaux paramètres de gestion dans la période 1962/2013 »
- MENAREC5, 2012
- Fayad 2010
- Desertec white book 2009
- European commission 2012
- Erec 2010
- Dii 2012
- Reegle 2012

