

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Kasdi Merbah Ouargla**  
**Faculté Des Sciences Appliquées**  
**Département De Génie Mécanique**



**Thèse**

Présenté pour l'obtention du diplôme de

**Doctorat 3ème cycle**

Spécialité : Génie Mécanique

Option : Thermo-énergétique

Présenté par :

**SETTOU Belkhir**

***Thème***

**Contribution à la maîtrise de la transition énergétique en Algérie**

*Soutenu publiquement le : 27/05/2021*

*Devant le jury composé de :*

Abdelghani	BOUBEKRI	Pr.	Président	Université Kasdi Merbah Ouargla
Noureddine	SETTOU	Pr.	Encadreur	Université Kasdi Merbah Ouargla
Belkhir	NEGROU	MCA	Examineur	Université Kasdi Merbah Ouargla
Nadia	SAIFI	MCA	Examineur	Université Kasdi Merbah Ouargla
Hocine	BEN MOUSSA	Pr.	Examineur	Université de Batna 2
Abdelmalek	ATIA	MCA	Examineur	Université du ELoued

***Année universitaire : 2020/2021***

# Remerciements

Avant tout, je remercie ALLAH, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

Je tiens à remercier sincèrement, et exprimer ma profonde reconnaissance et ma grande estime à mon directeur de thèse le Professeur **SETTOU Noureddine**, qui s'est toujours montré à l'écoute et a été très disponible tout au long de la réalisation de cette thèse malgré ses charges académiques, ainsi que pour, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer.

Mes vifs remerciements vont à monsieur **BOUBEKRI Abdelghani**, professeur à l'université du Kasdi Merbah Ouargla, de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Je tiens également à remercier mes examinateurs monsieur **BEN MOUSSA Hocine** Professeur à l'université de Batna 2, monsieur **NEGROU Belkhir** maitre de conférences à l'université du Kasdi Merbah Ouargla, Mlle **SAIFI NADIA** maitre de conférences à l'université du Kasdi Merbah Ouargla et monsieur **ATIA Abdelmalek** maitre de conférences à l'université du ELOued qui ont montré un intérêt pour mon travail et accepté d'assister à ma soutenance. Mes remerciements les plus sincères à toutes les personnes qui auront contribué de près ou de loin au bon déroulement de cette thèse.

# Sommaire

<b>Remerciements</b> .....	<b>i</b>
<b>Sommaire</b> .....	<b>ii</b>
<b>Liste des abréviations</b> .....	<b>vii</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>ix</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Introduction Générale</b> .....	<b>1</b>
<b>Chapitre: 1 Contexte et politique énergétique</b> .....	<b>6</b>
<b>1.1 Introduction</b> .....	<b>7</b>
<b>1.2 Analyse du modèle énergétique actuel à l'échelle mondiale</b> .....	<b>7</b>
1.2.1 Répartition des réserves des énergies fossiles dans le monde .....	8
1.2.2 Production et demande d'énergie primaire dans le monde .....	8
1.2.3 La structure du marché international du pétrole.....	11
1.2.4 Organisations internationales du secteur de l'énergie.....	13
1.2.5 Tendances mondiales des émissions totales de gaz à effet de serre .....	17
1.2.6 Historique des négociations climatiques internationales.....	19
1.2.7 L'impact de la transition énergétique .....	20
1.2.8 Impacts de la crise de Covid-19 sur le secteur énergétique mondial .....	21
<b>1.3 Contexte énergétique national</b> .....	<b>22</b>
1.3.1 Politique de gestion des ressources fossiles (Analyse du bilan énergétique).....	22
1.3.2 Production nationale d'énergie primaire .....	24
1.3.3 Consommation nationale énergétique en Algérie.....	24
1.3.4 Moyens actuels et émergents de production énergétique .....	25
1.3.5 Infrastructure de transporté gaz naturels .....	28
1.3.6 Cadre institutionnel et réglementaire du secteur de l'énergie en Algérie.....	29
1.3.6.1 Ministère.....	30
1.3.6.4 Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH) .....	31

1.3.6.5	Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).....	32
1.3.6.7	Cadre réglementaire du secteur .....	33
1.3.7	Enjeux stratégiques pour l'Algérie (3 <sup>E</sup> ).....	33
1.3.8	Marché du gaz : Enjeux et Défis .....	35
<b>1.4</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>36</b>
<b>Chapitre: 2 Transition énergétique : Réalité et perspectives .....</b>		<b>37</b>
<b>2.1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>38</b>
<b>2.2</b>	<b>Qu'est-ce que la transition énergétique ? .....</b>	<b>38</b>
2.2.1	Historique de la transition énergétique.....	39
2.2.2	Chaîne énergétique et transition énergétique .....	40
2.2.3	Comment accélérer la transition énergétique ? .....	43
2.2.4	R&D et Innovation au service de la transition énergétique.....	45
<b>2.3</b>	<b>Transition énergétique à travers le monde .....</b>	<b>47</b>
<b>2.4</b>	<b>Stratégie nationale d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables .....</b>	<b>55</b>
2.4.1	Programme National de développement des Energie Renouvelables .....	56
2.4.2	Efficacité énergétique .....	59
2.4.3	Sonelgaz : plan de développement 2018 / 2028 .....	60
2.4.4	Bilan de réalisation de la première tranche du programme national d'efficacité énergétique .....	61
2.4.5	Promotion de l'énergie ( GPLc/GNc).....	62
2.4.6	Résultats attendus de la stratégie nationale d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables .....	62
<b>2.5</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>63</b>
<b>Chapitre: 3 Planification et stratégies pour la transition du système énergétique national .....</b>		<b>64</b>
<b>3.1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>65</b>
<b>3.2</b>	<b>Estimation des potentiels et sélection du site .....</b>	<b>65</b>
<b>3.3</b>	<b>Qu'est-ce que le potentiel technique ? .....</b>	<b>66</b>
<b>3.4</b>	<b>Données pour la planification, la politique et l'investissement dans les énergies renouvelables.....</b>	<b>67</b>
<b>3.5</b>	<b>Outils d'aide à la décision pour une planification énergétique .....</b>	<b>68</b>
3.5.1	Méthodes ADMC : revue de la littérature, applications.....	70

<b>3.6</b>	<b>Méthodologie de la planification énergétique .....</b>	<b>77</b>
<b>3.7</b>	<b>Application de la méthodologie pour la stratégie énergétique nationale .....</b>	<b>79</b>
<b>3.8</b>	<b>Potentiel algérien des énergies renouvelables .....</b>	<b>80</b>
<b>3.9</b>	<b>Estimation de la consommation d'énergie par la méthode des scénarios.....</b>	<b>82</b>
3.9.1	Définition d'un scénario tendanciel.....	82
3.9.2	Proposition d'un scénario volontariste dans le système énergétique .....	83
3.9.3	Planification de scénarios et prévisions stratégiques.....	83
3.9.4	Démarche et objectif de modélisation .....	83
3.9.5	Construction de scénario énergétique de référence .....	84
3.9.6	Système énergétique de référence .....	84
3.9.7	Analyse rétrospective et modélisation.....	86
<b>3.10</b>	<b>Prévision de la demande d'énergie .....</b>	<b>88</b>
3.10.1	Par secteur .....	88
3.10.2	Par matière.....	89
<b>3.11</b>	<b>Scénario de référence faible et fort .....</b>	<b>91</b>
<b>3.12</b>	<b>Méthodologie d'aide à la décision pour la planification locale de l'énergie durable.....</b>	<b>92</b>
3.12.1	Ensembles de contraintes .....	93
3.12.2	Critère d'évaluation.....	95
3.12.3	Standardisation de la base des données .....	103
<b>3.13</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>103</b>
<b>Chapitre: 4 Actions d'intégration des sources renouvelable dans le système énergétique national.....</b>		<b>104</b>
<b>4.1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>105</b>
<b>4.2</b>	<b>Évaluation du potentiel technique et sélection des sites appropriés des centrales électriques « photovoltaïques » .....</b>	<b>105</b>
4.2.1	Impact de la résolution de raster de données sur les zones appropriées.....	106
4.2.2	Résultats d'adéquation de la sélection des sites du système photovoltaïque solaire	108
4.2.3	Analyse de sensibilité .....	109
4.2.4	Potentiel d'énergie électrique du PV .....	111
4.2.5	Comparaison des résultats avec les projets PNER .....	113

<b>4.3</b>	<b>Évaluation du potentiel technique et sélection des sites appropriés des centrales électriques « CSP »</b> .....	<b>113</b>
4.3.1	Résultats des critères pondérés en cas de CSP .....	114
4.3.2	Potentiel technique et indice d'aptitude des terres .....	116
4.3.3	Analyse de sensibilité et incertitudes .....	118
4.3.4	Potentiel d'énergie électrique du CSP.....	119
<b>4.4</b>	<b>Réseau électrique au cœur des objectifs des politique énergétiques</b> .....	<b>120</b>
4.4.1	Analyse générale du réseau électrique .....	120
4.4.2	Générateurs d'énergie dispersés (GED) .....	122
<b>4.5</b>	<b>Méthodologie d'évaluation des impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution</b> .....	<b>124</b>
4.5.1	Aperçu de l'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs d'énergie dispersés (GED) .....	124
<b>4.6</b>	<b>Méthodologie de sélection du site pour une localisation optimale du GED connecté au réseau électrique : application du cas N'Goussa</b> .....	<b>126</b>
4.6.1	Présentation de la zone d'étude.....	127
4.6.2	Développement du modèle de hiérarchie .....	129
4.6.3	Description des critères et préparation de la base de données.....	129
4.6.4	Algorithme Backward/Forward Sweep process .....	130
4.6.5	Emplacement optimal basé sur l'indice de sensibilité de la tension (VSI) .....	131
4.6.6	Impact du GED sur le profil de tension et les pertes de puissance.....	132
4.6.7	Analyse technico-économique pour chaque stratégie .....	132
4.6.8	Carte des terrains d'aptitude pour la centrale solaire PV : cas de N'goussa .....	134
4.6.9	Validation des résultats par Google Earth .....	135
4.6.10	Analyse du flux de puissance optimal à l'aide de la méthode BFS .....	136
4.6.11	Évaluation technico-économique des taux de pénétration du GED .....	140
<b>4.7</b>	<b>Intégration des technologies de l'énergie hydrogène dans les systèmes électriques autonomes</b> .....	<b>141</b>
4.7.1	Modélisation de systèmes hybrides PV/hydrogène connectée au réseau électrique ; cas de la région de N'goussa. ....	141
4.7.2	Modèle de profil de charge électrique .....	142
4.7.3	Description du système hybride à base hydrogène.....	143
4.7.4	Algorithme de processus du calcul (gestion d'énergie).....	144
4.7.5	Evolution des périodes de production d'hydrogène et d'électricité .....	145

---

4.7.6	Production et stockage d'hydrogène (fonctionnement de l'électrolyseur).....	147
4.7.7	Production de l'électricité (fonctionnement de la pile à combustible).....	148
4.7.8	Etude économique du système .....	149
<b>4.8</b>	<b>Quelles évolutions pour les transports dans la transition énergétique ? .....</b>	<b>151</b>
4.8.1	Routes solaires : les bases de l'approvisionnement énergétique.....	152
4.8.2	Approche historique du développement des routes solaires.....	153
<b>4.9</b>	<b>La méthodologie d'estimation de l'énergie disponible produite par la route solaire ; étude de cas route E-O.....</b>	<b>154</b>
4.9.1	Sources de données et préparation de la route EO .....	155
4.9.2	Estimation of solar electricity/hydrogen production .....	155
4.9.3	Estimation des émissions de CO2 de la route E-O.....	156
4.9.4	Quantité d'électricité / d'hydrogène produite par la route solaire.....	156
4.9.5	Estimation de la quantité de carburant économisée et de CO2 évitée.....	158
<b>4.10</b>	<b>Technologie des Routes solaire alimenté une voie de Tramway : cas d'application tramway d'Ouargla. ....</b>	<b>158</b>
4.10.1	Consommation énergétique mensuelle du Tramway .....	159
4.10.2	Production photovoltaïque mensuelle des panneaux disposés sur la route du tramway	160
4.10.3	Bilan économique (dépenses et revenus) .....	161
<b>4.11</b>	<b>Conclusion .....</b>	<b>162</b>
	<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>164</b>
	<b>Bibliographie.....</b>	<b>167</b>
	<b>Annexes.....</b>	<b>181</b>

# Liste des abréviations

## Unités Physiques

B	Billion
Exj	Exajoule
G	Giga
h	Heure
k	Kilo
M	Million
M	Méga
m <sup>2</sup>	mètres carrés
m <sup>3</sup> ou mc	mètres cubes
t	Tonnes
T	Téra
tep	tonnes équivalent pétrole
W	Watt
TWh	Téra Watt heure

## Unités monétaires

DA	Dinar Algérienne
\$	Dollars des Etats Unis d'Amérique
£	Euro

## Nomenclatures

AC	Courant Alternatif (Alternative Current)
AIE	Agence Internationale de l'Energie
An	Anode
BP	British Petroleum
C.C	Cycle Combiné
Ca	Cathode
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
DC	Courant Continu (Direct Current)
EnR	Energie renouvelable
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRTE	Gestionnaire de Réseau Transport d'Electricité
MEA	Membranes Alcalines Échangeuses d'anions



OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
PAC	Piles à Combustible
PEM	Membrane échangeuse de Protons (Proton Exchange Membrane)
PIB	Produit Intérieur Brut
PNER	Programme National des Energies Renouvelables
PV	Photovoltaïque
SHER	Système hybride énergie renouvelable
SKB	Shariket Kahraba Berrouaghia
SKD	Shariket Kahraba Koudiet Edraouch
SKH	Shariket Kahraba HadjretEnnouss
SKS	Shariket Kahraba Skikda
SKT	Shariket Kahraba Terga
SKTM	Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida
SOE	Electrolyse de l'eau à oxyde solide
Sonatrach	Société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures
Sonelgaz	Société Nationale de l'Electricité et du Gaz
SPE	Société de Production de l'Électricité
SSE	Systèmes de Stockage d'énergie
Tamb	Température ambiante
Tc	Température du cellule
Tep	Tonne équivalent pétrole
TG	Turbine à Gaz

# Liste des figures

<b>Figure 1-1:</b> répartition des réserves prouvées de pétrole et gaz dans le monde (Bp 2019). .....	8
<b>Figure 1-2 :</b> Production mondiale d'énergie primaire d'année 2019 en Exajoules (Bp 2019) ...	9
<b>Figure 1-3:</b> Evolution de consommation d'énergie primaire 1970-2019 en Exajoules (Bp 2019).....	10
<b>Figure 1-4:</b> Consommation mondiale d'énergie primaire par combustibles en 1970 et 2019 en Exajoules (Bp 2019). .....	10
<b>Figure 1-5 :</b> Évènements géopolitiques et économiques et cours du pétrole brut (British 2019). .....	11
<b>Figure 1-6:</b> États membres de l'Organisation OPEP. ....	14
<b>Figure 1-7:</b> États membres de l'Organisation FPEG. ....	15
<b>Figure 1-8:</b> États membres de l'Organisation AIE.....	16
<b>Figure 1-9:</b> États membres de l'Organisation FIE. ....	16
<b>Figure 1-10:</b> L'évaluation d'émissions de CO <sub>2</sub> par région.....	17
<b>Figure 1-11:</b> Les émission de CO <sub>2</sub> en 2019 par source et par secteur. ....	19
<b>Figure 1-12 :</b> Chronologie des dates clés des négociations climatiques. ....	20
<b>Figure 1-13 :</b> bilan énergétique algérienne en 2019. ....	23
<b>Figure 1-14:</b> Structure de la production d'énergie primaire (Algerian Ministry of Energy 2018a).....	24
<b>Figure 1-15:</b> la structure de la consommation des produits pétrolier (Algerian Ministry of Energy 2018a). ....	25
<b>Figure 1-16</b> Champs de pétrole et de gaz d'Algérie.....	26
<b>Figure 1-17 :</b> Evolution de la puissance installée par type d'équipement (en MW) sur la période (1962- 2017) (Algerian Ministry of Energy 2018a). .....	26
<b>Figure 1-18 :</b> Evolution de la production d'électricité par type d'équipement (en MWh) sur la période (1962-2019) (Algerian Ministry of Energy 2018b). .....	27
<b>Figure 1-19 :</b> Caractéristiques du parc de production d'énergie électrique. ....	28
<b>Figure 1-20:</b> Réseau de transport et de distribution de gaz (grtg 2019). .....	29
<b>Figure 2-1 :</b> Le cercle vicieux de la notion (transition énergétique). ....	38
<b>Figure 2-2:</b> Les deux transitions énergétiques précédents ont provoqué d'énormes bouleversements structurels (Schroders et al. 2019). .....	39
<b>Figure 2-3 ::</b> Nombre de pays ayant des politiques d'énergies renouvelables 2004-2019.....	41
<b>Figure 2-4 :</b> dimensionnement du l'acceptance social des énergies renouvelables.....	42
<b>Figure 2-5 :</b> Feuille de route des options technologiques disponibles pour accélérer la transition énergétique. ....	45
<b>Figure 2-6 :</b> tendances de l'innovation pour le futur système énergétique. ....	46
<b>Figure 2-7 :</b> Dimensions et variables de l'indice de transition énergétique.....	48
<b>Figure 2-8 :</b> Matrice de performance / préparation de l'indice de transition énergétique (par groupes de pays). .....	48
<b>Figure 2-9</b> trends des émissions de CO <sub>2</sub> en Allemagne 1990-2019. ....	53

<b>Figure 2-10</b> :consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030. ....	57
<b>Figure 2-11</b> : Sites de projets PV du plan de développement des énergies renouvelables.....	58
<b>Figure 3-1</b> : Cadre conceptuel de divers types de potentiels énergétiques.....	66
<b>Figure 3-2</b> : Analyse des données et connexion à l'aide à la décision. ....	68
<b>Figure 3-3</b> : modèles et classification de l'ADMC.....	69
<b>Figure 3-4</b> : Une procédure commune pour l'analyse ADMC.....	70
<b>Figure 3-5</b> : Vue schématique de l'analyse bibliométrique de la sélection du site du système d'énergie renouvelable. ....	73
<b>Figure 3-6</b> phases d'analyse de planification énergétique territoire (Lavallez et al. 2017).....	78
<b>Figure 3-7</b> : Méthodologie pour la stratégie énergétique nationale.....	80
<b>Figure 3-8</b> : Potentiel théorique Algérien des énergies renouvelables .....	81
<b>Figure 3-9</b> : étapes de construction d'un scénario.....	83
<b>Figure 3-10</b> :Synthèse des flux énergétique algérienne.....	85
<b>Figure 3-11</b> : Evolution du nombre de population selon déférent scénarios à l'horizon 2050..	88
<b>Figure 3-12</b> Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie à l'horizon 2050.....	89
<b>Figure 3-13</b> Evolution de la demande finale d'énergie par produit à l'horizon 2050. ....	90
<b>Figure 3-14</b> Scénarios de l'évolution de la demande énergétique à l'horizon 2050 (Mtep). ....	91
<b>Figure 3-15</b> Les zones de contraintes (zones exclues). ....	94
<b>Figure 3-16</b> Développement de bases de données.....	98
<b>Figure 3-17</b> développement de la carte du réseau électrique Algérien.....	100
<b>Figure 3-18</b> Cartes raster de tous les critères d'évaluation .....	102
<b>Figure 4-1</b> : Cartes d'adéquation de différentes résolutions de rasters. ....	107
<b>Figure 4-2</b> : Résultats de l'indice d'aptitude en utilisant les poids AHP.....	108
<b>Figure 4-3</b> : Répartition de l'aptitude des terres.....	109
<b>Figure 4-4</b> : cartes de terrain approprié (a) scénario de poids économique plus élevé (b) scénario de poids égaux. ....	110
<b>Figure 4-5</b> : Distribution de l'aptitude des terres pour les trois scénarios (AHP, économie plus élevée et poids égaux). ....	111
<b>Figure 4-6</b> : Potentiel total de production d'énergie électrique (TWh).....	112
<b>Figure 4-7</b> : Comparaison des résultats avec les projets pilotes de PNER.....	113
<b>Figure 4-8</b> : Projets CSP réalisés dans le monde. ....	114
<b>Figure 4-9</b> : Poids final résultant : a. pour les scénarios EQW et AHP, b. pour les scénarios EQW et BWM. ....	115
<b>Figure 4-10</b> : distribution des contraintes. ....	116
<b>Figure 4-11</b> : Carte d'aptitude finale pour les centrales CSP (a. EQW, b. AHP, c. scénarios de BWM).....	117
<b>Figure 4-12</b> : Distribution de l'indice d'aptitude pour trois scénarios.....	119
<b>Figure 4-13</b> : Le potentiel technique de production d'énergie électrique (TWh/an) par les centrales CSP pour les scénarios AHP et BWM. ....	120
<b>Figure 4-14</b> : Structure d'un système électrique typique. ....	121
<b>Figure 4-15</b> système d'alimentation électrique traditionnel et actuel. ....	123
<b>Figure 4-16</b> :Selected Objectives in Distributed Generation Allocation (Pesaran H.A et al. 2017).....	125

<b>Figure 4-17</b> : Vue schématique de l'analyse bibliométrique du placement optimal du GED photovoltaïque dans le réseau de distribution. ....	125
<b>Figure 4-18</b> L'architecture de la méthodologie.....	127
<b>Figure 4-19</b> : Présentation de la zone d'étude d'N'goussa.....	128
<b>Figure 4-20</b> : Carte solaire du la zone d'étude.....	130
<b>Figure 4-21</b> Les informations spatiales sur les critères d'évaluation. ....	130
<b>Figure 4-22</b> : Algorithme du calcul de BFS. ....	131
<b>Figure 4-23</b> : Carte d'indice d'aptitude des terres. ....	134
<b>Figure 4-24</b> : Répartition des superficies terrestres de l'indice d'aptitude à la zone d'étude / contraintes [km <sup>2</sup> ]......	135
<b>Figure 4-25</b> : Vérification de la précision de l'adéquation à l'aide de Google Earth par sites et par jeux de barres.....	136
<b>Figure 4-26</b> : Variation de l'indice de sensibilité de la tension avec la taille du GED (taux de pénétration).....	137
<b>Figure 4-27</b> : Variation totale de la perte de puissance réelle avec la taille du GED (taux de pénétration).....	138
<b>Figure 4-28</b> : Profil de tension avec variation de pénétration GED. ....	139
<b>Figure 4-29</b> : Evaluation technico-économique dans la perspective de LCOE, d'économie de carburant et les émissions de CO <sub>2</sub> évitées. ....	140
<b>Figure 4-30</b> : Profil de charge électrique annuelle (en MWh) et la production du réseau et le parc photovoltaïque. ....	143
<b>Figure 4-31</b> : Structure du système hybride basée sur l'hydrogène comme vecteur énergétique de stockage .....	144
<b>Figure 4-32</b> Organigramme du système hybride (réseau, photovoltaïque) à base hydrogène. ....	145
<b>Figure 4-33</b> Evolution des périodes de production d'hydrogène et d'électricité .....	146
<b>Figure 4-34</b> : la variation temporelle de la production d'hydrogène à la sortie de l'électrolyseur [kg/h]. ....	147
<b>Figure 4-35</b> : état de charge de réservoir d'hydrogène [%]......	148
<b>Figure 4-36</b> : périodes du fonctionnement de la pile à combustible.....	149
<b>Figure 4-37</b> : Evolution des revenus et des dépenses d'investissement. ....	150
<b>Figure 4-38</b> énergie renouvelable dans le contexte de la méthodologie Éviter-Décaler-Améliorer (EDA) dans le secteur des transports. ....	152
<b>Figure 4-39</b> couche de routes solaire.....	153
<b>Figure 4-40</b> Récentes réalisations commerciales et expérimentales dans les routes solaires (Pei et al. 2019). ....	154
<b>Figure 4-41</b> Schéma de principe pour évaluer l'approvisionnement en énergie solaire disponible des routes dans la route E-O. ....	155
<b>Figure 4-42</b> Production d'électricité et d'hydrogène à partir de RSP pour chaque segment de province .....	157
<b>Figure 4-43</b> La quantité d'hydrogène fournie aux stations-service conventionnelles. ....	157
<b>Figure 4-44</b> Quantité de dioxyde de carbone évitée et économie de carburant dans le RSP ..	158
<b>Figure 4-45</b> Ligne du tramway d'Ouargla.....	159
<b>Figure 4-46</b> : Evaluation de la consommation mensuelle de tramway d'Ouargla en MWh. ..	159

---

<b>Figure 4-47</b> : Evaluation de la production mensuelle de l'électricité photovoltaïque dans la route tramway d'Ouargla en MWh.....	160
<b>Figure 4-48</b> : Comparaison entre production et consommation en MWh. ....	161
<b>Figure 4-49</b> : Dépense et revenus issus du système proposé. ....	162

# Liste des tableaux

<b>Tableau 1.1</b> : Les événements correspondant pour chaque année. ....	12
<b>Tableau 2.1</b> : Les changements possibles dans la localisation des éléments clés du système d'énergie associées à une transition d'énergie à bas carbone (Bridge et al. 2013).....	40
<b>Tableau 2.2</b> : Résumé des objectifs énergétiques nationaux et année de réalisation en valeurs relatives et absolues. ....	54
<b>Tableau 2.3</b> : description des sites des projets PV. ....	58
<b>Tableau 2.4</b> : récapitulatif des émissions de CO <sub>2</sub> à éviter à l'horizon 2030. ....	62
<b>Tableau 3.1</b> : l'échelle d'évolution fondamentale de la méthode AHP selon Saaty. ....	74
<b>Tableau 3.2</b> Index aléatoire des différentes valeurs de quantité d'éléments.....	76
<b>Tableau 3.3</b> : Demande d'énergie finale par secteur en ktep entre 2010 et 2019 .....	86
<b>Tableau 3.4</b> Prospective de la consommation énergétique par secteur en ktep. ....	88
<b>Tableau 3.5</b> Prospective de la consommation énergétique par produit en ktep .....	90
<b>Tableau 3.6</b> Taux de croissance annuel moyen de la consommation nationale d'énergie finale selon les tris scénarios .....	91
<b>Tableau 3.7</b> Zones restrictives.....	94
<b>Tableau 4.1</b> Critères et poids utilisés pour l'évaluation du potentiel de production d'énergie solaire du photovoltaïque connecté au réseau. ....	106
<b>Tableau 4.2</b> : Superficie des zones [km <sup>2</sup> ] et quantité d'énergie électrique [TWh] pour les différences de résolution raster.....	106
<b>Tableau 4.3</b> : Poids des critères résultant de la méthode BWM.....	115
<b>Tableau 4.4</b> : Modèles du sous-système. ....	142
<b>Tableau 4.5</b> : Coûts et autres paramètres pour l'analyse économique (Dawood et al. 2020; Mokhtara et al. 2021; Samy et al. 2019) .....	150

# Introduction générale



# Introduction Générale

La consommation mondiale d'énergie augmente en raison de la dépendance croissante de notre mode de vie à l'énergie et de l'augmentation de la population mondiale, entraînant une énorme quantité d'émissions de dioxyde de carbone. En 2019, 88% de la consommation d'énergie est fournie par des combustibles fossiles (33 % de pétrole, 24,2 % de gaz naturel et ~ 27 % de charbon), mais seulement 11,4 % est fournie par une source d'énergie renouvelable (y compris l'énergie solaire, l'énergie éolienne, biomasse et biocarburants, bois, hydroélectrique, etc.) (British 2019).

Afin d'atténuer le changement climatique et de s'aligner sur les objectifs de décarbonation attendus dans le monde, la plupart des mix énergétiques doivent subir des transformations avec des parcours de transition énergétique spécifiques aux pays. L'accord universel de Paris, signé en décembre 2015, fixe un objectif à long terme de maintenir l'augmentation de la température moyenne mondiale en dessous de 2 ° C au-dessus des niveaux préindustriels. Cela implique que, pour chaque pays, des mesures spécifiques doivent être envisagées afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le défi reste d'identifier la manière optimale de réduire ces émissions tout en préservant la croissance, la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement (IEA 2019).

La réduction de la dépendance aux combustibles fossiles et l'utilisation de sources d'énergie renouvelables ont été envisagées comme deux stratégies viables pour surmonter ce problème. La fiabilité politique, la rentabilité et l'acceptabilité du public peuvent être considérées comme les principaux contraintes pour l'utilisation des sources d'énergie renouvelables.

De nos jours, le secteur énergétique mondial est responsable de 32,04 Gt d'émissions de CO<sub>2</sub>, dont une part élevée est liée à la production d'électricité 43,6% (IEA 2019). L'électricité est le cœur du problème car une décarbonisation significative du système énergétique sera tirée à la fois par l'électrification de différents secteurs et par la décarbonisation du secteur électrique.

La décarbonisation du secteur énergétique nécessite une action urgente à l'échelle mondiale, et alors qu'une transition énergétique mondiale est en cours, des actions supplémentaires sont nécessaires pour réduire les émissions de carbone et atténuer les effets du changement



climatique. Les mesures relatives aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique peuvent potentiellement atteindre 90% des réductions de carbone requises. La transition énergétique sera rendue possible grâce aux technologies de l'information, aux technologies intelligentes, aux cadres politiques et aux instruments de marché. Notre travail de thèse basée sur la transition énergétique s'articule autour de trois piliers :

- Connaissance de la transformation du secteur de l'énergie : produits de connaissance et méthodologies.
- Modèles et données du système énergétique : modèles technico-économiques et électriques avec données associées.
- Aide à la planification énergétique : application des connaissances et des outils de modélisation pour soutenir les choix stratégiques et les politiques du pays.

À l'ère actuelle du développement durable, la planification énergétique est devenue complexe en raison de l'implication de multiples repères tels que techniques, sociaux, économiques et environnementaux. Cela pose à son tour des contraintes majeures aux décideurs pour optimiser les alternatives énergétiques de manière indépendante et discrète, en particulier dans le cas des communautés rurales. De plus, les limites topographiques concernant les systèmes d'énergie renouvelable qui sont majoritairement distribués dans la nature, la planification énergétique devient plus compliquée. Dans de tels cas, l'analyse décisionnelle joue un rôle essentiel pour la conception de tels systèmes en considérant divers critères et objectifs même à des niveaux d'électrification désintégrés. L'aide à la décision multicritère (ADMC) est une branche de la recherche opérationnelle traitant de la recherche de résultats optimaux dans des scénarios complexes comprenant divers indicateurs, des objectifs contradictoires et des critères. Cet outil est de plus en plus populaire dans le domaine de la planification énergétique en raison de la flexibilité qu'il offre aux décideurs pour prendre des décisions tout en considérant simultanément tous les critères et objectifs. Cet article développe un aperçu des différentes techniques ADMC, des progrès réalisés en considérant les applications d'énergie renouvelable par rapport aux méthodes ADMC et des perspectives d'avenir dans ce domaine. Un examen approfondi dans le domaine de l'énergie durable a été effectué en utilisant la technique ADMC.

Les énergies renouvelables devraient jouer un rôle essentiel dans la réduction des émissions et pour répondre à la demande énergétique future (Senjyu and Howlader 2016). Une forte pénétration des sources d'énergie renouvelables est nécessaire pour s'intégrer au réseau électrique existant. Par conséquent, le réseau électrique conventionnel doit être reconfiguré pour

l'intégration des sources renouvelables. La forme de reconfiguration du réseau électrique existant avec des énergies renouvelables est connue sous le nom de smart grid (SG). Les générations distribuées (DG) joueront un rôle important dans le futur SG (Senjyu and Howlader 2016). Les DG comprennent des éoliennes, des générateurs PV, des piles à combustible, des biocarburants, des maisons intelligentes ... etc.

L'Algérie se trouve actuellement dans un contexte d'accélération de sa consommation d'énergie, parallèlement à la production d'hydrocarbures, qui a connu des baisses successives à partir de 2007 et une légère reprise ces deux dernières années (Haddoum et al. 2018). En effet, la consommation énergétique nationale a plus que doublé depuis 2000, passant de 28 à 60 Mtep en 2019 (Algerian Ministry of Energy 2019).

L'Algérie a fait du développement des énergies renouvelables une priorité nationale avec le plan national de développement des énergies renouvelables, qui vise à faire en sorte que les énergies renouvelables représentent au total 27% du mix énergétique national d'ici 2030. Les énergies renouvelables sont encore largement inexploitées, avec des investissements restants modeste malgré un potentiel considérable. L'Algérie a un ensoleillement élevé, supérieur à 3000 heures par an, et un ensoleillement moyen extrêmement élevé de 5 kWh / m<sup>2</sup> / jour. Ce potentiel solaire pourrait satisfaire la demande interne et générer des exportations. De plus, les coûts de production du solaire et de l'éolien sont en diminution constante.

Néanmoins, la capacité de production solaire installée actuelle de 340 MW est loin de son plein potentiel. L'énergie éolienne présente également des opportunités et est également sous-exploitée, avec une capacité de production installée de 10 MW, issue d'un seul parc éolien à Adrar. Pour favoriser une participation accrue au segment, la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) a lancé en novembre 2018 un appel d'offres pour 150 MW de projets d'énergie solaire, ouverts aux opérateurs publics et privés, avec une possibilité de partenariat avec une entreprise étrangère (Algerian Ministry of Energy 2020).

Compte tenu du poids de la consommation d'énergie dans les secteurs résidentiel et des transports, cette thèse propose d'établir un cadre méthodologique cohérent pour estimer l'évolution de la consommation d'énergie à moyen et long terme. La nouvelle stratégie basée sur l'utilisation de systèmes efficaces et l'intégration des énergies renouvelables vise à assurer la sécurité d'approvisionnement, fournir de l'énergie à un prix raisonnable, réduire le coût de l'énergie et protéger l'environnement.

Le travail est divisé en quatre chapitres :

**Chapitre 1** « Contexte et politique énergétique »

Le premier chapitre présentera d'abord la situation énergétique actuelle au niveau mondial et national, en termes de ressources, de production, de consommation et l'impact sur l'environnement et l'état des infrastructures régionales existantes, surtout l'interconnexion de l'électricité et du gaz naturel. En second lieu, un aperçu sur les agences de régulation du secteur de l'énergie, cadres et systèmes de prix est présenté. Ce chapitre est une étape importante dans la modélisation, prévision et gestion de la politique énergétique.

**Chapitre 2.** « Transition énergétique : Réalité et perspectives »

L'objectif de ce chapitre est de présenter les enjeux, les accords, les expériences expérimentées et une lecture des signaux prouvant que la transition énergétique mondiale est en marche. Puis analyser les stratégies nationales engagées pour répondre aux enjeux énergétiques afin d'assurer un développement durable en rapport avec les différents plans gouvernementaux (tels que PNER, PNME, PNC, SNAT...).

**Chapitre 3.** « Planification et stratégies pour la transition du système énergétique national »

Ce chapitre vise à présenter une méthodologie de planification énergétique basée sur la relation entre la stratégie énergétique et l'analyse spatial d'un territoire. Où l'utilisation des méthodes d'aide à la décision multicritère (ADMC) et de plusieurs sources de données, donne une bonne idée de la représentation du secteur de l'énergie. D'autre part, l'utilisation de ces bases des données via l'outil SIG ont permis de présenter le potentiel technique des systèmes d'énergie renouvelable par l'application de la méthodologie de l'aménagement territorial énergétique (choix de sites). Dans la dernière partie de la méthodologie de planification énergétique à long terme, nous réalisons une prévision de la consommation d'énergie finale dans les secteurs d'activité (résidentiel, transport et industriel) à travers différents scénarios (tendanciel, volontariste) basé sur l'évolution de la consommation d'énergie dans ces secteurs au cours des 20 dernières années.

**Chapitre 4.** « Actions d'intégration des sources renouvelable dans le système énergétique national »

Dans le quatrième et dernier chapitre, nous présentons quelques résultats des méthodologies utilisées dans la planification énergétique. Comme mentionné dans le chapitre précédent, le potentiel technique peut aider les décideurs à définir le futur mix énergétique. Ainsi, nous

développons une méthodologie pour évaluer le potentiel technique solaire des technologies CSP et PV et nous présentons l'estimation du potentiel d'énergie électrique. En outre, une application de la méthodologie détaillée pour trouver l'emplacement optimal pour l'injection Centrale photovoltaïque dans le réseau de distribution ; basé sur la combinaison du SIG-ADMC et de la modélisation par la méthode BFS sera présentée. Enfin, dans le secteur des transports, la route solaire est proposée comme solution future.

Finalement, nous terminons ce manuscrit par des conclusions scientifiques et techniques de notre étude qui font l'objet de la conclusion générale. Les recommandations et quelques perspectives de nos travaux de recherche dans ce domaine sont proposées.

# Chapitre 1: Contexte et politique énergétique



## **1.1 Introduction**

L'énergie depuis le commencement des âges a été le moteur de l'activité humaine, et c'est un élément qui intervient dans tous les actes quotidiens de l'homme. Les énergies jouent un rôle significatif dans le développement des secteurs technologiques, industriels, économiques et sociaux d'un pays.

Afin de bien comprendre les enjeux énergétiques, il est important tout d'abord de comprendre la progression de la demande énergétique au fil des décennies au niveau mondial et national, la diversité des ressources énergétiques selon la géographie du territoire et les objectifs de réduction des gaz à effet de serre.

Dans ce chapitre, nous présenterons dans un premier temps la situation énergétique mondiale en examinant les facteurs les plus importants qui ont façonné la performance énergétique mondiale/nationale et comment l'interaction de quatre facteurs clés a influencé les résultats énergétiques : population et croissance de la population active, nouvelles technologies et productivité, priorités environnementales, gouvernance internationale et relations géopolitiques. Ensuite, nous présenterons le contexte algérien par la définition du profil de production, la transformation et la consommation de l'énergie. Enfin, nous terminerons ce chapitre par la stratégie adoptée et les actions concrètes menées par le gouvernement algérien

## **1.2 Analyse du modèle énergétique actuel à l'échelle mondiale**

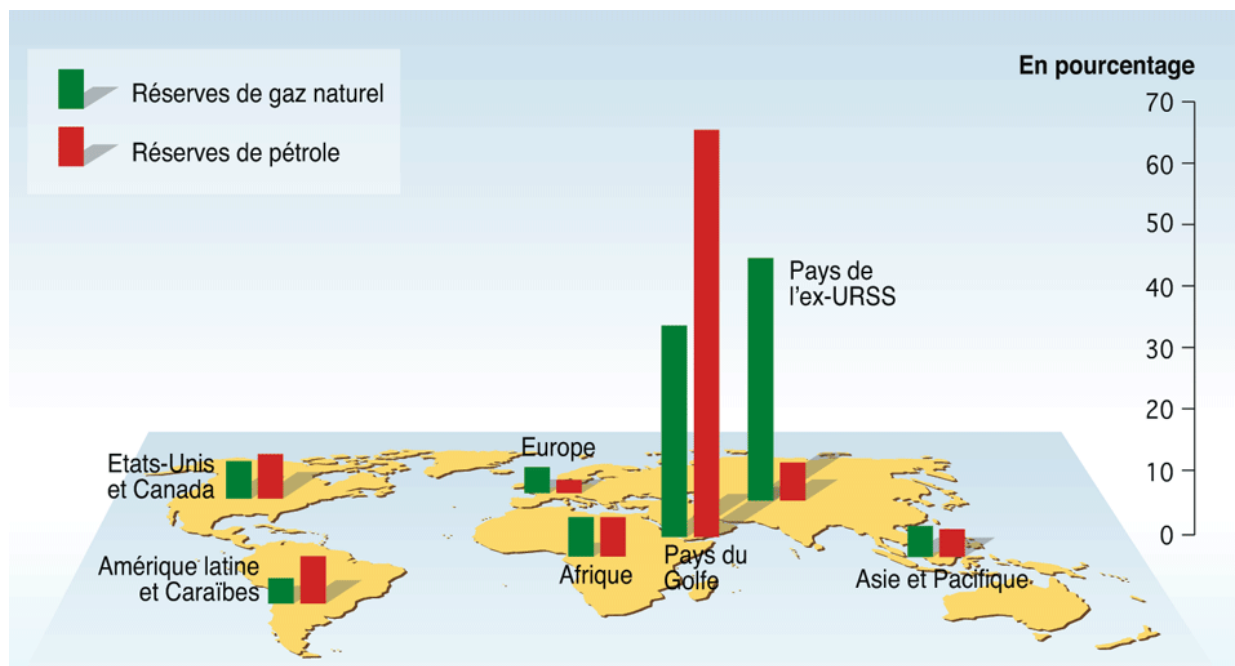
Dans cette partie, nous examinons les facteurs historiques de l'offre et de la demande mondiale d'énergie sur une période similaire, 1970 à 2019. Il est important de faire ce travail, car la façon dont nous interprétons l'histoire façonne le présent et constitue un point de départ, pour envisager le futur (WEC 2016).

La production/ consommation d'énergie joue un rôle essentiel à chaque étape du développement économique dans le monde entier, la consommation finale d'énergie a une influence directe sur le développement économique et environnemental.

### 1.2.1 Répartition des réserves des énergies fossiles dans le monde

L'estimation de la durée de la dépendance de la ressource fossile (pétrole / Gaz) dépend au le débit de production et le total des réserves prouvées de pétrole/gaz. Ces réserves généralement considérées comme les quantités que les informations géologiques et techniques indiquent avec une certitude raisonnable.

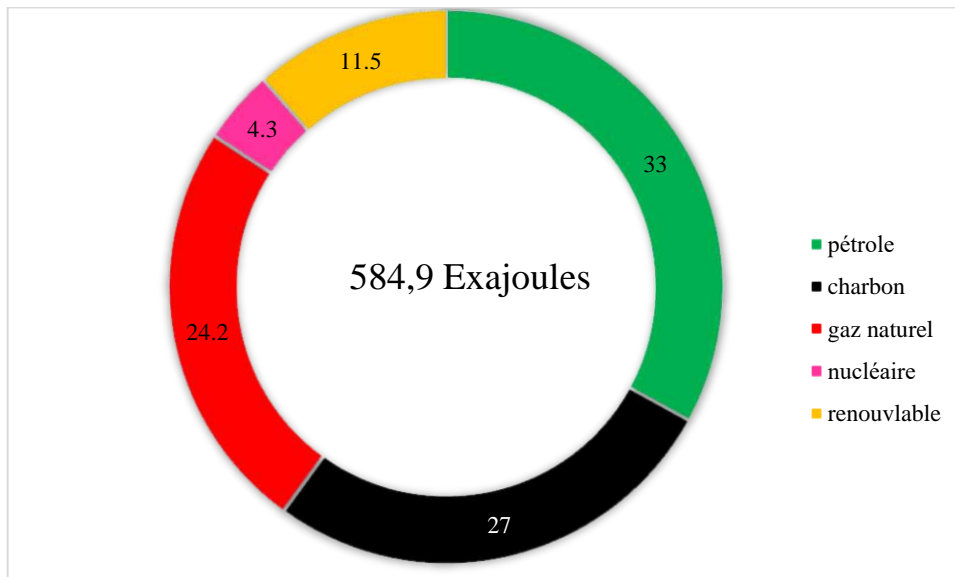
Le rapport réserves / production (R/P) ; les réserves restantes à la fin d'une année sont divisées par la production de cette année, le résultat est la durée de conservation des réserves restantes si la production devait se poursuivre à ce taux (Figure 1-1).



**Figure 1-1:** répartition des réserves prouvées de pétrole et gaz dans le monde (Bp 2019).

### 1.2.2 Production et demande d'énergie primaire dans le monde

La production mondiale d'énergie commercialisée était en 2019, selon BP, de 584,9 Exajoules, en progression de 12,1 % depuis 2009. Elle se répartissait en 33,1 % de pétrole, 27 % de charbon, 24,2 % de gaz naturel, 4,3 % de nucléaire et 11,5 % d'énergies renouvelables (hydroélectricité 6,5 %, éolien 2,2 %, biomasse et géothermie 1,0%, solaire 1,1%, agrocarburants 0,7 %). Cette statistique ne prend pas en compte les énergies auto-consommées (bois, pompes à chaleur, solaire thermique, etc.), qui selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) représentaient 9,3 % en 2018. Au total, la part des énergies renouvelables dans la production d'énergie mondiale est donc supérieure à 20 % (Figure 1-2).

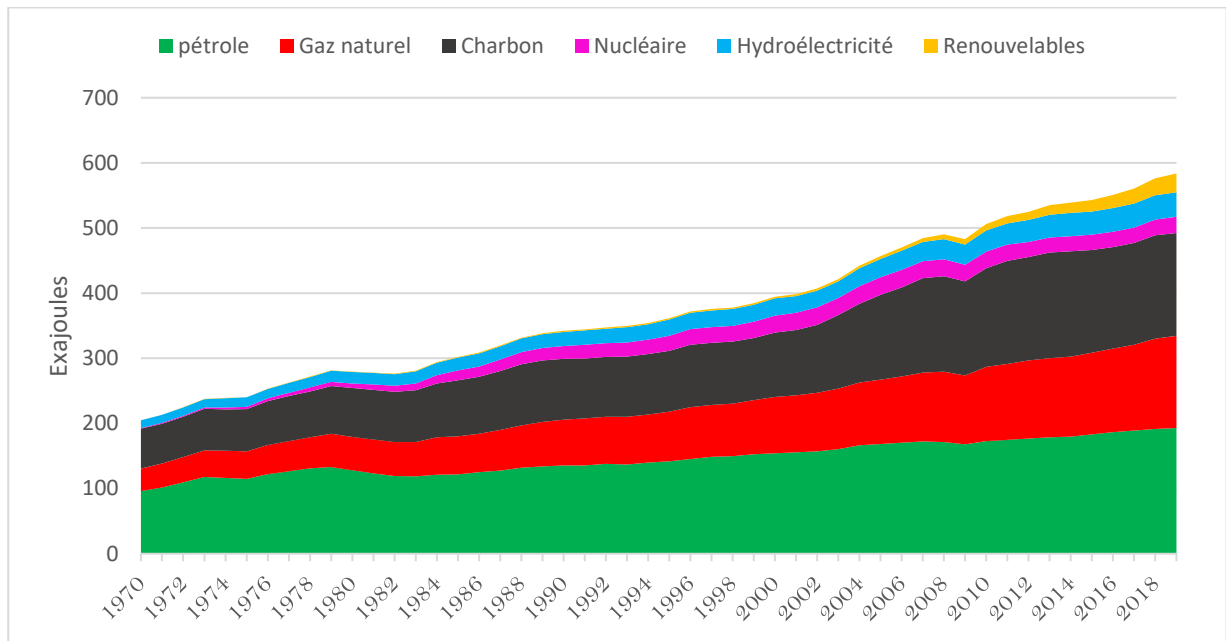


**Figure 1-2 :** Production mondiale d'énergie primaire d'année 2019 en Exajoules (Bp 2019)

Pour faciliter la surveillance de la variation de la consommation d'énergie primaire provenant de différentes sources et dans différentes unités de mesure, ces unités ont été exploitées à une Exajoules.

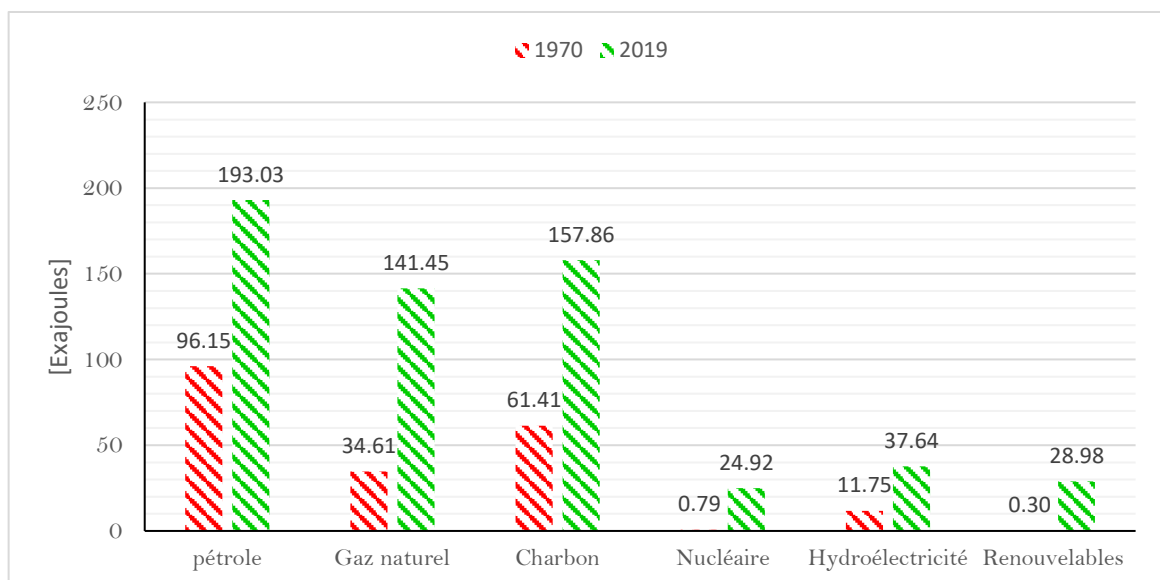
L'évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire en exajoules de 1970 à 2019 a été présentée dans la Figure 1-3, l'augmentation de la consommation d'énergie primaire au cours des 49 dernières années (1970-2019) a entraîné une augmentation significative de la consommation est égale à 2% par an, passant de 205 Exajoules en 1970 à 584 Exajoules en 2019, Cette augmentation de la consommation est due à la croissance de la population qui est l'un des principaux facteurs clés affectant la consommation d'énergie aujourd'hui, entre la période 1970-2019 la croissance démographique a été doublé, passant de 3,7 milliards en 1970 à 7,7 milliards en 2019 (United 2019), et dans cette période a été marquée par une remarquable croissance économique mondiale le Produit intérieur brut (PIB) a augmenté de 4,4 fois, soit 3,3% p.a. et la croissance rapide de la population active, à 1,7% par an, ont été complétées par un taux élevé de croissance de la productivité (WEC 2016).





**Figure 1-3:** Evolution de consommation d’énergie primaire 1970-2019 en Exajoules (Bp 2019).

Il ressort de la que plus de 95% de la consommation mondiale d’énergie primaire en 1970 a été basée sur les combustibles fossiles, et sont de l’ordre de 88 % en 2019. Une augmentation sensible de la consommation de gaz au détriment des autres sources non renouvelables est enregistrée. Jusqu’à la fin de 2019 on constate, par ailleurs, que 90 % de la consommation mondiale d’énergie primaire a été basée sur des ressources non renouvelables, sans changement par rapport à 1970 (**Figure 1-4**).



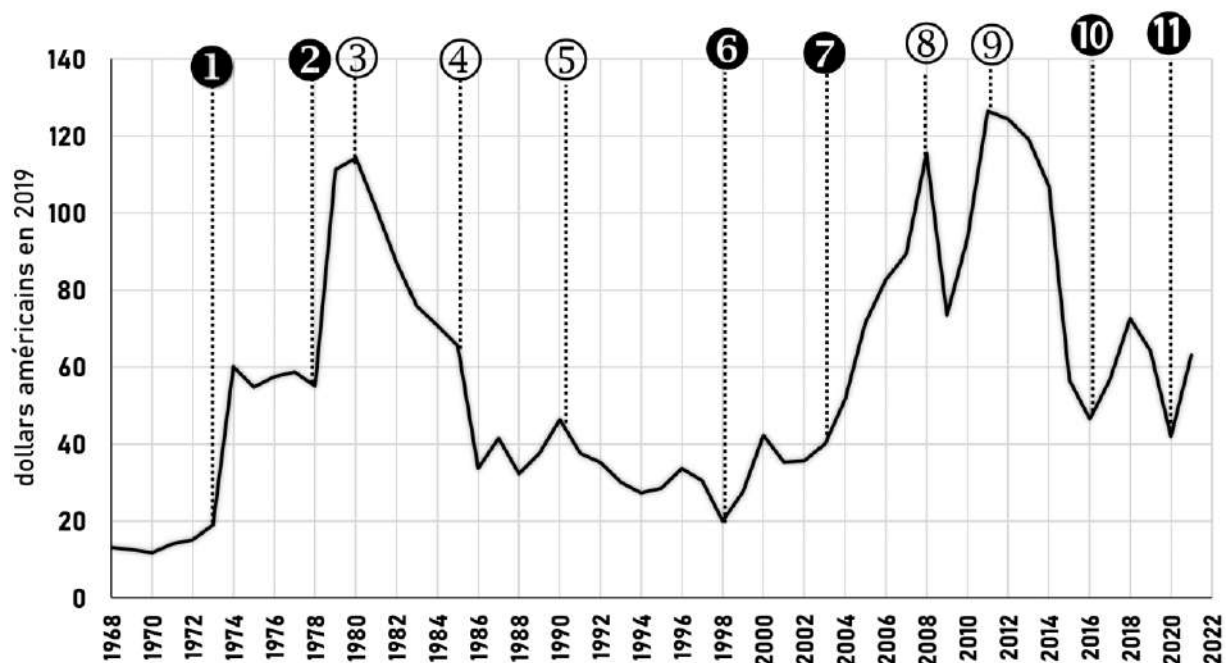
**Figure 1-4:** Consommation mondiale d’énergie primaire par combustibles en 1970 et 2019 en Exajoules (Bp 2019).

Entre 1970 et 2019, la consommation mondiale d'énergie primaire a quelque peu changé de structure, tout en restant le combustible dominant en 2019, le pétrole est passé de 96.15 Exajoules à 193 Exajoules de la consommation mondiale d'énergie primaire, les autres combustibles aussi maintenu son classement, mais dans des proportions différentes entre les deux années, les énergies renouvelables qui ont connu une croissance remarquable, après presque négligeable 0.3 Exajoules en 1970, ont atteint 29 Exajoules en 2019 de la consommation mondiale d'énergie primaire.

### 1.2.3 La structure du marché international du pétrole

Le marché pétrolier s'il a notablement diminué à la suite des deux grands chocs pétroliers 1973 et 1979 (**Figure 1-5**), le poids du pétrole dans l'économie mondiale reste important, à la fin de 2019 la part du pétrole dans le marché mondial est 36 % qui est considéré le première source d'énergie primaire dans le monde.

Les fluctuations de son prix à court terme ainsi que sa tendance d'évolution à moyen-long terme continuent donc de revêtir une importance particulière. Depuis près de cinquante ans, la détermination du prix du pétrole repose en partie sur des mécanismes de marché international du pétrole.



**Figure 1-5 :** Événements géopolitiques et économiques et cours du pétrole brut (British 2019).

Le Tableau 1.1 représenté les événements que correspondant à chaque année

**Tableau 1.1** : Les événements correspondant pour chaque année.

N°	Année	À cause de
1	1973	La guerre d'Octobre «1 <sup>ère</sup> choc pétrolier »
2	1979	Révolution Iranienne « 2 <sup>ème</sup> choc pétrolier ».
3	1980	Guerre Iraq-Iran.
4	1985	L'Arabie Saoudite augmente sa part de production
5	1990	Irak envahit le Koweït
6	1998	La crise économique asiatique
7	2003	La guerre en Irak
8	2008	La crise économique mondiale
9	2011	Révolutions arabes
10	2016	Retour de l'Iran sur le marché pétrolier (14/07/2015)
11	2020	Covid-19

Les chocs pétroliers ont un impact considérable sur les économies à l'échelle mondiale, pour répondre à la question pourquoi il y a un choc pétrolier ? les variations du prix du pétrole varient d'une crise à l'autre, il dépend de deux facteurs : Le déséquilibre entre l'offre et de la demande ainsi que les tensions géopolitiques.

a Un « choc d'offre », qui lui-même peut être dû à :

- une crise politique ou un conflit armé dans un pays ou un ensemble de pays producteurs ou de transit, telle la crise de 1973 mais aussi la révolution iranienne de 1979, suivie de la guerre entre Iran et Irak ;
- une baisse volontaire de l'offre des pays producteurs. Ces derniers qui sont en grande majorité des pays du Moyen-Orient, possèdent un véritable pouvoir sur les pays importateurs de pétrole. Ils peuvent décider de réduire leur production et d'augmenter le prix du baril.

b Un « choc de demande » :

Une augmentation non anticipée de la demande des pays consommateurs. L'augmentation des cours du pétrole en 2008 peut être considérée comme un choc de demande.

### 1.2.3.2 Les conséquences d'un choc pétrolier :

Un choc pétrolier engendre d'abord un ralentissement de la croissance : une spirale négative s'amorce, par laquelle les ménages consomment moins, ce qui entraîne une diminution de la

production des entreprises. Ce ralentissement est source d'une augmentation du chômage et donc par effet de chaîne d'une baisse encore accrue du pouvoir d'achat et ainsi de suite.

Ces périodes de crise pétrolières peuvent donc engendrer des périodes de récession durant lesquelles le PIB (Produit Intérieur Brut) des pays ralentit sa croissance ou même diminue. A l'inverse un prix trop bas du pétrole provoque « *un contre choc* » pétrolier car :

Les pays exportateurs de la denrée produisent à perte c'est-à-dire que leur coût de fabrication du pétrole est inférieur au coût de revient. Pour les pays importateurs cela se traduit par une baisse du coût de revient des produits, une diminution du prix de vente, une augmentation de la consommation, une augmentation de la productivité, la création d'emploi...etc.

#### **1.2.4 Organisations internationales du secteur de l'énergie**

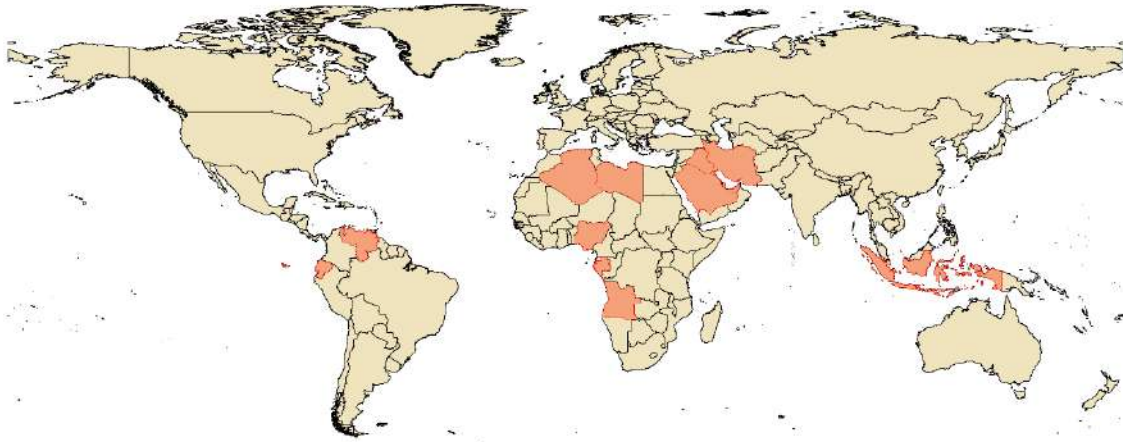
La répartition inégale des réserves d'énergie signifie que la production et la consommation sont généralement concentrées dans des zones géographiques différentes (Figure 1-1). Parce que l'approvisionnement énergétique a des aspects politiques, économiques, géopolitiques, politiques, de développement et de sécurité, l'interdépendance entre les pays producteurs d'énergie et les pays consommateurs est devenue une question urgente dans de nombreux États. En raison de ces agendas politiques et économiques contradictoires, les premières organisations intergouvernementales du secteur de l'énergie - l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) - ont vu le jour.

Les organisations internationales et régionales restent essentielles pour parvenir à un consensus afin de fournir les éléments de base nécessaires à un environnement d'investissement favorable, et extrêmement importantes pour garantir la prévisibilité juridique et la confiance du marché.

- **Organisation des pays producteurs de pétrole**

Organisation des pays producteurs de pétrole (OPEP ou OPEC en anglais) est une organisation intergouvernementale de pays visant à négocier avec les sociétés pétrolières pour tout ce qui touche à la production de pétrole aussi l'OPEP est un cartel né en 1960. Un cartel est une sorte de concentration horizontale dans laquelle des grands producteurs indépendants juridiquement et ayant des activités comparables, s'étendent en vue de contrôler la concurrence et le marché. L'OPEP s'est fixée pour objectif de coordonner les politiques pétrolières des États membres, à la fois pour rentabiliser les investissements des producteurs et assurer l'approvisionnement des consommateurs (OPEC 2017). Elle siège à Vienne et regroupe deux

pays (Arabie Saoudite, Irak, Iran, Koweït, Venezuela, Qatar, Indonésie, Libye, Emirats Arabes Unis, Algérie, Nigeria et Equateur) (Figure 1-6).

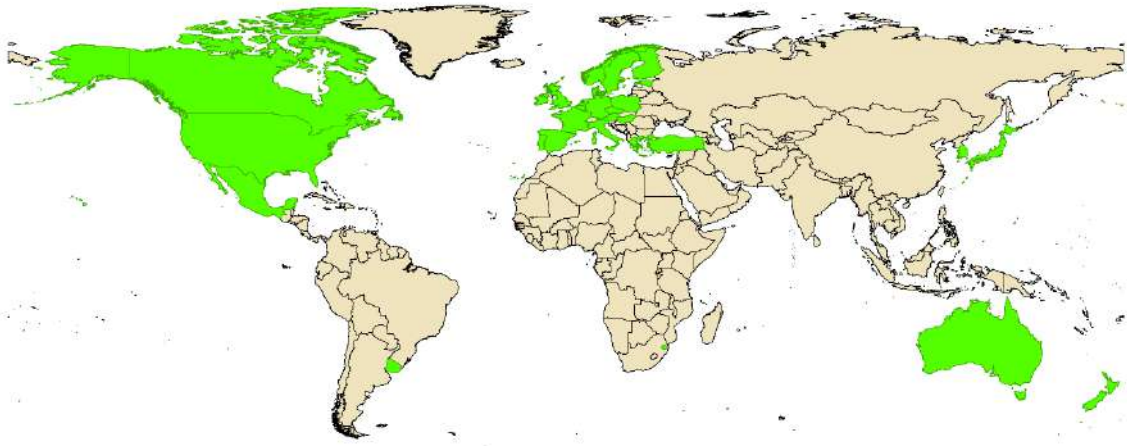


**Figure 1-6:** États membres de l'Organisation OPEP (OPEC 2017).

#### 1.2.4.1 Forum des Pays Exportateurs de Gaz

Le Forum des Pays Exportateurs de Gaz naturel (FPEG ou en anglais GECF) est une organisation intergouvernementale composée de 11 producteurs de gaz naturel de premier plan au monde, soit l'Algérie, la Bolivie, l'Égypte, la Guinée équatoriale, l'Iran, la Libye, le Nigeria, le Qatar, la Russie, Trinidad et plus. Composé du Pakistan et du Venezuela. Les membres du GECF contrôlent collectivement plus de 70% des réserves mondiales de gaz naturel, 38% du commerce des pipelines et 85% de la production de gaz naturel liquéfié (GNL) (GECF 2020). Son objectif principal est la coordination et l'échange d'informations entre les exportateurs de gaz naturel. La façon dont le gaz naturel est commercialisé à l'échelle internationale est différente de celle du pétrole brut parce qu'il existe de nombreux marchés régionaux du gaz naturel et que les prix varient considérablement d'un marché à l'autre. L'exemple le plus évident est l'énorme différence entre le prix du gaz naturel vendu au Japon et les prix très bas atteints aux États-Unis. Compte tenu des défis logistiques et des coûts de la logistique internationale, ces différences de marché peuvent exister. Le gaz naturel est un produit qui ne peut être transporté par bateau que sous forme liquéfiée (coûteuse), sinon il dépendra de l'infrastructure de pipeline pour le commerce international. Les réseaux de pipelines existent souvent à l'échelle régionale plutôt que mondiale. Par conséquent, les prix sont déterminés en fonction des régions plutôt qu'au niveau international (Adam Smith International 2017) (Figure 1-7).

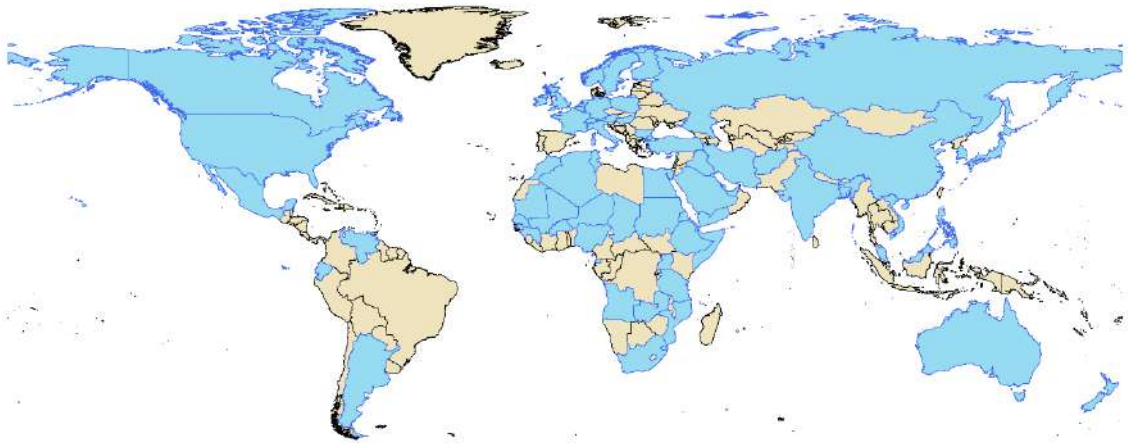




**Figure 1-8:** États membres de l'Organisation AIE (IEA 2020a).

### 1.2.4.3 Forum International de l'Énergie

Le Forum International de l'Énergie (FIE ou en anglais IEF) est la plus grande organisation internationale au monde de ministres de l'énergie de 70 pays / régions, y compris les producteurs et les consommateurs. C'est en effet le siège du dialogue mondial sur l'énergie. L'IEF a été créé il y a 20 ans pour promouvoir le dialogue entre producteurs et consommateurs des pays membres de l'OPEP et de l'AIE. Aujourd'hui, le nombre de membres de l'IEF dépasse la somme de ces deux organisations et provient du monde entier. Les États membres sont signataires de la charte de l'IEF, qui décrit le cadre du dialogue mondial sur l'énergie mené par le biais de l'organisation intergouvernementale (Figure 1-9).

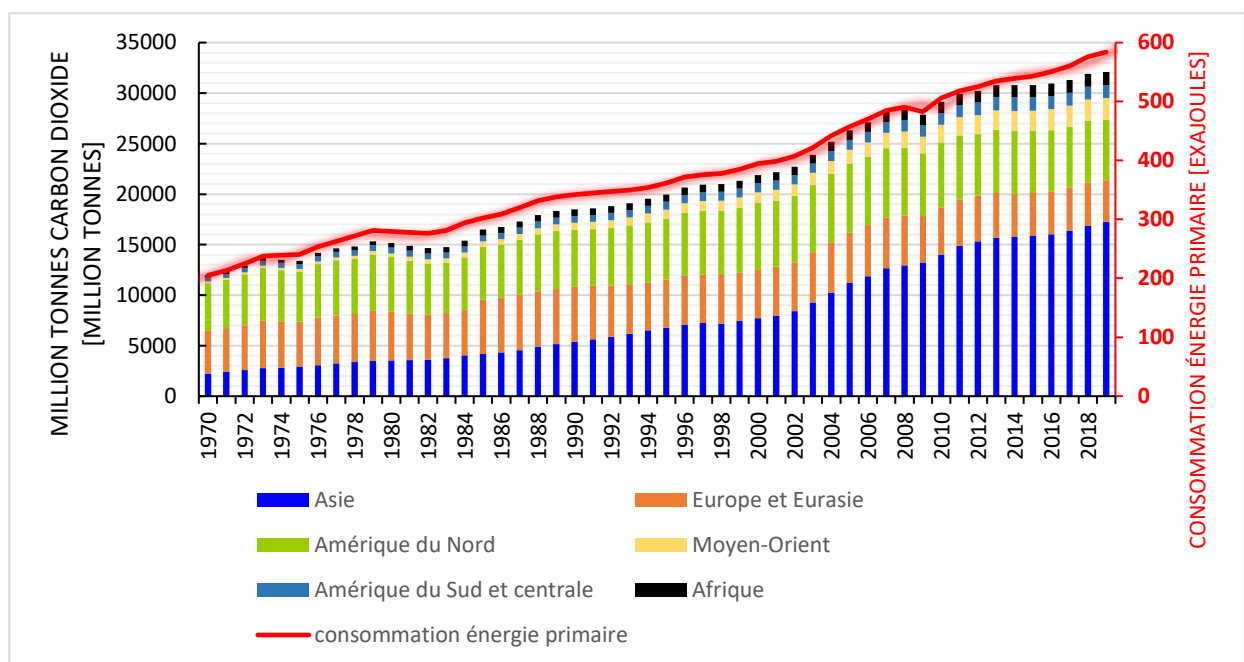


**Figure 1-9:** États membres de l'Organisation FIE (GECF 2020).

### 1.2.5 Tendances mondiales des émissions totales de gaz à effet de serre

Les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de carburant sont la majorité des émissions d'échappement vertes d'origine humaine. Cependant, l'analyse complète des tendances des émissions prend en compte d'autres sources de CO<sub>2</sub> et d'autres gaz, car la connaissance des gaz issus de la combustion de combustibles et des sources autres que le CO<sub>2</sub> est plus incertaine. Il est particulièrement difficile de déterminer des estimations spécifiques au pays du CO<sub>2</sub> en raison de la combustion de la biomasse et des émissions de gaz de combustion.

En 2019, les émissions mondiales de dioxyde de carbone ont atteint 34,16 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> (GtCO<sub>2</sub>), en hausse de 3,99 % par rapport à 2015, soit 62,4 % de plus qu'en 1990 (Bp 2019), année référence pour le protocole de Kyoto. Depuis la crise financière mondiale de 2009, les émissions de gaz à effet de serre augmentent chaque année. En raison de la forte baisse de l'utilisation du charbon aux États-Unis et en Chine, les émissions en 2015 n'ont que légèrement diminué.



**Figure 1-10:** L'évaluation d'émissions de CO<sub>2</sub> par région (IEA 2019).

À l'échelle mondiale, de 1970 à 2019, les émissions de CO<sub>2</sub> ont augmenté de 40%. Une simple décomposition montre les principaux facteurs déterminants de la tendance mondiale des émissions de CO<sub>2</sub>. À l'échelle mondiale, la croissance économique est partiellement découplée de la consommation d'énergie, car l'intensité énergétique a diminué de 21% au cours de cette période. Cependant, comme l'intensité en carbone de la structure énergétique n'a guère changé,



la croissance combinée de la population (20%) et du PIB par habitant (43%) a conduit à une augmentation significative des émissions mondiales de dioxyde de carbone de 1970 à 2019. En termes de développement et de croissance économique, démographique et technologique.

En 2018, les émissions de dioxyde de carbone ont augmenté de 7,3%, principalement en raison d'une augmentation substantielle de la consommation de charbon de 8,7%, de la consommation de gaz naturel de 8,1% et de la consommation de pétrole de 5,1% (Bp 2019). La production d'électricité représente 50% de la plus grande source d'émissions de CO<sub>2</sub> de l'Inde, qui a augmenté de 6,2% en 2018 pour atteindre 1,56 GWh. En 2018, les centrales au charbon ont fourni les trois quarts de l'électricité totale, le gaz naturel 5%, les énergies renouvelables 16,7% et l'énergie nucléaire 2,5%. Dans la croissance de la production totale d'électricité en 2018, la production d'électricité au charbon représentait près des deux tiers, l'hydroélectricité représentait 4%, les autres sources d'énergie renouvelables représentaient 28% (principalement éolienne et solaire) et 2% de l'augmentation était composée de l'énergie nucléaire (Bp 2019). Le deuxième plus grand secteur d'émissions de CO<sub>2</sub> est le secteur manufacturier, avec une part de 25% en 2018, dont les trois quarts proviennent de la combustion du charbon et un quart de la combustion du pétrole. En d'autres termes, la combustion du charbon dans les secteurs énergétique et industriel représente environ 75% des émissions de dioxyde de carbone de l'Inde. Le transport est la troisième source de dioxyde de carbone, représentant environ 12%, principalement à partir des produits pétroliers (IEA 2020b).

Les factures directes du dioxyde de carbone sont la combustion du charbon, du pétrole et du gaz naturel, qui représentent 98% des émissions mondiales de dioxyde de carbone, soit respectivement 44%, 34% et 21% (Figure 1-11). Les émissions de CO<sub>2</sub> liées aux combustibles fossiles ne peuvent être considérablement réduites que par la conversion à d'autres sources d'énergie, en particulier les ressources renouvelables telles que l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie nucléaire et les biocarburants durables. D'autres réductions peuvent être obtenues en améliorant l'efficacité énergétique. En outre, la capture du CO<sub>2</sub> des gaz de combustion et du stockage souterrain (CSC) peut aider à réduire la concentration apparemment croissante de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère (Global CCS Institute 2019).

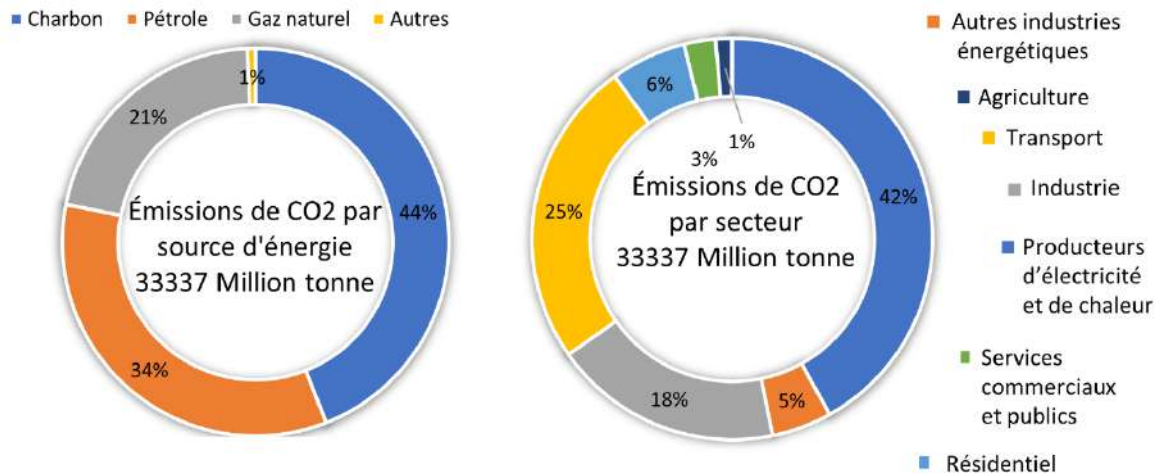


Figure 1-11: Les émissions de CO2 en 2019 par source et par secteur (IEA 2020b).

### 1.2.6 Historique des négociations climatiques internationales

L'historique ci-dessous (Figure (1.10)) retrace le processus qui a abouti à la conclusion d'un nouvel accord mondial, juridiquement contraignant, sur le climat et à des engagements de suivi visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre

Parce que les impacts des changements climatiques sont ressentis partout dans le monde, les pays doivent coopérer à l'échelle internationale pour trouver ensemble des solutions politiques. En 1992, les pays membres des Nations Unies ont adopté une convention internationale sur le climat, avec pour objectif de maîtriser les émissions de gaz à effet de serre et ainsi lutter contre les conséquences des dérèglements climatiques. Depuis, les 195 pays membres de la convention se réunissent chaque année lors d'une "conférence des parties", la COP.

Depuis 1995, plus d'une centaine de pays du monde entier se réunissent chaque année lors des COP pour parler du climat et de la lutte contre le réchauffement climatique. Du fait de la complexité du sujet et des enjeux qui se cachent derrière, c'est un processus long où se mêlent de problématiques environnementales, économiques, sociales et diplomatiques.

En 1997, la conférence des parties se déroule à Kyoto pour sa troisième année. Pour la première fois dans l'histoire de l'humanité, un protocole contraignant visant à encadrer les émissions de CO2 de plus d'une centaine de pays est élaboré. Les objectifs sont chiffrés : réduire de 5,2% les émissions de gaz à effet de serre planétaires d'ici 2020 en se servant de l'année 1990 comme référence. Pour l'Union européenne, cet objectif se traduit par une baisse totale de ses émissions de 8%.

En décembre 2015, les chefs d'États et de gouvernements se sont mis d'accord pour adopter le premier accord universel sur le climat, lors de la COP21 à Paris. Cet accord engage tous les pays à limiter le réchauffement global sous la barre des 2°C, et à tendre vers 1,5°C. Il prévoit aussi que les pays les plus riches soient solidaires envers les plus pauvres, en les aidant à s'adapter aux impacts croissants et à développer les énergies renouvelables.

La COP21 était un point de départ indispensable pour renforcer la lutte contre les changements climatiques. Mais les promesses des pays sont encore insuffisantes : elles mettent la planète sur la voie d'un réchauffement de plus de 3°C d'ici à la fin du siècle. C'est pour cela qu'ils doivent agir dès maintenant pour amplifier et concrétiser les promesses faites à Paris.

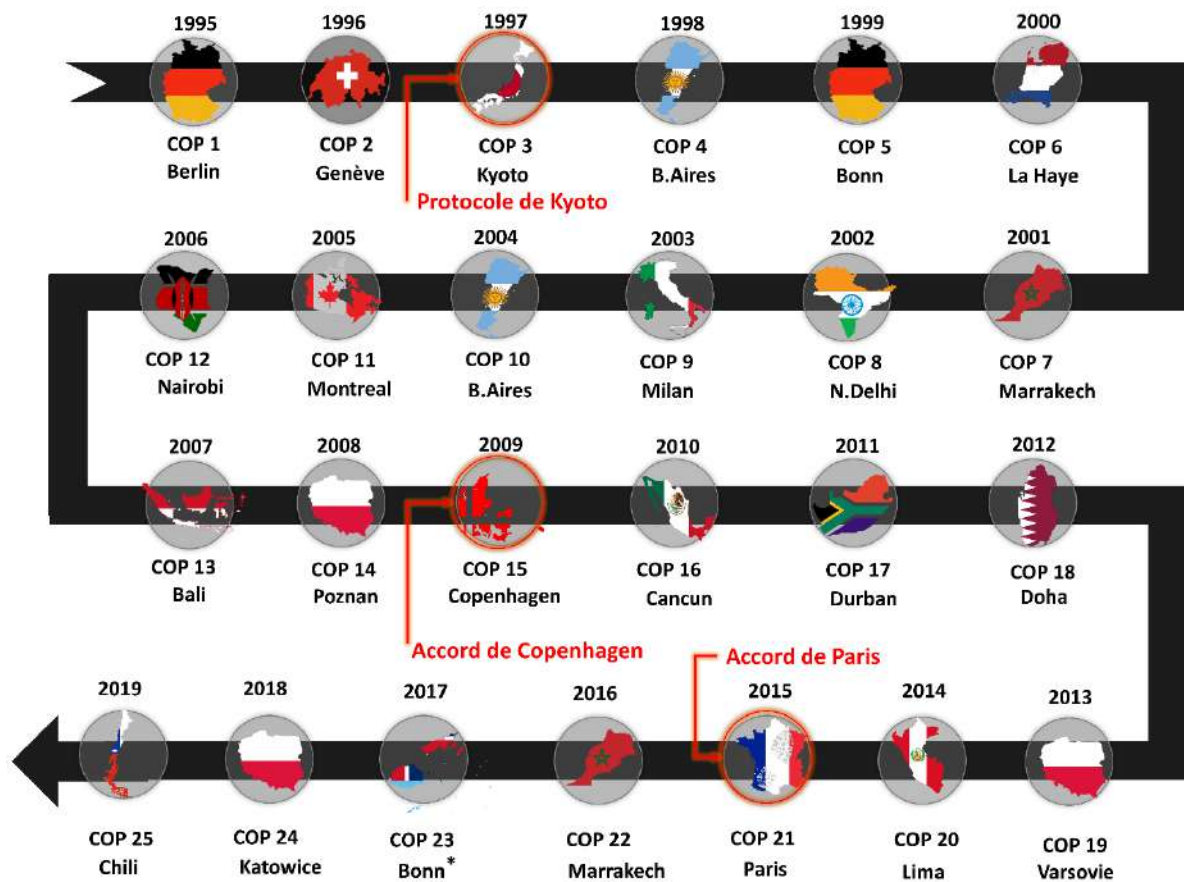


Figure 1-12 : Chronologie des dates clés des négociations climatiques.

### 1.2.7 L'impact de la transition énergétique

Une nouvelle considération est venue complexifier les prévisions. La transition énergétique, engagée dans de nombreux pays et formalisée au niveau mondial par l'Accord sur le climat, fait qu'il n'est plus possible de raisonner seulement en termes d'offre, comme le faisait Hubbert. Les énergies fossiles seront encore nécessaires pendant des décennies, mais la demande devrait diminuer avec le temps. On peut maintenant raisonnablement espérer que la production mondiale

de pétrole diminue suite à une baisse de la demande et non plus du fait de l'épuisement des gisements. Une nouvelle ère qui correspondrait à la formule célèbre : « on n'est pas passé de l'âge de pierre à l'âge de fer à cause d'un manque de pierres »

(Inégalité répétition) Il est donc nécessaire d'adopter rapidement de nouvelles énergies pour remplacer les énergies fossiles, qui s'épuisent progressivement et qui sont polluantes. Les pays du Nord, qui ont les moyens techniques et financiers, ont déjà entamé leur transition énergétique. Dans les pays du Sud, la situation est plus compliquée. Ils manquent encore de moyens financiers pour développer des énergies renouvelables. La question énergétique est donc un enjeu central du développement durable au (21<sup>e</sup>) XXI<sup>e</sup> siècle.

#### ❖ Vers une valorisation durable des ressources

#### ❖ La mise en place d'autres modèles de développement

► Vers une transition énergétique ? Des transitions énergétiques sont envisagées dans certains pays du Nord. En 2014, l'Union européenne fixe pour 2030 l'utilisation de 27 % d'énergies renouvelables dans sa consommation. Des campagnes nationales ou locales de sensibilisation aux gestes écocitoyens visant à réduire le gaspillage d'eau ou d'énergie voient le jour.

► Impliquer les populations pour réduire la consommation. Les politiques de développement mises en place dans les pays des Suds par les organisations mondiales et les agences de développement délaissent les approches top-down pour des politiques Bottom-up qui impliquent les populations locales, notamment les minorités.

### 1.2.8 Impacts de la crise de Covid-19 sur le secteur énergétique mondial

Le coronavirus (Covid-19) a créé la plus grande crise mondiale depuis des générations, envoyant des ondes de choc dans les systèmes de santé, les économies et les sociétés du monde entier. Face à une situation sans précédent, les gouvernements se concentrent sur la maîtrise de la maladie et la relance de leurs économies. Le secteur de l'énergie est également gravement touché par cette crise, qui a ralenti les transports, le commerce et l'activité économique à travers le monde. Notre dernière analyse des données quotidiennes jusqu'à la mi-avril, publiée dans (IEA 2020c), montre que les pays en verrouillage total connaissent une baisse moyenne de 25% de la demande d'énergie par semaine et les pays en verrouillage partiel une baisse moyenne de 18%.

Les implications de la pandémie pour les systèmes énergétiques et les transitions d'énergie propre sont encore en évolution, mais trois domaines, en particulier, ressortent :

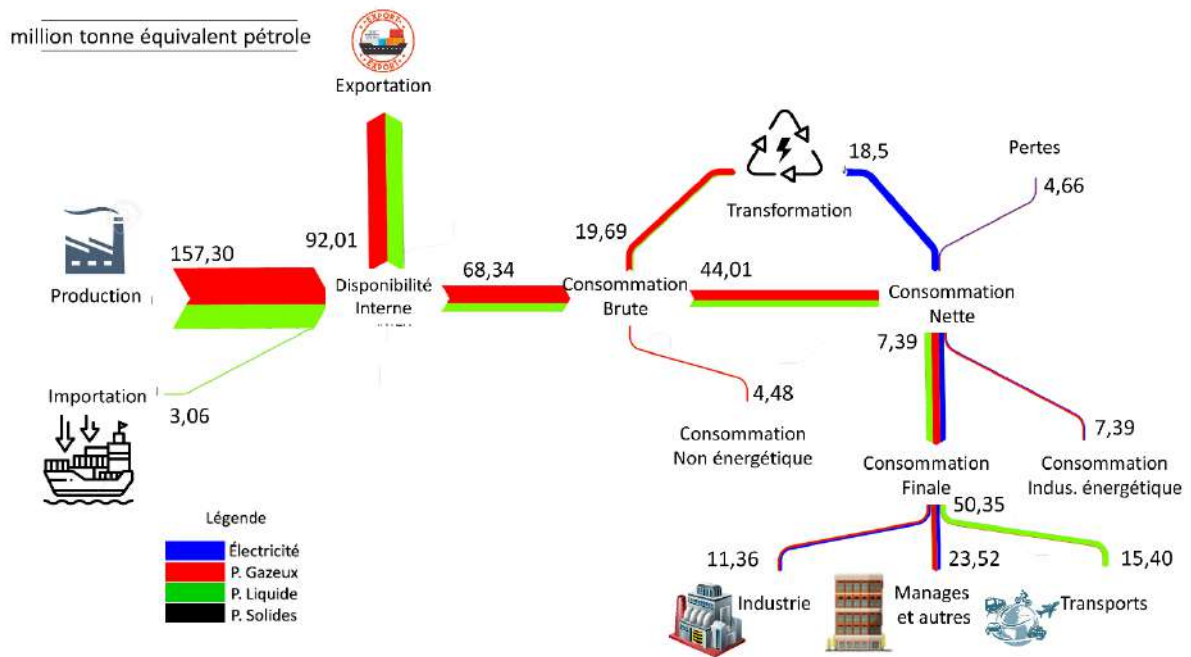
- La sécurité énergétique reste une pierre angulaire de nos économies, en particulier en période de turbulence ;
- La sécurité électrique et des systèmes énergétiques résilients sont plus indispensables que jamais pour les sociétés modernes ;
- Les transitions d'énergie propre doivent être au centre des plans de relance économique et de relance.

### **1.3 Contexte énergétique national**

L'Algérie est le premier producteur de gaz naturel en Afrique, le deuxième plus grand fournisseur de gaz naturel de l'Europe, et parmi les trois premiers producteurs de pétrole de l'Afrique. L'Algérie est devenue membre de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en 1969, peu de temps après qu'il a commencé la production pétrolière en 1958 (Gouareh 2017). L'économie algérienne est fortement tributaire des recettes provenant de son secteur des hydrocarbures, qui représentent environ 30 % du produit intérieur brut (PIB) du pays pour l'année 2013 (Direction Générale Trésor (DGT) 2013), plus de 95 % des recettes d'exportation, et près de 70 % des recettes fiscales (IEA 2020b).

#### **1.3.1 Politique de gestion des ressources fossiles (Analyse du bilan énergétique)**

Un système énergétique de référence est considéré comme des chaînes de transformations subies par des ressources primaires énergétiques dans le but de satisfaire différentes demandes finales de services. La chaîne énergétique est décrite de l'amont (production et offre énergétique) à l'aval (secteurs économiques utilisant l'énergie) en passant par tous les secteurs intermédiaires consommateur ou producteurs d'énergie. En effet, le système énergétique algérien est considéré comme le flux d'énergie à partir de sources primaires (pétrole, gaz naturel, biomasse et renouvelable) par le biais de transformations (production d'électricité) à l'utilisation finale par différents secteurs (transport, industrie et résidentiels, et d'autres secteurs) comme l'illustre la Figure 1-13).



**Figure 1-13 :** Bilan énergétique Algérienne en 2019.

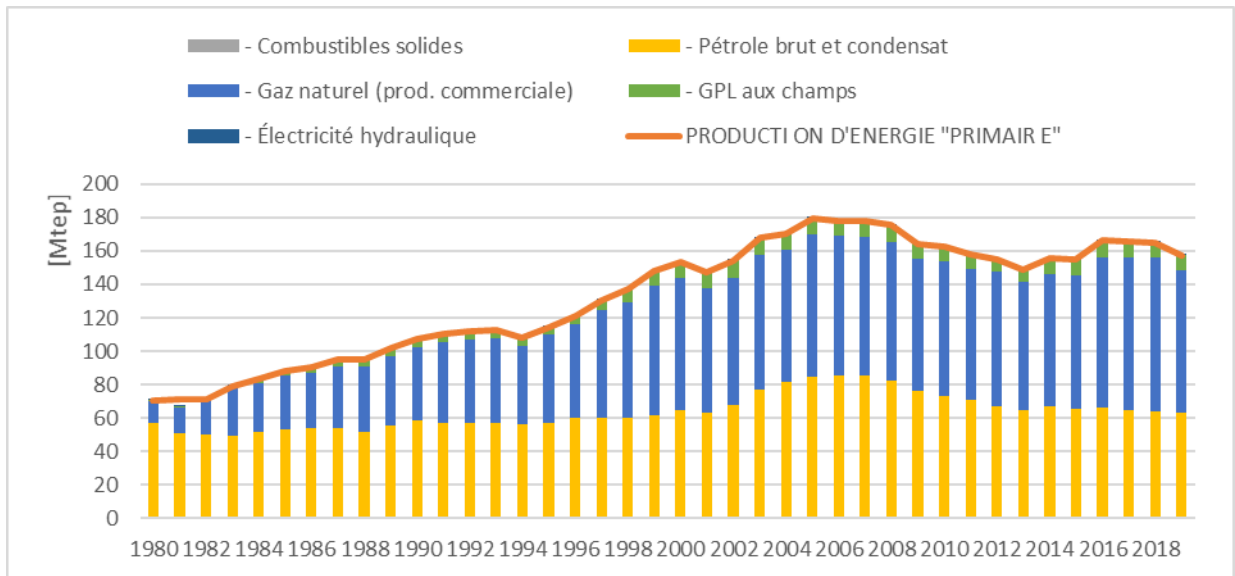
La Figure 1-13 illustre qu'en 2019 l'Algérie a mobilisé une ressource primaire de 160.4 Mtep pour satisfaire une consommation finale de 62.7 Mtep. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (6.2 Mtep au total), des exportations nettes (92 Mtep) et des soutés aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (7.7 Mtep). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformées en électricité et/ou chaleur commercialisée (par exemple, 5.6 Mtep de gaz naturel ont été transformées en électricité).

Il y a lieu de préciser que les pertes de transport et de distribution ainsi que l'écart statistique (en valeur algébrique), bien que figurant dans le bilan après consommation, en sont déduits.

En 2019, l'Algérie a produit environ 164.4 Mtep de pétrole brut, dont 79% ont été exportés. La production de gaz naturel est de 84.3 Mtep, dont 60% ont été exportés. Le gaz naturel a fourni la plus grande part de l'énergie primaire et sa consommation final, qui atteint 34.1 Mtep, est désagrégé en trois catégories ; production d'électricité, usages industriels et des utilisations résidentielles (principalement pour le chauffage et la cuisson). La consommation des produits pétroliers avec 19.3 Mtep, présente la deuxième plus importante source d'énergie, il était principalement utilisé pour le transport et pour l'industrie. Pour les énergies renouvelables et la biomasse, chaque un de lui répond à moins de 2 % de la demande énergétique finale et ils sont utilisés pour l'habitation, l'industrie et la production d'électricité.

### 1.3.2 Production nationale d'énergie primaire

La production commerciale d'énergie primaire a enregistré une quasi-stabilité (-0,2%) par rapport aux réalisations de 2019, pour atteindre 165,9 Mtep. Ainsi, la hausse de production du gaz naturel a compensé partiellement la baisse de production des liquides (pétrole et GPL) en raison notamment de l'application de l'accord de réduction de production de l'OPEP (Algerian Ministry of Energy 2018a).

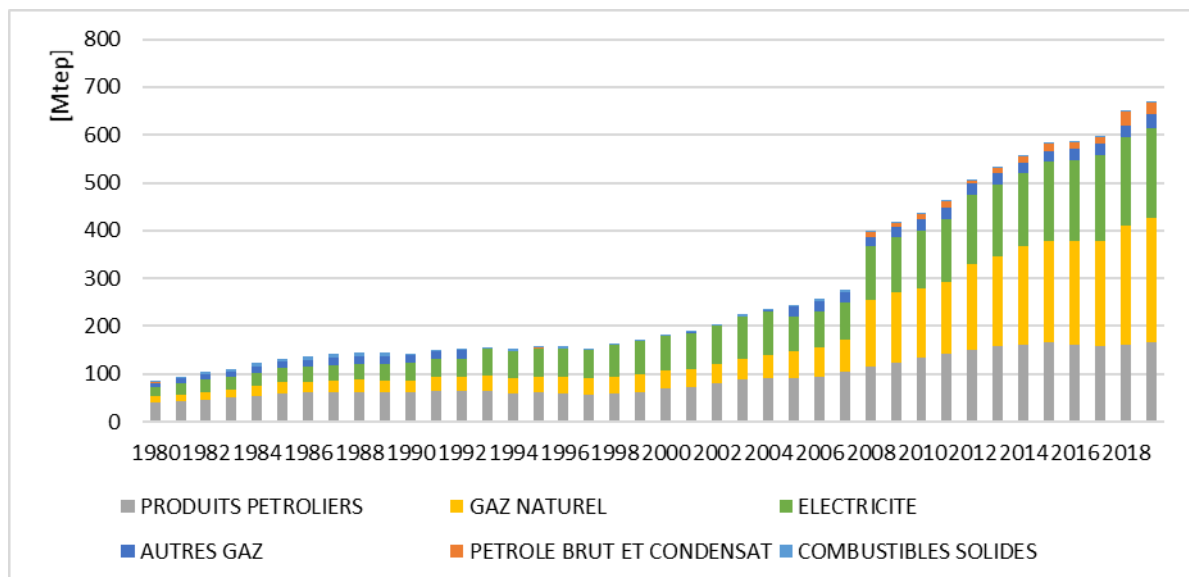


**Figure 1-14:** Structure de la production d'énergie primaire (Algerian Ministry of Energy 2018a)

Dans la Figure 1-14, représentée la structure de la production d'énergie primaire reste dominée en 2019 par le gaz naturel la hauteur de 55%.

### 1.3.3 Consommation nationale énergétique en Algérie

En 2017, la consommation nationale d'énergie a été de 59,5 Mtep reflétant une hausse de 2,1% par rapport à 2016 avec une pénétration plus grande des produits gazeux, plus disponible dans le bilan des ressources. Concernant la consommation finale, le gaz naturel (30%), suivi par les produits pétroliers (34,3%) et l'électricité (29,8%). Elle a connu une croissance de +4,1% en 2017 pour atteindre 59,5 Mtep, tirée notamment par une hausse de la consommation du gaz naturel (+7,9%), des produits pétroliers (-1,2%) et de l'électricité (+6,4%) (Algerian Ministry of Energy 2018a).



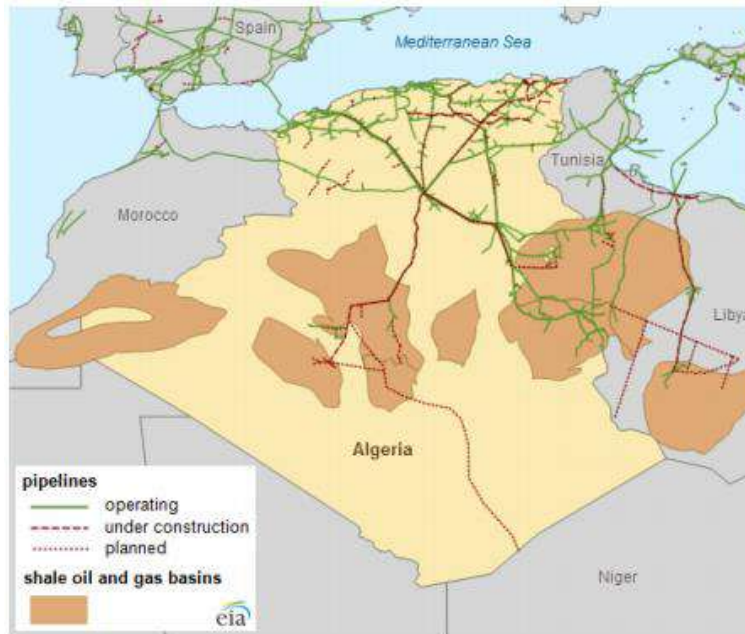
**Figure 1-15:** la structure de la consommation des produits pétrolier (Algerian Ministry of Energy 2018a).

Dans la **Figure 1-15**, il ressort que la structure de la consommation des produits pétroliers reste dominée par les carburants terre qui représentent 83% du total. Le gasoil est de loin le carburant le plus consommé sur le marché national avec une part de 75%, suivi par les essences (23%) et le GPL (12%, y compris GPL-c à 3%).

### 1.3.4 Moyens actuels et émergents de production énergétique

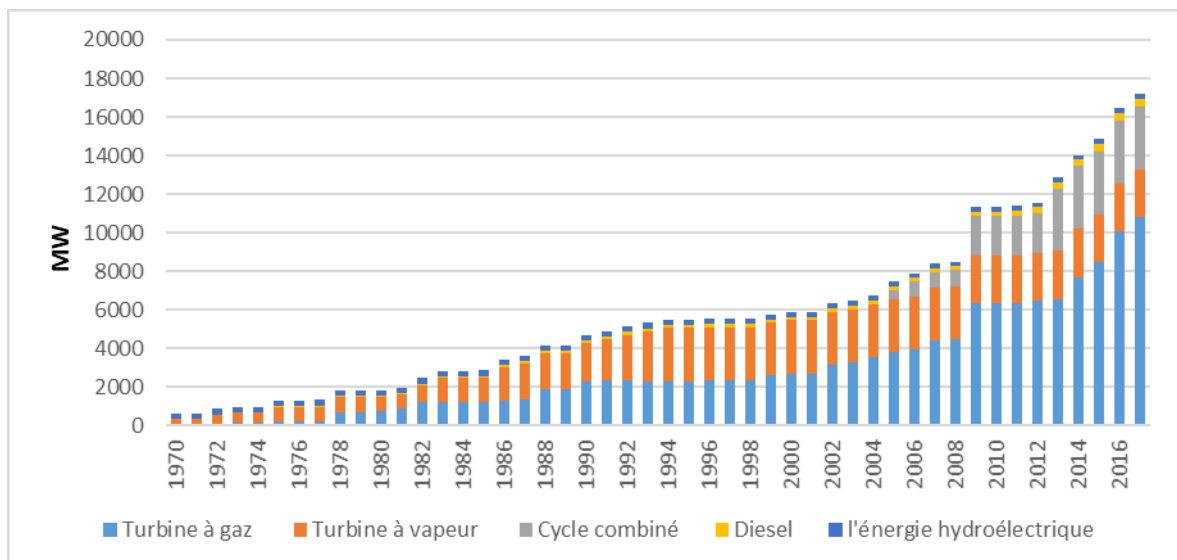
Selon (Bp 2019), l'Algérie dispose d'environ 12,2 milliards de barils de réserves prouvées de pétrole. Répartie dans plusieurs zones, comme Hassi Messaoud (3,9 milliards de barils) le gisement de pétrole les plus anciens et les plus importants, près de la ville de Ouargla, Champ pétrolier Hassi Al-Raml (3,7 milliards de barils) et champ pétrolifère Ourhoud (1,9 milliard barils) (Agence internationale de l'énergie, 2020). Par ailleurs, l'Algérie a également développé plusieurs autres champs ces dernières années, comme les champs pétrolifères de Berkine (représentant 8% des réserves de pétrole) et d'illizi (représentant 15% des réserves de pétrole) (regane, ahnet/timimoune, etc.).





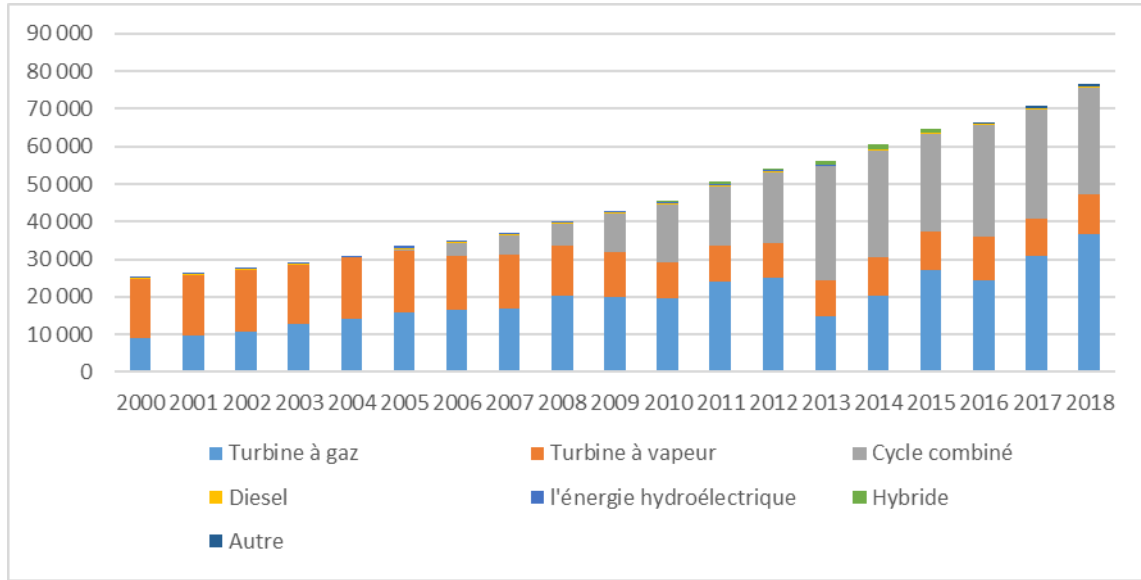
**Figure 1-16** Champs de pétrole et de gaz d’Algérie

De 1962 à 2011, la consommation d’électricité a été multipliée par 22 de manière significative. Veuillez noter que la capacité de production d’électricité au cours de la même période est passée de 500 MW à 11389 MW. En 2013, la capacité de production de l’électricité a été renforcée par 1200 MW par Shariket Kahraba Terga (SKT) et par Shariket Kahraba Koudiet Edraouch (SKD); et en 2017, production annuelle nationale d’énergie électrique atteindra 76,0 TWh, avec une augmentation de 7,1% par rapport à 2016 (ministère algérien de l’Énergie 2018b).



**Figure 1-17** : Evolution de la puissance installée par type d’équipement (en MW) sur la période (1962-2017) (Algerian Ministry of Energy 2018a).

L'effort d'investissement a fourni une énergie suffisante pour le marché intérieur, qui a été principalement fournie par la Société de production d'électricité (SPE), qui a une capacité totale installée de 17238,6 MW à la fin de 2015. Les Figure 1 15 et Figure 1 16 représentent cette évolution et confirment que cette évolution est fortement dépendante Fondamentale sur les technologies basées sur les turbines à gaz (TG) et le cycle combiné (CC).



**Figure 1-18** : Evolution de la production d'électricité par type d'équipement (en MWh) sur la période (1962-2019) (Algerian Ministry of Energy 2018b).

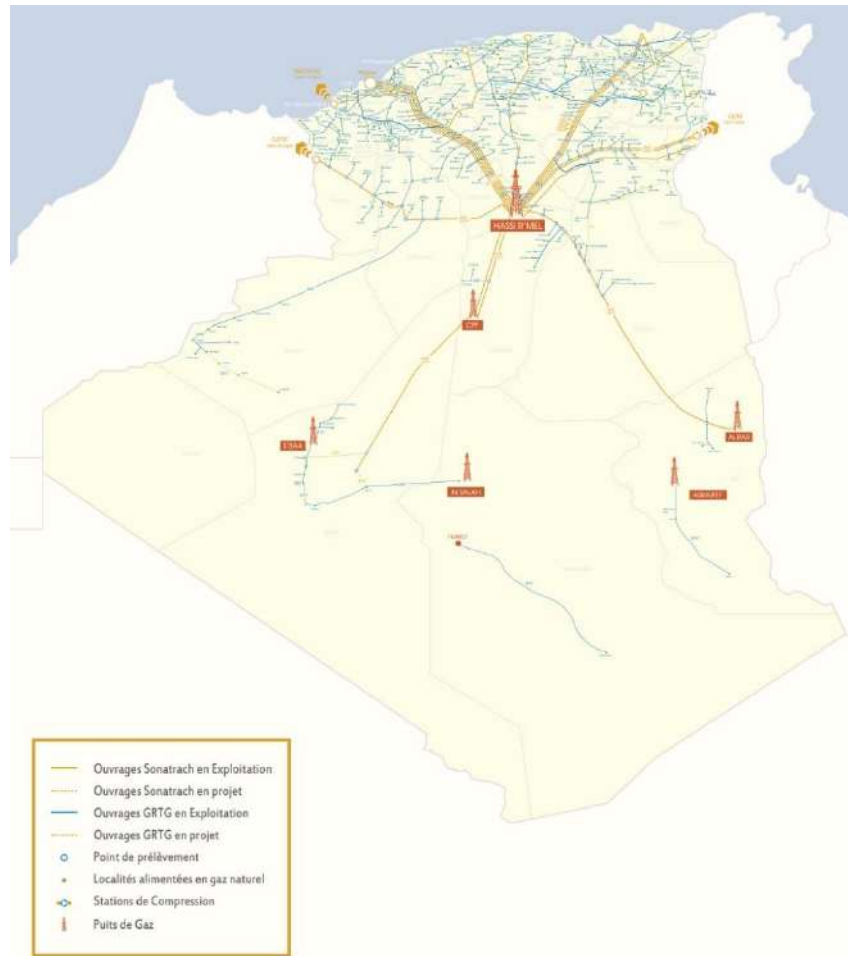
En Algérie, malgré la nécessité de protéger l'environnement, 99% de l'électricité provient de combustibles fossiles et le reste (0,8%) provient d'énergies renouvelables qui ont en fait été réduites à l'hydroélectricité. Une utilisation minimale de combustibles fossiles polluants est nécessaire pour produire de l'électricité. La Figure 1-19 montre les principales zones de production d'électricité en Algérie et les types de stations de production d'électricité.



Figure 1-19 : Caractéristiques du parc de production d'énergie électrique.

### 1.3.5 Infrastructure de transporté gaz naturels

La société nationale algérienne Sonatrach a développé un ensemble de pipelines de grande capacité, qui permettent la mise en œuvre de plans d'approvisionnement en gaz naturel majeur sur le marché national. Tels que les centrales électriques et les clients industriels. Sonelgaz, responsable de la distribution de gaz naturel sur le marché national, a réussi à développer un ensemble de canalisations de transport à haute pression pour augmenter la longueur du réseau de transport de Sonelgaz de 462 kilomètres en 1962, à 13836 kilomètres de canalisations à la fin de 2011, (le Figure 1-20 représente le Réseau de transport et de distribution de gaz naturel en 2014.), qui peut fournir des conduites principales à haute, moyenne et basse pression à tous les clients.



**Figure 1-20:** Réseau de transport et de distribution de gaz (grtg 2019).

### 1.3.6 Cadre institutionnel et réglementaire du secteur de l'énergie en Algérie

La situation énergétique actuelle au niveau mondiale et surtout nationale, en termes de ressources, de production, de consommation et aussi l'état des infrastructures régionales existantes, notamment des interconnexions électriques et gazières et leurs impacts sur l'environnement nécessite de repenser les stratégies énergétiques du pays. L'Algérie doit faire face à plusieurs défis dans le futur. Elle doit surtout repenser le problème de l'énergie dans sa globalité et prendre conscience de ses possibilités d'économies d'énergie. Un ensemble de voies est à explorer pour élaborer des solutions satisfaisantes à des degrés divers. Tous ces éléments significatifs renforcent l'urgence de la mise en œuvre d'une nouvelle politique de gestion du dossier de l'énergie. Plusieurs actions doivent être engagées pour répondre aux nouveaux défis rencontrés. Actuellement, plusieurs institutions interviennent sur les politiques et les stratégies énergétiques et le développement des énergies renouvelables.

### **1.3.6.1 Ministère de l'Énergie**

Le ministère de l'énergie (ex. ministère de l'énergie et des mines) est le ministère responsable du secteur de l'énergie. Décret exécutif 15-302 du texte du 2 décembre 2015 visant à garantir que le ministère de l'Énergie, dans le cadre de la politique générale du gouvernement, prépare des politiques et des stratégies de recherche, de production et de développement des ressources en hydrocarbures et énergétiques, ainsi que la formulation des politiques et des stratégies pour promouvoir l'industrie nationale liée aux hydrocarbures; et développement, l'exploitation rationnelle, la conservation, la valorisation et la gestion optimale des ressources, et formuler des plans de développement pour les activités de conversion et de valorisation et les stratégies de vente d'hydrocarbures. Il est également responsable de mettre en application les politiques relatives à l'introduction des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, l'article 2 du décret exécutif n ° 20-401 du 26 décembre 2020 dispose que le ministère de l'Énergie entreprendra la production d'électricité d'origine renouvelable dans le cadre de la stratégie nationale de développement des énergies renouvelables.

### **1.3.6.2 Ministère des énergies renouvelables et de la transition énergétique**

La création du Ministère des énergies renouvelables et de la transition énergétique par décret présidentiel n ° 20-163 du 23 juin 2020 et a été suivie du décret exécutif n ° 20-322 et du décret exécutif n ° Son travail consiste à élaborer des politiques et stratégies visant à promouvoir la transition énergétique et les énergies renouvelables, ainsi qu'à les mettre en œuvre, les suivre et les contrôler conformément aux lois et réglementations applicables.

- Assurer la mise en œuvre des politiques et stratégies nationales dans les domaines de la transition énergétique et des énergies renouvelables, et identifier les moyens juridiques, humains, financiers et matériels nécessaires.
- Proposer un modèle énergétique basé sur la fourniture d'énergie et d'énergies renouvelables et un modèle durable de consommation et de production d'énergie, en contact avec les secteurs concernés et conformément au programme gouvernemental.
- Développer et valoriser les énergies renouvelables.
- Développement et promotion de la maîtrise de l'énergie et du remplacement progressif des énergies.

### **1.3.6.3 Le Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ)**

Le Commissariat est considéré comme une institution publique financièrement indépendante vouée à soutenir la mise en œuvre et l'évaluation des politiques nationales dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique et à déterminer les stratégies sectorielles dans ce domaine. Avec le soutien de tous les départements concernés, formuler les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique conformément à la stratégie nationale. Il est également chargé de participer à la formulation de plans sectoriels et régionaux dans ce domaine, et en outre, a formulé une législation et des cadres réglementaires attractifs pour la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Il est créé auprès du Premier Ministre par décret exécutif n°19-280 du 21 Safar 1441 correspondant au 20 Octobre 2019.

Le conseil d'administration du CEREFÉ est composé de représentants de 15 ministères et de 4 organismes publics, et il existe également un comité consultatif composé de compétences nationales reconnues, d'opérateurs économiques et de représentants de la société civile.

#### **a. Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG)**

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) a été créée par la loi N°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations pour la réalisation et de contrôle du service public de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations ; et pour la surveillance et le contrôle du respect des lois et règlements y relatifs. Et pour cela l'Art 115 dans la même loi clarifie précisément les pouvoirs de ce comité. C'est un organisme d'après Art 112 indépendant et autonome doté de la personnalité juridique et investi de trois missions principales (CREG, 2015) :

#### **1.3.6.4 Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH)**

Conformément à l'article 12 de la loi n ° 05-07 du 28 avril 2005, a été créée l'Agence nationale de contrôle et de surveillance des activités dans le domaine des hydrocarbures, dénommée « Agence de contrôle des hydrocarbures », appelée ARH.

Conformément aux dispositions de la loi n ° 05-07, l'ARH a été désignée pour être chargée du contrôle et de la régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures, ainsi que des questions liées à la sécurité industrielle et à l'environnement. Hydrocarbures. Il garantit le fonctionnement transparent des monopoles naturels, l'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport et de stockage par pipeline, et la régulation de la rentabilité du gaz naturel

et des produits pétroliers sur le marché national. En fait, notre institution effectue des travaux importants liés à la mise en œuvre de l'ouverture du marché des produits pétroliers. En outre, il négocie avec les opérateurs pour formuler et mettre à jour un plan indicatif pour l'approvisionnement en produits pétroliers du marché national. Par ailleurs, l'agence ARH étudie les demandes d'allocation de concession au profit de Sonatrach-SPA et fait des recommandations au ministre chargé des hydrocarbures. ARH gère et surveille la concession de transport par pipeline octroyée. De même, le stockage et / ou la distribution de produits pétroliers ne peuvent être effectués qu'après autorisation de l'ARH.

#### **1.3.6.5 Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT)**

ALNAFT est dirigé par le comité de direction, qui se compose du président, de cinq membres (appelés administrateurs) et du secrétaire général. Pour mener à bien ses missions, le comité de direction s'appuie sur les directions spécialisées. Conformément aux dispositions de l'article 12 de la loi algérienne n° 05-07, révisée et complétée le 28 avril 2005, l'Agence nationale de développement des ressources pétrolières et gazières « ALNAFT » a été créée. ALNAFT est responsable de :

- Évaluer l'industrie minière liée aux activités en amont, notamment pour mener des recherches sur les bassins fluviaux et obtenir des données grâce à ses propres recherches ou à l'aide de services tiers ;
- Maintenir et mettre à jour l'état des réserves d'hydrocarbures ;
- Gérer et mettre à jour les bases de données liées aux activités en amont ;
- Délivrer des certificats de préqualification pour le personnel et les opérateurs en amont ;
- Mettre en place des modèles de contrats de récompense, de concessions en amont et de contrats d'hydrocarbures ;
- Organiser les appels d'offres pour les activités en amont, y compris la détermination des normes d'évaluation et de qualification applicables, les procédures d'appel d'offres et l'évaluation ;

#### **1.3.6.6 SONELGAZ**

Sonelgaz est un opérateur historique de fourniture d'électricité et de gaz naturel en Algérie. Suite à la promulgation des lois sur le transport et la distribution par pipeline, Sonelgaz est passée

d'une société verticalement intégrée à une société holding, à la tête d'un groupe industriel composé de plusieurs sociétés et de multiples activités.

Sonelgaz (Sonelgaz) a toujours joué un rôle important dans le développement économique et social du pays. Sa contribution à la mise en œuvre de la politique énergétique nationale est à la mesure des principaux plans mis en œuvre dans l'électrification rurale et la distribution publique de gaz naturel ; cela portera la couverture électrique à 99,4% et la perméabilité au gaz à 62%. Aujourd'hui, le Groupe Sonelgaz est composé de 16 sociétés directement gérées par la holding, 18 sociétés participant à l'entité du groupe et 10 sociétés participant à des tiers. Ses principales filiales assurent la production, le transport et la distribution d'électricité, ainsi que le transport et la distribution de gaz naturel par canalisations. Sa filiale d'ingénierie est responsable de la construction des infrastructures d'électricité et de gaz naturel du pays. Ses filiales de services sont principalement actives dans la fabrication et la maintenance d'équipements énergétiques, la distribution d'équipements électriques et de gaz naturel, et le transport et le traitement exceptionnels.

#### 1.3.6.7 Cadre réglementaire du secteur

- Les dispositions de l'ordonnance n° 69-59 du 28 juillet 1969 : Dissolution de la société Electricités et Gaz d'Algérie (EGA) et création de la Société nationale d'électricité.
- Loi n° 85-07 du 6 août 1985 : La production, au transport à la distribution de l'énergie électrique et la distribution publique de gaz sont abrogées.
- Loi n° 02-01 du 05 février 2002 : Électricité et distribution du gaz par canalisations.
- Loi n°04-09 du 14 août 2004 : La promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.
- L'ordonnance n°01-03 du 20 août 2001 : Développement de l'investissement.
- La loi n°09-09 du 30 décembre 2009 : Création du FNER.

#### 1.3.7 Enjeux stratégiques pour l'Algérie (3<sup>E</sup>)

**a) Energétiques :** L'accroissement très rapide d'une consommation énergétique provenant à 99% des hydrocarbures, l'épuisement des ressources et l'augmentation de la consommation avec un taux de croissance de 9% par année, croissance de la population rendent l'Algérie très



vulnérable énergétiquement malgré ses réserves importantes en pétrole et surtout en gaz. L'économie algérienne est énergivore et non productrice de richesse avec 79% de la consommation finale destinée aux ménages et au transport, l'industrie ne consomme que 15%.

**b) Economiques :** (baisse probable de la rente, Incertitudes sur les perspectives d'évolution)  
L'énergie se trouve en réalité inscrite comme sous-ensemble de la sécurité économique, au même titre que les questions relatives à l'accès à tout autre types de ressources. La sécurité énergétique n'est donc pas une fin en soi mais un instrument mis au service d'objectifs économiques généraux. Situé en amont de toute activité économique, la sécurité énergétique occupe donc une place centrale au sein de la sécurité économique.

**c) Environnementales :** L'Algérie est de plus en plus affectée par les conséquences du changement climatique, les inondations survenues durant la dernière décennie en témoignent fortement : l'exemple de Bab El-Oued à Alger, en 2001, et de Ghardaïa, en 2008, sont des plus marquants. Cela concerne en particulier le Nord du pays, une étroite bande côtière sur laquelle se concentre la majeure partie de la population, de la production agricole et de l'industrie. Les températures moyennes augmentent ainsi que le nombre d'événements climatiques et météorologiques extrêmes, tels que sécheresses, pluies diluviennes et tempêtes. L'Algérie a adopté plusieurs stratégies et programmes pour faire face au défi climatique. Afin de contribuer à la lutte contre le réchauffement climatique, l'Algérie a ratifié, en 1993, la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) élaborée au Sommet de la Terre à Rio en 1992 et a adhéré au Protocole de Kyoto en 2005 marquant ainsi sa volonté de participer à l'effort international de lutte contre les changements climatiques et ses répercussions potentielles, particulièrement sur le système climatique, les écosystèmes naturels et la durabilité du développement économique.

Récemment, l'Algérie a procédé à la ratification de l'Accord de Paris sur le climat adopté fin 2015, à la 21<sup>ème</sup> Conférence des parties à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (COP21). L'Algérie s'engage à réduire ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 de 7% avec ses propres moyens et de 22% avec des financements internationaux.

L'Algérie dispose d'un cadre institutionnel et réglementaire lui permettant de mettre en œuvre ses orientations et ses stratégies nationales rentrant dans le cadre de la CCNUCC et de la Convention sur la Diversité Biologique (CDB). A cet effet, elle a impliqué plusieurs institutions gouvernementales en décrétant différentes lois et en créant plusieurs organismes sous-jacents

(observatoires, agences, instituts, etc.). La démarche a consisté à créer, par strates successives et par secteurs, un cadre institutionnel responsable de la gestion environnementale dans le pays.

### **1.3.8 Marché du gaz : enjeux et défis**

Le marché du gaz naturel est régional et organisé en trois pôles géographiques distincts : le marché Nord-Américain, le marché Asiatique et le marché Européen. L'Asie et l'Océanie constituent un moteur de croissance pour la demande gazière, tandis que le moyen orient renforce son rôle majeur en tant que le plus grand producteur et exportateur au niveau mondial. La demande importante sur le marché asiatique s'explique par les besoins accrus au Japon (effet Fukushima) et en Corée du sud (secteur électrique) et surtout par le dynamisme des marchés émergents (Chine et Inde). Inversement, la demande gazière en Europe a fortement baissé ces dernières années. Aux Etats-Unis, la découverte de gaz non conventionnels a considérablement modifié le paysage énergétique et économique mondial. Le gaz de schiste compte maintenant pour 40% de la production américaine et devient le premier pays producteur devant la Russie, ce qui a permis aux Etats-Unis de pénétrer le marché européen. Le transport international du gaz s'effectue, pour l'essentiel, par le biais de gazoducs. Ce qui reste est transformé sous forme de GNL et acheminé par des méthaniers vers les centres de consommation. Le commerce international du gaz dans le passé était dominé par un nombre restreint d'acteurs. La naissance d'une industrie d'exploitation dynamique en plein essor du GNL et la construction de nouveaux ports et gazoducs font du GNL un produit de plus en plus fongible, faisant l'objet d'arbitrages accrus au niveau mondial. En d'autres termes, le prix du gaz ne peut plus être fixé sur les seuls marchés locaux, d'autant que les producteurs de GNL se dotent de la capacité d'acheminer leur produit vers des marchés éloignés.

### **1.3.5. Système de tarification de l'énergie**

Les prix à la consommation pour tous les produits pétroliers et énergétiques dans toutes leurs formes sont subventionnés par l'état. Ils sont fixés sur la base de critères socio-économiques. Les subventions sont indirectes, elles ne sont pas assurées à travers des transferts directs du budget de l'état mais par le biais d'une réduction appliquée sur les bénéfices des sociétés étatiques de production, ex. SONELGAZ pour l'électricité et le gaz et NAFTEC pour les combustibles. Le tableau suivant résume l'ensemble des prix d'énergie électrique et pour différents produits énergétiques selon les différents niveaux d'utilisation.

Il est bien connu que la demande énergétique est sensible aux prix et ceci concerne particulièrement la demande en électricité. La réforme des prix permettra d'économiser de grandes quantités d'énergie, surtout à long terme, et pourra apporter une réduction considérable des émissions de gaz à effet de serre de la part des pays qui enregistrent une distorsion des prix. Les subventions affectent fortement le trésor public et fragilisent l'équilibre du commerce extérieur. Elles ont souvent tendance à détruire les entreprises publiques qui sont généralement victimes de cette pratique.

#### **1.4 Conclusion**

Dans ce chapitre nous présentons la situation énergétique de l'Algérie et son statut aux niveaux mondial et national, notamment en termes de capacité et de ressources, de capacité de production, d'infrastructure et de marchés de consommation, notamment en termes de raccordement d'électricité et de gaz naturel et de son impact sur l'environnement. On voit bien qu'elle repose sur des sources d'énergie traditionnelles (fossile), qui polluent l'environnement à des degrés divers. Par conséquent, nous sommes obligés de trouver des solutions durables qui tiennent compte de l'évaluation précise de la croissance de la demande d'énergie, de la répartition géographique des populations et de l'identification de l'énergie qui sera extraite et utilisée et sa qualité.

# Chapitre 2: Transition énergétique :

## Réalité et perspectives



## 2.1 Introduction

« La transition énergétique est une question de génération. Il faut commencer par l'école et l'éducation des enfants. Il faut aussi leur donner des exemples concrets et l'engagement des parents dans les mesures de transition énergétique. »

Dans ce chapitre nous présentons les enjeux, les expériences expérimentées et une lecture des signaux prouvant que la transition énergétique mondiale est en marche. Puis analyser les stratégies nationales engagées pour répondre aux enjeux énergétiques afin d'assurer un développement durable en rapport avec les différents plans gouvernementaux (tels que PNER, PNME, PNC, SNAT...).

## 2.2 Qu'est-ce que la transition énergétique ?

Parallèlement, la « transition énergétique » est entourée par le cercle vicieux commencé par l'explosion démographique qui fait augmenter la demande d'énergie. Elle est accentuée également par les inconvénients des énergies fossiles : les limites de ressources d'énergies fossiles, la dépendance énergétique, la crise de l'énergie comme le choc pétrolier, et les émissions de CO<sub>2</sub>. La transition énergétique est accélérée par le réchauffement climatique rendu notamment par les gaz à effet de serre dont le CO<sub>2</sub>. Elle est soutenue également par la sortie du nucléaire à cause du danger par la gestion de déchets de combustibles fossiles et l'accident des centrales nucléaires. Le cercle vicieux de la transition énergétique peut être présenté sous forme de schéma des notions ci-dessous (Kanjapinyowong 2019).

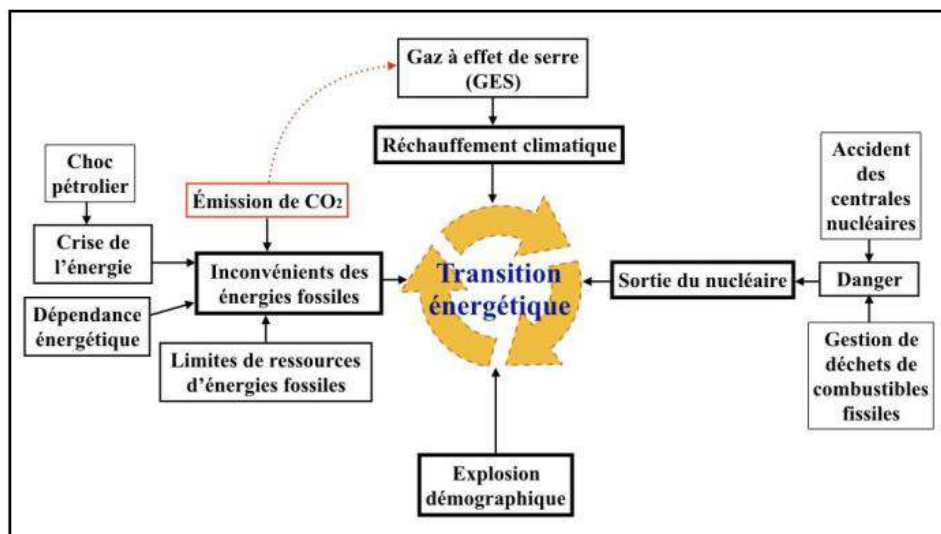
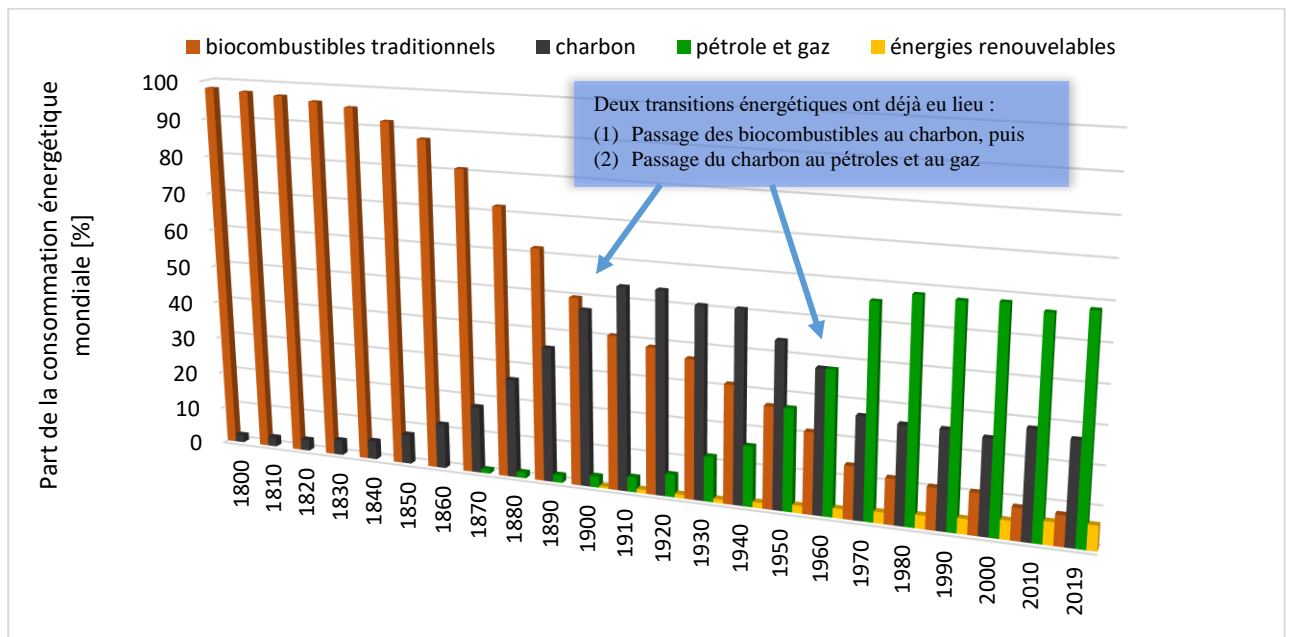


Figure 2-1 : Le cercle vicieux de la notion (transition énergétique).

### 2.2.1 Historique de la transition énergétique

Au cours des décennies, la contribution respective de chaque énergie primaire fossile au mix énergétique mondial a évolué : les énergies reines du XIX<sup>ème</sup> siècle (biomasse, charbon) ont peu à peu été détrônées par des énergies dites « modernes » (pétrole, gaz). Ce mécanisme a souvent été qualifié, à tort, de "substitution énergétique", une formulation qui suggère que le charbon aurait remplacé la biomasse, ainsi que le gaz et le pétrole ensuite. Or, nous sommes, en réalité, en présence d'un mécanisme d'addition énergétique où de « nouvelles » énergies primaires s'ajoutent aux énergies déjà établies, mais sans pour autant limiter leur usage au plan mondial (Buttigieg 2016).



**Figure 2-2:** Les deux transitions énergétiques précédentes ont provoqué d'énormes bouleversements structurels (Schroders et al. 2019).

À partir du 19<sup>e</sup> siècle, il y a eu un puissant changement de la qualité du carburant vers d'autres carburants. Le charbon représentait 5% des combustibles fossiles en 1840, mais à la fin du siècle, il était passé à 50% (Buttigieg 2016) et à 55% dans les années 1920. Avant d'être remplacé par l'huile en 1964. Bien que sa production absolue ait augmenté, passant de 700 Mt en 1900 à 3,6 Gt en 2000 (Daemen 2004), son pourcentage d'énergie dans la production totale a diminué. Après la crise pétrolière de 1973, la part du charbon a continué de baisser, mais le taux de décroissance s'est ralenti. Cela est dû d'une part à l'utilisation accrue du charbon en Chine et en Inde, et d'autre part, à l'utilisation continue de cette énergie dans États-Unis et certains pays industrialisés. En 2019, le charbon représentait 27% de la demande d'énergie primaire (IEA 2020b).

Le pétrole joue un rôle central dans l'économie mondiale et a trouvé d'importants canaux d'exportation dans les domaines des transports, de la chimie et de la production d'énergie. L'utilisation du pétrole comme source d'énergie remonte au XIXe siècle : le pétrole est passé de 5% en 1915 à 33% en 1965. Après 1975, la production pétrolière a continué d'augmenter mais avec tendance moins. En 2019, le pétrole représentait 33 % de la consommation mondiale d'énergie primaire.

Le gaz naturel est une source d'énergie majeure et sa part dans la structure énergétique mondiale est en croissance, son innovation permet d'assurer son transport et de limiter ses dangers. Elle est passée de 5% en 1930 à 25% en 1985, et est tombée à 23% de la demande d'énergie primaire en 2019 (IEA 2020b).

### 2.2.2 Chaîne énergétique et transition énergétique

La transition énergétique comme un processus géographique est présentée par (Bridge et al. 2013), qui impliquant la reconfiguration des schémas et des échelles actuels de l'activité économique et sociale, ils impliquent plusieurs changements significatifs dans la localisation des composants clés du système énergétique contemporain Tableau 2.1.

**Tableau 2.1** : Les changements possibles dans la localisation des éléments clés du système d'énergie associées à une transition d'énergie à bas carbone (Bridge et al. 2013)

Composant du système énergétique	Nature du changement de localisation
Sources d'énergie primaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La diversification vers des carburants non conventionnels (biocarburants, sables bitumineux et gaz de schiste) peut réduire la dépendance aux importations et raccourcir les distances entre les sites de captage / d'extraction d'énergie et de consommation ; cependant, peut également conduire à une expansion de la portée géographique des systèmes énergétiques dans d'autres cas (par exemple, biocarburants, fossiles conventionnels, uranium).</li> </ul>
Centrales de combustibles fossiles	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les centrales au charbon peuvent rester un élément clé du système énergétique, mais la logique de localisation des bassins houillers est de plus en plus compensée par les coûts associés au transport du CO<sub>2</sub> du point de captage au point de stockage (sous CSC) ;</li> <li>• Les considérations de coût rendent l'emplacement préféré de la nouvelle usine plus proche de l'emplacement de stockage de dioxyde de carbone</li> </ul>
Production d'électricité à faible émission de carbone	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installer des capacités de production d'électricité à grande échelle et à faible émission de carbone (comme l'éolien des hautes terres, l'éolien / houle en mer, l'énergie solaire nord-africaine, l'énergie nucléaire côtière), en se concentrant sur des emplacements de ressources éloignés du marché ;</li> <li>• La répartition géographique globale de la capacité de production d'électricité reflète non seulement la faible densité énergétique des énergies renouvelables, mais doit également résoudre le problème intermittent des ressources mobiles telles que l'énergie éolienne et solaire ;</li> </ul>

Systèmes de transport d'électricité et de gaz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• augmentation de la capacité de transport d'électricité dans l'ensemble, en particulier du nord au sud dans les scénarios avec des niveaux élevés de vent et / ou de CSC, et une plus grande connectivité des emplacements individuels</li> <li>• augmentation du GNL à court terme et à long terme alternatifs, y compris un déclin rapide et la substitution du gaz naturel par le biogaz.</li> </ul>
Les consommateurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• de plus en plus dispersée, la demande d'énergie étant de plus en plus marginale pour la création de valeur ; sensibilisation accrue à la teneur en carbone</li> <li>• Les opportunités de production à petite échelle brouillent les distinctions entre les producteurs / consommateurs d'électricité dans certains contextes</li> <li>• investissements conventionnels dans l'augmentation de l'offre et la distribution complétés par des dépenses coordonnées sur l'efficacité énergétique et la réduction de la demande (principalement en milieu urbain)</li> </ul>

### 2.2.2.1 Objectifs et politiques intersectoriels

Les objectifs qui alignent la politique en matière d'énergies renouvelables sur plusieurs niveaux de gouvernance et plusieurs secteurs économiques sont restés rares en 2019. Les politiques d'énergies renouvelables sont généralement adoptées à un seul niveau de gouvernance et ont tendance à se concentrer sur un seul secteur d'utilisation finale, bien que des exemples d'intégration et de coordination émergent.

Ces objectifs sont un moyen essentiel d'exprimer l'engagement en faveur des énergies renouvelables et ont été presque exclusivement destinés au secteur de l'électricité (électricité). À la fin de 2019, 166 pays avaient des objectifs en matière d'énergie renouvelable, contre 49 pays pour le chauffage et le refroidissement et 46 pour les transports. Un seul objectif intersectoriel a été adopté en 2019, en Espagne (Brauer 2020).

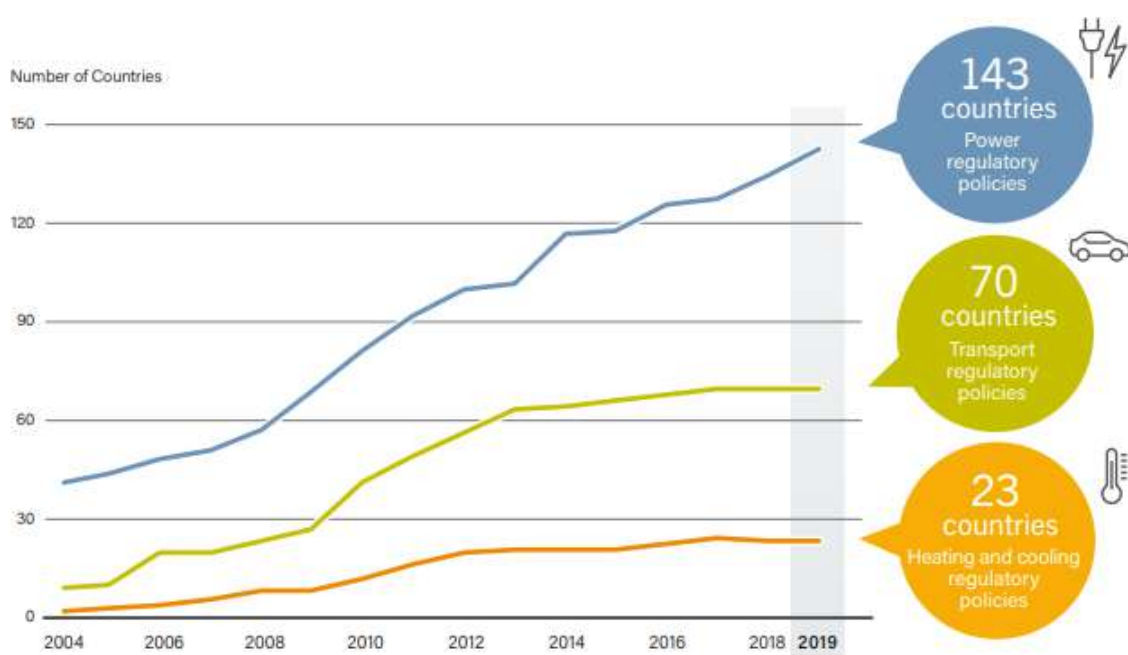


Figure 2-3 : Nombre de pays ayant des politiques d'énergies renouvelables 2004-2019.



### 2.2.2.2 Y a-t-il suffisamment de soutien public pour les énergies renouvelables ?

Le soutien public aux énergies renouvelables s'est développé en général, bien que certains projets individuels se soient heurtés à une opposition. Les gouvernements utilisent une gamme diversifiée de leviers pour accroître le soutien aux énergies renouvelables.

Les points de vue des communautés locales sont un facteur clé dans l'adoption des énergies renouvelables, mais ne sont qu'une partie de l'acceptation sociale plus large des énergies renouvelables. Un certain nombre de facteurs complexes peuvent influencer les réactions du public à l'égard des projets locaux ou régionaux d'énergie renouvelable, y compris la perception des incidences sur la santé et l'environnement ; les perceptions de la répartition des coûts et avantages économiques ; et l'équité perçue du processus de consentement.

De nombreux gouvernements ont cherché à partager les avantages économiques des énergies renouvelables avec les communautés d'accueil en créant des fonds pour une transition juste et en développant des formes plus « passives » de participation financière, telles que des programmes d'avantages communautaires et des options d'achat d'actions. Certains gouvernements ont également commencé à s'engager dans le concept de démocratie énergétique en exigeant une plus grande participation du public au processus de planification des projets d'énergies renouvelables. Par exemple, les développeurs de centrales solaires et hydroélectriques au Kazakhstan et au Tadjikistan ont été tenus de consulter les communautés dans le cadre de leurs plans d'engagement des parties prenantes (REN21, 2020).



**Figure 2-4 :** dimensionnement de l'acceptation sociale des énergies renouvelables.

### **2.2.3 Comment accélérer la transition énergétique ?**

La transition vers un avenir énergétique renouvelable est imparable, mais pas nécessairement dans les délais nécessaires pour garantir un climat stable. Les gouvernements ont un rôle clé à jouer pour accélérer la dynamique de la transition énergétique - par ce qu'ils taxent, ce qu'ils subventionnent, ce dont ils ont besoin et ce qu'ils interdisent. Cela fait plus de 25 ans depuis l'adoption de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (Sands 1992), mais les énergies renouvelables sont toujours désavantagées. Les combustibles fossiles continuent de bénéficier de la part du lion des subventions, des allègements fiscaux et d'autres types de soutien. Voici les principales mesures que les gouvernements et les autres acteurs devraient prendre pour uniformiser les règles du jeu, bien que leur mise en œuvre puisse différer en fonction des conditions locales (Adib et al. 2015).

#### **2.2.3.1 Fixer des priorités par la fiscalité et autres incitations financières**

Comme indiqué précédemment, continuer à subventionner les énergies fossiles fausse le marché et ralentit la transition vers les énergies renouvelables. Ces subventions doivent être éliminés le plus rapidement possible, et tous les pays doivent fixer un délai (plutôt tôt que tard) de le faire. La tarification du carbone et d'autres politiques devraient être mises en œuvre pour refléter le coût réel des combustibles fossiles : augmentation des émissions de CO<sub>2</sub>, pollution de l'air et leurs impacts connexes sur la santé, la qualité de vie, etc.

#### **2.2.3.2 Fixez des objectifs pour le système énergétique dans son ensemble, y compris pour tous les grands secteurs d'utilisation finale :**

Les objectifs prennent de nombreuses formes, y compris des objectifs pour atteindre une contribution spécifique de production (ou capacité) renouvelable, et pour les parts d'énergies renouvelables en général et dans des secteurs spécifiques

#### **2.2.3.3 Pensez hors des boîtes : approcher les défis systématiquement**

Une transition plus rapide vers un avenir d'énergie renouvelable nécessite une approche holistique à l'échelle du système, y compris l'augmentation des mesures d'efficacité énergétique pour réduire la demande énergétique globale. Il ne suffit pas de simplement construire plus de parcs éoliens ou d'installer des panneaux solaires sur chaque toit. Il ne suffit pas non plus de substituer l'électricité au gaz naturel utilisé pour le chauffage si la source d'électricité n'est pas renouvelable. En termes simples, les énergies renouvelables doivent être utilisées pour répondre aux besoins énergétiques de tous les secteurs. Cela signifie que les fournisseurs d'énergie renouvelable doivent mieux comprendre la réflexion, les défis et les opportunités dans chaque

secteur d'utilisation finale. La participation locale de toutes les parties prenantes et l'appropriation locale (par exemple, les pro sommateurs, l'énergie communautaire) sont également essentielles.

#### **2.2.3.4 Conception de système énergétique pour la flexibilité**

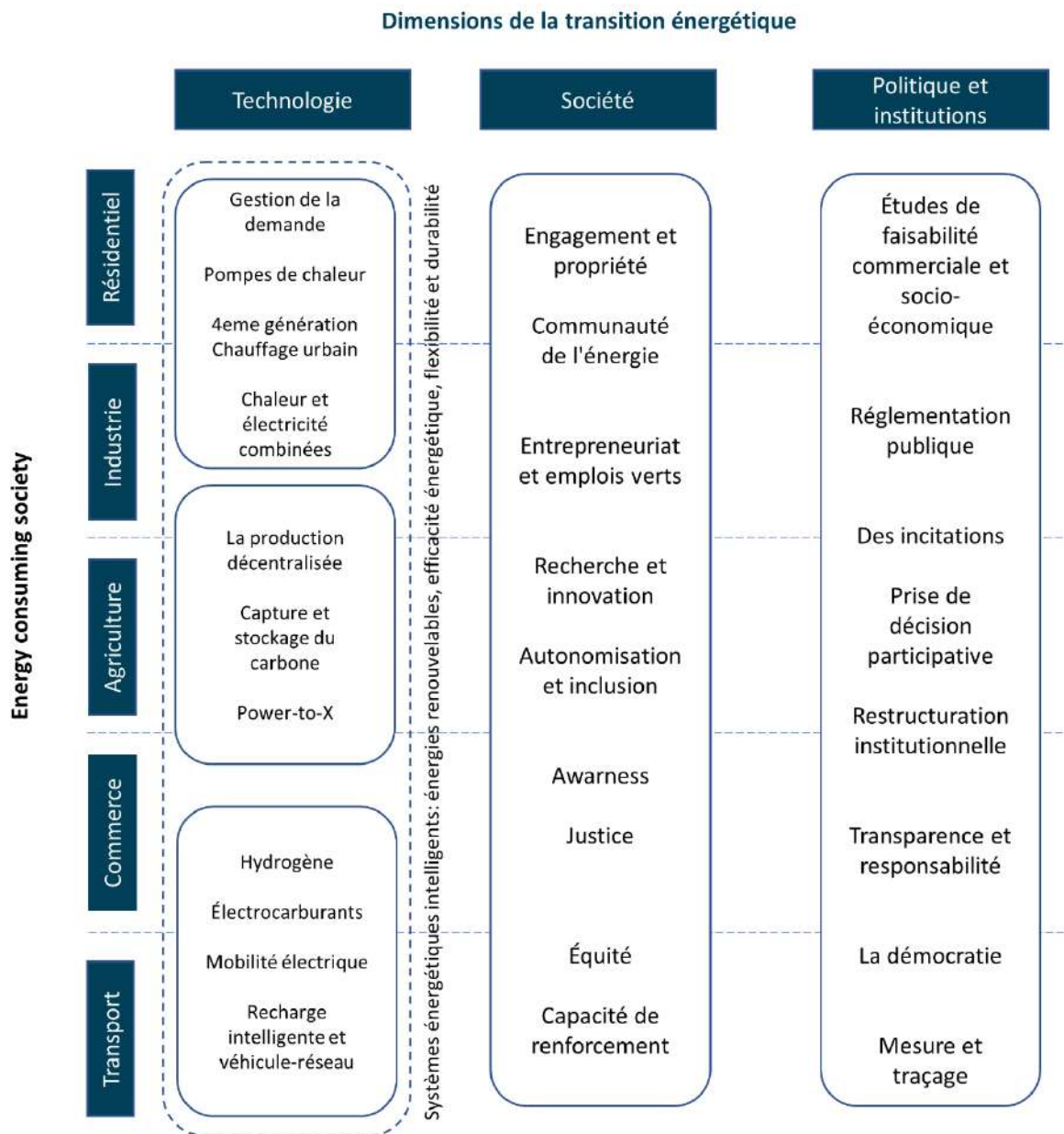
Un système énergétique conçu pour l'absorption maximale des énergies renouvelables variables doit être suffisamment flexible pour s'adapter à la nature variable du vent et du soleil, en incorporant une production suffisamment flexible et en maximisant l'utilisation de la gestion de la demande; gérer des délais de négociation plus courts; être «plus intelligent» (y compris grâce à la numérisation et aux technologies d'automatisation) pour faire correspondre la demande avec l'offre, et d'autres systèmes systémiques.

#### **2.2.3.5 Adopter des politiques permettant l'appui rapide des renouvelables**

Les éléments suivants sont nécessaires pour créer un environnement plus propice à l'adoption des énergies renouvelables :

- D'autres mesures visant à intégrer les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, déjà en cours dans une certaine mesure dans le bâtiment, le chauffage et le refroidissement des secteurs.
- Les mesures visant à accroître l'utilisation des énergies renouvelables dans les transports.
- Les mesures visant à accroître l'accès à l'énergie.
- Les mesures visant à encourager l'innovation.

Les alternatives disponibles pour accélérer la transition énergétique dans les pays en développement dans chacune des dimensions susmentionnées sont résumées sur la figure 2-5. Les alternatives cartographiées ici ne sont en aucun cas exhaustives. Cette feuille de route vise à servir d'outil de planification flexible pour soutenir la planification stratégique et à long terme dans les pays en développement. Il est possible d'accélérer la transition énergétique et de rendre les futurs systèmes énergétiques plus justes et démocratiques en créant des synergies entre les différents niveaux d'acteurs qui représentent les côtés producteurs et consommateurs d'énergie (Vanegas Cantarero 2020).



**Figure 2-5 :** Feuille de route des options technologiques disponibles pour accélérer la transition énergétique.

### 2.2.4 R&D et Innovation au service de la transition énergétique

En examinant de près le secteur de l'énergie aujourd'hui, on observe divers signes qui suggèrent une transformation rapide pour les développements futurs dans l'industrie. Les gouvernements du monde entier adoptent des lois afin d'incorporer des sources d'énergie et des technologies durables pour permettre une utilisation efficace des systèmes énergétiques, les tendances de l'innovation sont résumées ci-dessous (Figure 2-6) :

- a. Les avancées technologiques : Les progrès technologiques dans les équipements de production d'énergie permettent de gagner en efficacité dans la fabrication, de réduire les coûts et d'améliorer les performances.
- b. Améliorer l'accès énergétique : Le mini-réseau évolue rapidement dans le secteur de l'électricité. Poussé en grande partie par la baisse des coûts de l'énergie solaire photovoltaïque.
- c. Digitalisation : La numérisation des réseaux électriques et des réseaux de télécommunications à très haut débit modifie rapidement et fondamentalement la manière dont l'énergie est produite et consommée. Du côté de l'approvisionnement, l'utilisation de capteurs et d'analyses contribue à réduire les coûts d'exploitation et de maintenance et les interruptions planifiées et améliore l'efficacité des centrales électriques et du réseau. Du côté de la demande, un nombre croissant de services publics s'appuient sur la communication sans fil avec des appareils intelligents, tels que des thermostats, pour réduire la demande des consommateurs en cas de besoin. Ainsi, les véhicules et les bâtiments sont de plus en plus connectés et les contrôles de processus contribuent à des économies d'énergie rentables dans l'industrie.
- d. Couplage de secteur avec véhicules électriques
- e. Centrales électriques virtuelles et blockchain
- f. Batterie et stockage thermique

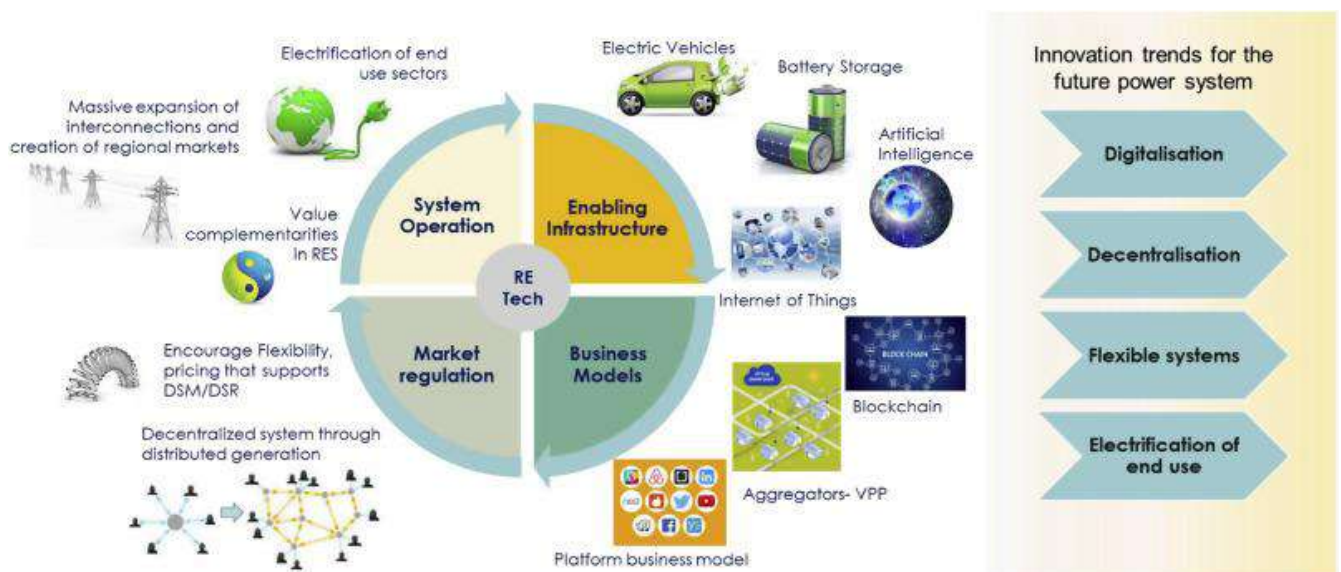


Figure 2-6 : tendances de l'innovation pour le futur système énergétique.

### 2.3 Transition énergétique à travers le monde

La meilleure performance du système énergétique est due à plusieurs facteurs de préparation à la transition énergétique, y compris la disponibilité des investissements et des capitaux, une réglementation et un engagement politique efficaces, des institutions et une gouvernance stable, des infrastructures de soutien et un environnement commercial innovant, le capital humain, ainsi que constituent la structure du système énergétique existant (Singh et al. 2019).

La méthodologie analytique de l'indice de transition énergétique (ITE) est conçue pour suivre les transitions énergétiques au niveau des pays. Il prend en compte le large éventail de rôles du secteur de l'énergie au sein de l'économie d'un pays, ainsi que ses réglementations, ses marchés et ses technologies (Fouquet and Pearson 2012). Cela permet de suivre l'évolution de la performance du système énergétique telle que mesurée par la capacité du système à soutenir un développement et une croissance économiques inclusifs, un accès sûr et fiable à l'énergie et la durabilité environnementale (le triangle énergétique).

Les pays abordent la transition énergétique avec différents points de départ et diverses particularités structurelles, économiques, sociales et institutionnelles. Cela implique qu'au lieu de comparaisons simples basées sur les scores de l'indice de transition énergétique, les pays devraient être comparés à un groupe de pairs ayant des caractéristiques structurelles similaires (WEF 2020). La méthodologie de l'ITE, la classification des indicateurs en dimensions et leurs poids respectifs sont résumés dans Figure 2-7.



### 2.3.1.1 Egypte

Le principal objectif de l'Égypte est de prévoir de répondre à la demande future et de diversifier les carburants avec le coût le plus bas et la meilleure qualité. Les énergies renouvelables et l'interconnexion font partie de cette stratégie. L'Administration des énergies nouvelles et renouvelables, qui relève du ministère de l'Électricité et de l'Énergie, est responsable de la planification et de l'exploration des énergies renouvelables, et l'Egyptien Electricité Holding Compagnie (EEHC) est responsable de la planification et de l'hébergement du modèle de plan d'expansion. Il est chargé de partager les données et les stratégies avec d'autres entreprises et de les refléter dans leurs plans à long terme.

La stratégie comprend des plans d'expansion à forte intensité de données et utilise les prévisions de la demande, les ressources disponibles, les contraintes, les stratégies et les objectifs. Une agence spécialisée dans les énergies renouvelables effectue des mesures sur le terrain et fournit des données pour compléter l'atlas éolien / solaire et les données météorologiques historiques. Ensuite, les données de production d'électricité attendues du site sont utilisées comme entrée dans le processus de planification. Et embauché un consultant pour utiliser PSS / E pour mener des recherches sur la stabilité et préparer un plan directeur de réseau.

### 2.3.1.2 Le Maroc

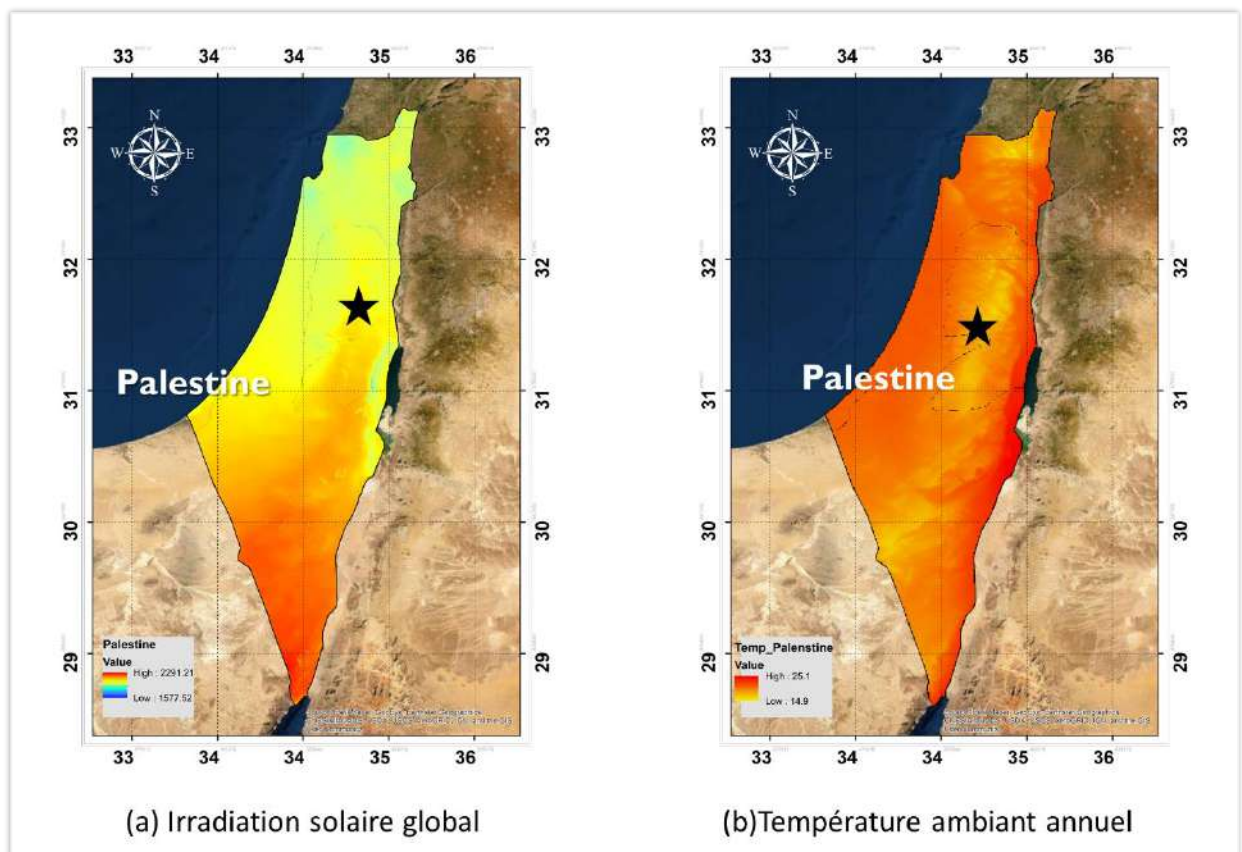
Le Maroc utilise son expérience de longue date dans les projets d'ERV à l'échelle des services publics pour formuler un plan énergétique à long terme (30 ans) mis en œuvre par le ministère de l'Énergie, et a déterminé le développement de la structure énergétique et la demande d'investissement. Les opérations de production d'électricité (30 ans) et de transport (10 à 20 ans) sont assurées par l'Office national de l'électricité et de l'eau potable (ONEE), dont certaines sont en exploitation pour les centrales solaires et éoliennes depuis plusieurs années. Afin de gérer l'augmentation du taux de pénétration et de pouvoir atteindre l'objectif des énergies renouvelables de fournir 52% de sa demande énergétique, des améliorations récentes ont été apportées au plan de production d'électricité, en se concentrant sur la modélisation par l'achat de nouveaux outils (OPTGEN pour l'expansion), le SDDP et NCP pour les opérations) et la distribution régionale (pour les projets d'énergie renouvelable). Le nouvel outil de simulation permet d'exprimer plus pleinement l'effet VRE, notamment compte tenu de la flexibilité FL du système à travers l'engagement horaire (démarrage, rampe, montée / descente minimale continue, etc.) et le stockage. Le coût de la technologie des énergies renouvelables est basé sur les publications de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et les normes entre les fabricants.



### 2.3.1.3 Palestine

Malgré le problème palestinien, en 2012, il a travaillé avec une société de conseil pour formuler une stratégie 2022. La mise en œuvre des contributions déterminées au niveau national a été évaluée conjointement avec le plan à long terme. La sécurité et l'indépendance énergétiques sont les principaux objectifs du plan à long terme.

En 2014, un atlas de l'énergie solaire et éolienne a été rédigé, la superficie de la Palestine d'environ 28165 km<sup>2</sup> et Jérusalem la capitale, avec sa situation géographique, les terres de Palestine reçoivent une grande quantité d'irradiation solaire (**Figure 2-9**). La planification des projets d'énergie renouvelable n'est pas centralisée, mais comprend diverses institutions. La croissance de la demande est le principal moteur de la demande du réseau. Anticiper la demande et accroître l'interconnexion sont des défis. La relation avec L'entité sioniste a un impact sur l'offre et l'autorisation des terres. La flexibilité du système de production d'électricité devrait être augmentée en diversifiant le mélange et l'interconnexion avec d'autres systèmes. L'obtention des ressources financières nécessaires est un autre problème.



**Figure 2-9** : Atlas solaire de la Palestine.

#### **2.3.1.4 Arabie Saoudite**

Le comité d'intégration du secteur électrique est le lieu où toutes les parties prenantes coordonnent tous les travaux de planification. Le plan ne s'intéresse pas seulement à l'optimisation des coûts, mais également aux retombées socio-économiques. Auparavant, cette approche était isolée, mais maintenant elle est passée à une approche plus intégrée qui inclut des éléments spatiaux. Au fil du temps, le ministère a mis en place une série d'outils pour résoudre différents problèmes d'optimisation. Afin de répondre à la demande, une combinaison de méthodes et de techniques est utilisée pour effectuer des prévisions, dont beaucoup sont développées en interne par des statisticiens. Comme de nouvelles informations apparaissent toujours, la planification est un exercice itératif. Le concept de points de capacité est appliqué en effectuant initialement une optimisation sans points de capacité. Utilisez ensuite les crédits de capacité de la source VRE pour réexécuter le modèle afin d'évaluer la réduction de la demande d'investissement en énergie thermique

Le système saoudien se caractérise par le lien étroit entre la production d'eau et d'électricité (dessalement), ainsi que par les restrictions d'exploitation de nombreuses centrales thermiques. Différents outils de calcul sont utilisés pour mieux représenter les crédits de capacité. Des méthodes statiques et dynamiques sont utilisées. Effectuer une évaluation de l'adéquation de la production d'électricité pour atteindre une marge de 13%. Il existe plus de 50 stations de surveillance de l'énergie solaire et éolienne réparties à travers le pays. Le modèle de conseil en système du Laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) est utilisé pour mieux comprendre les caractéristiques de production d'énergie solaire et comment l'ERV répond à la demande. Les résultats sont ensuite transmis aux services publics, qui effectueront une analyse plus détaillée du réseau et des emplacements de test pour les futures usines. Les dernières recherches sur la planification à long terme prévoient que le taux de pénétration des énergies renouvelables atteindra 30% d'ici 2030. Le développement des énergies renouvelables repose uniquement sur l'optimisation des coûts les plus bas.

#### **2.3.1.5 Mexique**

Afin d'accélérer la mise en œuvre de l'Accord de Paris, le Mexique a adopté une nouvelle loi sur la transition énergétique (Ley de Transición Energética) en décembre 2015. La loi sur la transition énergétique vise à réglementer l'utilisation durable de l'énergie et à articuler les obligations de l'industrie électrique concernant la nécessité de transition du pays. Pour nettoyer les énergies et réduire les émissions de GES, tout en maintenant la productivité et la compétitivité du Mexique sur la scène mondiale. La loi de transition énergétique crée la base juridique pour la

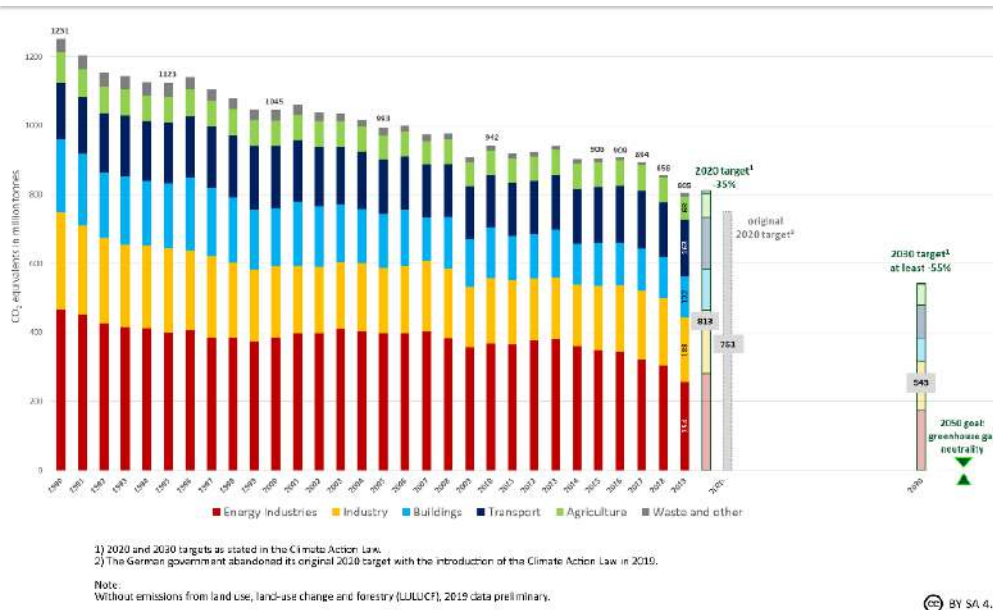
réduction de l'empreinte carbone des processus d'exploration, d'extraction, de transformation, de distribution et de commercialisation de l'énergie.

Ce la loi sur l'utilisation des énergies renouvelables et le financement de la transition énergétique indique que le secteur de l'électricité doit être transformé pour que d'ici 2024 un maximum de 65% de l'électricité provienne de combustibles fossiles (México 2015).

### **2.3.1.6 Allemagne**

La transformation énergétique, largement connue en Allemagne sous le nom de «Energiewende», est la transition planifiée du pays vers une économie à faible émission de carbone et sans nucléaire. Mais il y a bien plus que l'élimination progressive de l'énergie nucléaire et l'expansion des énergies renouvelables dans le secteur de l'énergie.

L'Energiewende - qui signifie littéralement « redressement énergétique » ou « révolution énergétique » - est l'effort de l'Allemagne pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> nuisibles au climat, sans compter sur l'énergie nucléaire. Dans un premier temps, la transition énergétique de l'Allemagne est surveillée de près, pour les leçons précieuses qu'elle fournit sur le sevrage d'une économie majeure des combustibles fossiles. L'Energiewende, qui est passé d'un mouvement anti-nucléaire et environnemental de base à un vaste projet national, a des effets profonds sur la société et les entreprises. Jusqu'à présent, la transition énergétique de l'Allemagne s'est concentrée sur le secteur électrique. Le boom de l'énergie éolienne et solaire, déclenché par un soutien financier généreux, a poussé les sources renouvelables à dépasser le charbon en tant que source d'énergie la plus importante d'Allemagne au premier semestre de 2018 (Fuentes et al. 2020). Les citoyens et les coopératives possèdent bon nombre de ces installations, tandis que la fortune des grandes entreprises énergétiques diminué. L'intégration de cette production distribuée à petite échelle qui dépend de la météo dans le système électrique pose toujours des défis importants, par exemple pour le réseau électrique en Allemagne et au-delà (Aykut and Evrard 2017).



**Figure 2-10** trends des émissions de CO<sub>2</sub> en Allemagne 1990-2019.

L'Allemagne a déjà fait des progrès significatifs sur son objectif de réduction des émissions de GES avant l'introduction du programme, obtenant une baisse de 27% entre 1990 et 2014. Cependant, le pays devrait maintenir un taux moyen de réduction des émissions de GES de 3,5% par an atteindre son objectif Energiewende, égal à la valeur historique maximale jusqu'à présent (Hillebrandt et al. 2015).

### 2.3.1.7 Autres pays US/china/France /Germany

Les principaux objectifs de la loi relative à la transition énergétique, comprennent la réduction des émissions de GES, la réduction de la consommation finale d'énergie, la réduction de la consommation de combustibles fossiles, la promotion des énergies renouvelables et la réduction de la participation de l'énergie nucléaire à la production nationale d'électricité. Ces objectifs sont résumés dans le tableau 1. La loi couvre également l'atténuation de la précarité énergétique et favorise la création de nouveaux emplois dans le domaine de l'énergie, en mettant l'accent sur la croissance économique et le développement durable (Abramowitch 2015).

**Tableau 2.2 : Résumé des objectifs énergétiques nationaux et année de réalisation en valeurs relatives et absolues.**

	États Unis			Allemagne			France			Chine			
	An	Objectifs	Valeur	Unité	An	Objectifs	Valeur	Unité	An	Objectifs	Valeur	Unité	
Gaz à effet de serre	Base	2005	6,599,005.6 2		1990		1,219,680.8 7		1990		5,29,212.63	0.79	
	État actuel	2017	5,742,622.7 5		2017		8,91,426.25		2017		4,39,420.41	0.59	
	Objectifs	2020	-17%	5,477,174.6 6	Kt de CO <sub>2</sub> équivalen t	2020	-40%	7,31,808.52	Kt de CO <sub>2</sub> équivalen t	2020	-40% à - 45%	317527.58	0.46
		2025	-28%	4,751,284.0 5		2030	-55%	5,48,856.39		2030	-60% à - 65%		Kg de CO <sub>2</sub> Émissions par USD
Énergie finale	Base				2008		226.9		2012		155.3		
	État actuel		ND		2016		223.9		2016		152.2		
	Objectifs				2020	-20%	181.52	Mtoe	2030	-20%	124.24	Mtoe	
Productivité énergétique	Base	2014	7925.8		2008		13195.32		2050	-50%	77.65		
	État actuel	2016	8634.27	USD/foe	2016		14557.18		2015		3682.37	USD/foe	
	Objectifs	2030	Double		2008- 2050	2.10%	31586.473		2020	>15%	3765.35		
Pouvoir total	Base				2008		619		2016		ND		
	État actuel		ND		2017		598.7		2020		ND		
Renouvelable énergies	Objectifs				2020	10%	557	TWh	2050		ND		
	État actuel	2016	7%	156.23	2016	13%	29.5	Mtoe	2016	10%	24.58	9%	
		2025	50% Niveau nord- américain		2020	18%	32.67		2020	23%	28.58	15%	
	Objectifs				2030	30%	47.65		2030	32%	24.85	20%	
					2040	45%	61.26		2030		ND		
	État actuel		Objectifs de l'État		2050	60%	68.07		2016	18%	100.26	25%	
Énergie nucléaire	État actuel				2016	29%	187.83	TWh	2016		1650		
					2020	35%	194.95		2030		ND		
	Objectifs				2030	>50%	263		2030	40%	243.36	50%	
					2040	>65%	321.75		2016	73%	250- 325	250325	
État actuel				2050	>80%	371.2		2035	50%	ND			

## 2.4 Stratégie nationale d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables

Le nécessaire changement de trajectoire énergétique doit être structurant et bâti sur des ruptures, tant au niveau de la vision, des modèles de management des infrastructures, du financement des investissements et de la demande, qu'au niveau des approches et stratégies en vue de la mise en place d'un environnement propice d'intervention. En Algérie, les différents programmes nationaux de la transition énergétique sont réalistes donc elle est sur la bonne voie. Cependant, ce programme fait face à des défis majeurs tels les mesures de financement, la transparence dans la gestion des fonds, la promotion de la recherche et de la technologie dans le domaine ainsi qu'une bonne gouvernance intersectorielle. Une transition énergétique permettant notamment de diviser par deux le taux de croissance annuel de la consommation interne d'énergie (de +6% par an en 2015 à +3% par an à l'horizon 2030).

Des fonds importants sont créés pour soutenir et dynamiser l'investissement dans les activités vertes et le développement durable. Des mécanismes financiers nationaux et des mesures fiscales dédiées ou des crédits d'investissements à des taux préférentiels ont été introduits pour financer les politiques énergétiques.

Au niveau national, il existe près de 140 fonds pour soutenir et financer différents types de projet en Algérie. L'analyse de cette panoplie de fonds a permis de dégager neuf fonds qui couvrent les domaines de la transition énergétique. Les trois principaux fonds existants qui couvrent le domaine des énergies, de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables, et de la protection de l'environnement, sont :

- Le Fonds National des Energies Renouvelables et Cogénération (FNERC);
- Le Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME);
- Le Fonds National pour l'Environnement et la Dépollution (FEDEP).

Par ailleurs, il existe d'autres fonds financiers nationaux qui couvrent le domaine d'aménagement du territoire, dont les plus importants sont :

- Le Fonds national de soutien à l'investissement pour l'électrification et la distribution publique du gaz (FNSIEDPG);
- Le Fonds d'appui à l'investissement (FAI);
- Le Fonds d'investissement de wilayas (FIW);
- Fonds commun des collectivités locales (FCCL);
- Le Fonds spécial de développement des régions du sud (FSDRS);
- Le Fonds spécial pour le développement économique des hauts plateaux (FSDEHP).

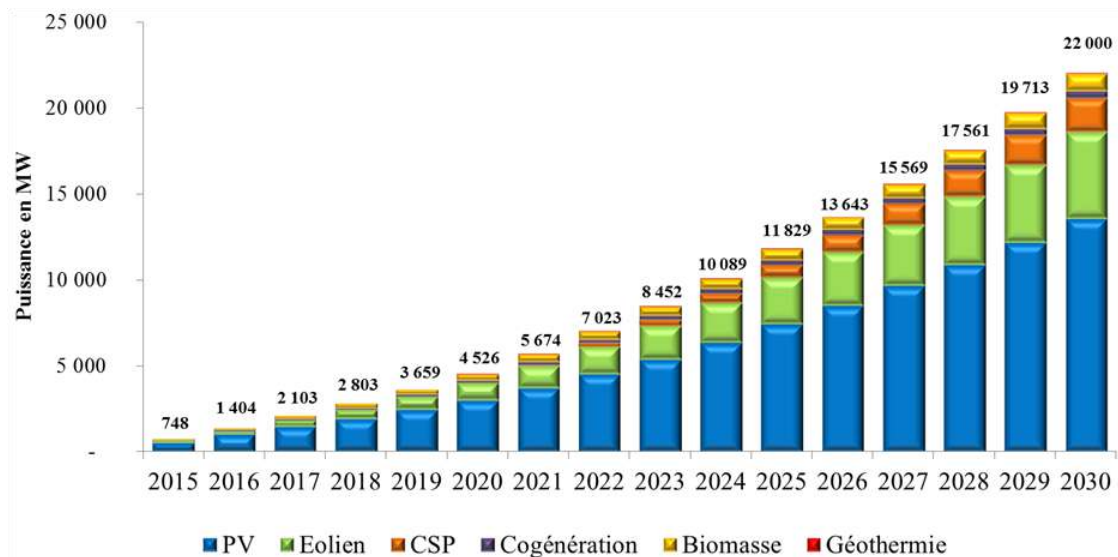
### 2.4.1 Programme National de développement des Energie Renouvelables

Le plan d'énergies renouvelables actualisé comprend l'installation de 22 000 MW d'énergie renouvelable pour le marché national d'ici 2030, avec la sélection des exportations comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

A travers ce plan d'énergies renouvelables, l'Algérie entend se positionner comme un acteur majeur de la production d'énergie photovoltaïque et éolienne, d'énergie solaire thermique, en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et le développement au-delà de 2021. Ces secteurs énergétiques deviendront des moteurs de développement économique durable et pourront promouvoir de nouveaux modèles de croissance économique. D'ici 2030, 37% de la capacité installée et 27% de la production d'électricité pour la consommation nationale proviendront de sources d'énergie renouvelables (Algerian Ministry of Energy 2020). Les projets d'énergie renouvelable pour la production d'électricité pour le marché national seront réalisés en deux phases :

- **La première phase de 2015 à 2020 :** Cette phase permettra d'atteindre 4010 MW de production d'électricité entre le photovoltaïque et l'éolien, et 515 MW entre la biomasse, la cogénération et la géothermie.
- **La deuxième phase de 2021 à 2030 :** le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le désert du Sahara (Adrar) permettra le développement d'interconnexions électriques à In Salah, Adrar et Timimoune) Et les régions de Béchar pour installer des centrales d'énergie renouvelable à grande échelle dans le système énergétique national.

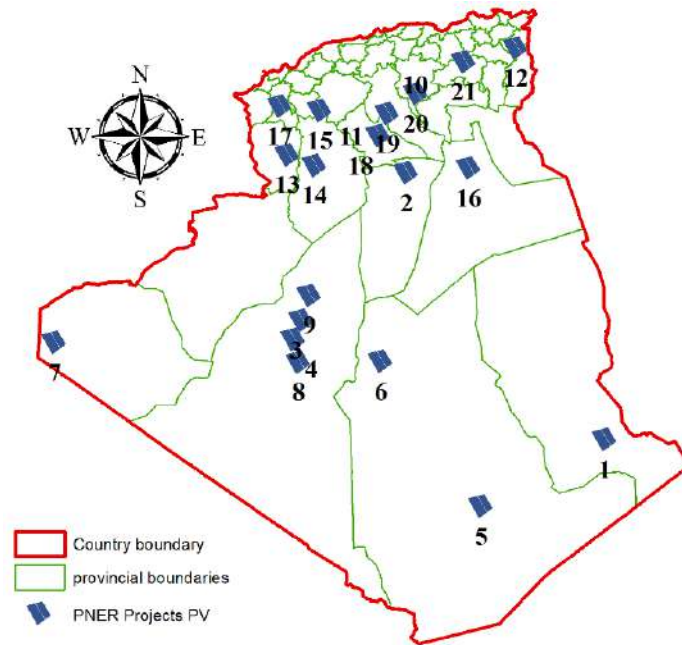
La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, répartie par filière comme présentée dans la Figure 2-11 (Algerian Ministry of Energy 2020).



**Figure 2-11** : Consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030.

En termes de réalisations, selon un rapport rédigé en janvier 2020 (Algerian Ministry of Energy 2020b), la capacité installée de l'Algérie en énergie renouvelable depuis 2010 est estimée à 390 MW, et la distribution est la suivante: à Hassi Ramel- La centrale thermique de 25 MW produite par la centrale hybride au gaz naturel (150 MW ; 120 MW Cc/ 30 MW CSP) , ainsi que 21 centrales solaires photovoltaïques Figure 2-12 (Settou et al. 2021) sur le plateau sud et supérieur d'une capacité totale de 343 MW, la centrale pilote multi-technologies de 1,1 MW à Ghardaïa et le parc éolien de 10,2 MW installé à Kabertène (Adrar) Et la centrale solaire photovoltaïque de 10 MW à Ouargla, ainsi que les installations de petite capacité dans les zones reculées, les écoles, les bâtiments publics, les stations-service, les pompes solaires, l'éclairage public et autres équipements, tous financés par les finances publiques.





**Figure 2-12:** Sites de projets PV du plan de développement des énergies renouvelables.

La localisation, le nom, la puissance et la date de démarrage des sites du projets PV du plan de développement des énergies renouvelables PNER sont présents dans Tableau 2.3 (Settou et al. 2021).

**Tableau 2.3 :** description des sites des projets PV.

N°	Centrales	Puissance [M W]	Commencez	N°	Centrales	Puissance [M W]	Commencez
1	Djanet	03	19/02/2015	12	Souk Ahras	15	20/04/2016
2	Ghardaia	1.1	10/07/2014	13	Naama	20	26/04/2016
3	Kabertene	03	12/10/2015	14	El Bayadh	23	27/10/2016
4	Adrar	20	12/10/2015	15	Saida	30	30/04/2016
5	Tanmenrasset	13	02/11/2015	16	Ouargla	30	16/02/2017
6	In Saleh	05	11/02/2015	17	Sidi Bel-Abbes	12	29/09/2016
7	Tindof	09	14/12/2015	18	Laghouat 1	20	10/04/2016
8	Z.kounta	06	01/01/2016	19	Djelfa 2	33	06/04/2017
9	Timimoune	09	09/02/2016	20	M'sila	20	26/01/2017
10	Djelfa 1	20	10/04/2016	21	Batna	2	16/01/2018
11	Laghouat 2	40	26/04/2017				

## 2.4.2 Efficacité énergétique

### 2.4.2.1 Programme national d'efficacité énergétique :

Le plan d'efficacité énergétique répond à la volonté de l'Algérie de promouvoir une utilisation plus responsable de l'énergie et d'explorer tous les moyens d'économiser les ressources et de systématiser une consommation utile et optimale.

Le plan introduira des mesures d'efficacité énergétique dans les trois secteurs du bâtiment, du transport et de l'industrie, et encouragera la création d'industries locales pour produire des lampes à haut rendement et des chauffe-eau solaires. Isoler en encourageant les investissements locaux ou étrangers.

### 2.4.2.2 Plan d'Action en Matière d'Efficacité Energétique

L'efficacité énergétique devrait jouer un rôle important dans l'environnement énergétique national et se caractérise par une forte croissance de la consommation, en particulier la construction de nouveaux logements par le secteur domestique, la construction d'infrastructures d'utilité publique et la revitalisation de l'industrie. A terme, la réalisation de ce plan à travers diverses actions et projets devrait contribuer à établir un marché de l'efficacité énergétique durable en Algérie.

Le plan se concentre sur les secteurs de consommation qui ont un impact significatif sur la demande d'énergie. Il s'agit principalement de la construction, du transport et de l'industrie.

a Pour le secteur du bâtiment :

Le plan vise à encourager la mise en œuvre de pratiques et de technologies innovantes autour des matériaux isolants dans les bâtiments existants et nouveaux. Des mesures appropriées seront prévues lors de la phase de conception architecturale de la maison. En général, plus de 30 millions de tonnes équivalent pétrole seront économisées d'ici 2030, réparties comme suit :

1. **Isolation thermique** : l'objectif est d'atteindre un revenu cumulé de plus de 7 millions de TEP.
2. **Chauffe-eau solaire** : l'objectif est de réaliser des économies d'énergie de plus de 2 millions de TEP.
3. **Lampes basse consommation (LBC)** : D'ici 2030, on estime que l'économie d'énergie atteindra près de 20 millions de TEP.

4. **Éclairage public** : L'objectif est de réaliser des économies d'énergie de près d'un (01) million de TEP d'ici 2030 et de réduire les coûts énergétiques de la communauté.
- b Pour le secteur des transports

Le plan vise à promouvoir les carburants les plus accessibles et les moins polluants, en l'occurrence le GPLc et le GNc: l'objectif est d'enrichir la structure d'approvisionnement en carburant et de contribuer à réduire la proportion de diesel, ainsi que l'impact bénéfique sur la santé et l'environnement. D'ici 2030, cela permettra d'économiser plus de 16 millions de TEP.

- ❖ En résumé, La mise en œuvre sur la base du plan national d'efficacité énergétique réduira progressivement la croissance de la demande énergétique. Par conséquent, les économies d'énergie cumulées réalisées atteindront 93 millions de TEP, dont 63 millions de TEP d'ici 2030, et le reste dépassera cette fourchette.

### 2.4.3 Sonelgaz : plan de développement 2018 / 2028

Afin de répondre à la demande croissante d'énergie et d'améliorer le service client, le Groupe Sonelgaz planifie et construit en permanence ses infrastructures électriques et gazières. Le plan de développement 2018-2028 du groupe d'entreprises Sonelgaz prévoit le développement de la production, du transport et de la distribution d'électricité, ainsi que du transport et de la distribution de gaz naturel (Sonelgaz 2019). Par activité, ces plans de développement sont les suivants :

- a. Production et transport de l'électricité

La capacité de production additionnelle nationale prévue sur la période 2018-2028 est de 18 749 MW (RIN+PIAT) dont :

- Entre 2018 et 2023, il a été décidé d'installer 10977 MW pour le réseau interconnecté Nord.
- Entre 2018 et 2020, il a été décidé d'installer 272 MW pour le le Pôle In Salah Adrar Timimoune.
- Entre 2024 et 2028, il a été décidé d'installer 7500 MW.
- Le montant de l'investissement entre 2018 et 2028 est de 1 530 Milliards DA.

La longueur totale du réseau de transport à construire de 2018 à 2028 est d'environ 29 682 kilomètres, dont 22 526 kilomètres ont été confirmés. D'ici 2028, la longueur totale du réseau de transport atteindra 52 207 km, dont 21 647 km à 220 kV et 9 827 km à 400 kV, avec une puissance de 107 660 MVA.

## b. Transport du gaz

A l'horizon 2028, le GRTG prévoit un montant d'investissement de 353 Mds DA pour la réalisation de 9 000 km de nouvelles canalisations qui permettront le transport d'un volume supplémentaire de 19 Gm<sup>3</sup> de gaz. Ces nouvelles canalisations permettront le raccordement de 441 distributions publiques et ramener le taux de desserte des communes en gaz à l'échelle nationale, de 89% en 2018 à 96% à fin 2019.

## c. Distribution de l'électricité et du gaz

Le plan de développement du réseau de distribution comprend les plans d'électrification et de distribution publique de gaz initiés par l'Etat, ses propres plans et de nouvelles relations clients, ainsi que des projets de maintenance et d'exploitation des équipements et de modernisation. Gestion et opérations. Ainsi, le plan de développement du réseau et des infrastructures de la société algérienne de distribution d'électricité et de gaz naturel (2018-2028) prévoit 106 563 kilomètres de lignes, 51694 sous-stations et 1365 034 km de réseaux électriques connectés et un réseau de gaz naturel de 54 509 km, reliant 2322184 branchements.

### **2.4.4 Bilan de réalisation de la première tranche du programme national d'efficacité énergétique**

#### **2.4.4.1 Projets réalisés et des actions d'accompagnement**

- Isolation de 600 maisons neuves : 160 maisons.
  - Isolation thermique des bâtiments existants : 620 mètres carrés d'isolation thermique.
  - Installation de chauffe-eau solaires individuels et collectifs : 407 unités.
  - Remplacer les lampes au mercure par des lampes au sodium « éclairage public » : 10 000 lampes.
  - Conversion VP au GPL : kit de conversion 9100.
  - Installer les kits GPL pour la flotte dédiée : 48 kits ont été installés.
  - Etude de faisabilité : 08 études ont été menées.
  - Audit énergétique : 33 opérations ont été réalisées.
  - Aide à l'investissement : 18 actions réalisées.
- 
- Réalisation des formations d'auditeurs énergétique dans l'industrie ;
  - Réalisation des formations d'auditeurs énergétique dans le bâtiment ;
  - Réalisation des formations d'homme énergie dans l'industrie ;
  - Réalisation des formations d'homme énergie dans le tertiaire ;
  - Réalisation d'une journée technique de sensibilisation pour les industriels ; réalisation de la 5<sup>ème</sup> édition des journées portes ouvertes dans le milieu scolaire sur les économies d'énergie ;
  - Réalisation d'un état des lieux de la filière de fabrication des matériaux de construction ;

- Réalisation d'un diagnostic sur le transport urbain de la ville d'Alger et évaluation des besoins en infrastructures, et bus dédiés au gaz naturel ;
- Etat des lieux du parc de l'éclairage public au niveau national.

#### 2.4.5 Promotion de l'énergie ( GPLc/GNc)

Le plan vise à promouvoir les carburants les plus utilisés et les moins polluants, en l'occurrence le GPL c et le GNC. Le but est d'enrichir la structure de l'approvisionnement en carburant et de contribuer à réduire l'impact des carburants conventionnels sur la santé et l'environnement. À long terme, le plan vulgarisera l'utilisation de carburants propres dans les transports personnels et publics, en particulier dans les grands centres urbains. D'ici à 2030, les économies d'énergie cumulées de tous les départements concernés sont estimées à environ 63 millions de TEP. Dans le secteur des transports, l'utilisation du GPLc et du GNc pour remplacer l'essence et le diesel entraînera une consommation supplémentaire de ce dernier, qui est de près de 17 millions de tep, qui peut être déduite des économies d'énergie globales.

Dans le secteur des transports, il est prévu de convertir 500000 voitures particulières au GPL d'ici 2021 et d'atteindre 1,3 million d'ici 2030. De plus, au cours de cette période (2016-2030), il est prévu que 11 000 bus seront convertis au gaz naturel (GNC)

#### 2.4.6 Résultats attendus de la stratégie nationale d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables

Les résultats attendus par la réalisation de ce programme se présentent comme suit :

- Économie d'énergie d'environ 63 millions d'orteils (soit : valeur d'exportation de près de 38 milliards de dollars EU).
- La puissance évitée dépasse 1 500 MW (soit près de 2 milliards de dollars américains)
- Réduire plus de 193 millions de tonnes de dioxyde de carbone (soit 1,1 milliard de dollars)
- Créer 500 000 nouveaux postes.
- Economie d'énergie et émission à éviter des projets : la quantité de CO2 évitée on l'horizon 2030 a été présenté dans le Tableau 2.4.

**Tableau 2.4** : récapitulatif des émissions de CO2 à éviter à l'horizon 2030.

	2015	2020	2025	2030
Emissions évitées (en millions de tonnes CO <sub>2</sub> )	1,1	32,1	95,9	193,3

## **2.5 Conclusion**

Au niveau mondial, la réalisation des objectifs concurrents de la sécurité et de la durabilité énergétique ainsi que celui de l'accès universel à une énergie propre exigent un cadre politique solide et stable qui donnera la primauté aux politiques de sobriété et d'efficacité énergétique ainsi qu'au développement des énergies renouvelables. Une politique de vérité des prix de l'énergie, d'investissement dans la recherche et le développement, et l'encouragement aux solutions non polluantes seront tout aussi indispensables pour assurer le déploiement de la trilogie gagnante : sobriété, efficacité, énergies renouvelables.

Chapitre 3: Planification et stratégies  
pour la transition du système  
énergétique national



### **3.1 Introduction**

L'énergie constitue un facteur stratégique et occupe une place importante dans le concept de développement durable du pays. Elle contribue dans la gestion des grands enjeux géostratégiques (Alami A, 2006). Différents pays prévoient des études prospectives à court et long terme et s'intéressent à l'action de maîtrise d'énergie et développement durable (Assoumou E, 2006). La prospective est un outil indispensable pour anticiper l'avenir et planifier les actions à mettre en œuvre et la mise en place des nouvelles actions et des stratégies basées essentiellement sur le développement et l'intégralité des énergies renouvelables dans le mix énergétique du futur.

Ce chapitre, vise à effectuer, dans une première étape, une synthèse sur les exercices de modélisation à l'échelle nationale. Dans une seconde étape, nous essayerons d'élaborer un scénario de référence de la demande énergétique algérienne à l'horizon 2050. En supposant une continuité des tendances actuelle. Ce scénario de référence permet d'analyser ce qui se passerait si aucune action nouvelle n'était mise en œuvre en matière de politique énergétique.

### **3.2 Estimation des potentiels et sélection du site**

Lorsqu'on tente d'évaluer le potentiel solaire, il est utile de définir un cadre de conception clair qui distingue et identifie différents types de « potentiel » (Brown et al. 2016). Ce cadre de niveaux en cascade est illustré sur la Figure 3-1. Le niveau le plus élevé est représenté par le potentiel de ressources physiques qui ne tient compte que du contenu énergétique physique théorique de la ressource éolienne. Vient ensuite le potentiel technique qui peut être défini comme le potentiel énergétique limité par un certain nombre de contraintes techniques supposées telles que les performances du système de conversion, le cadre géophysique de l'emplacement et les exclusions potentielles dues à des utilisations marines concurrentes. Le potentiel économique prend en compte des facteurs monétaires supplémentaires tels que les coûts du système et les estimations de revenus. Le potentiel du marché comprend finalement des facteurs spécifiques au projet tels que les incitations politiques, les réglementations et les réponses des investisseurs. Cette étude à l'échelle continentale s'est concentrée sur l'évaluation du potentiel des ressources techniques car elle fournit une estimation de la limite supérieure du potentiel de développement. Cela peut servir d'indication sur territoire algérienne qui ont des ressources solaire significatives où une analyse plus détaillée de solaire énergie potentiel en termes de potentiel économique et même de marché pourrait être justifiée (Elsner 2019; Lopez et al. 2012).



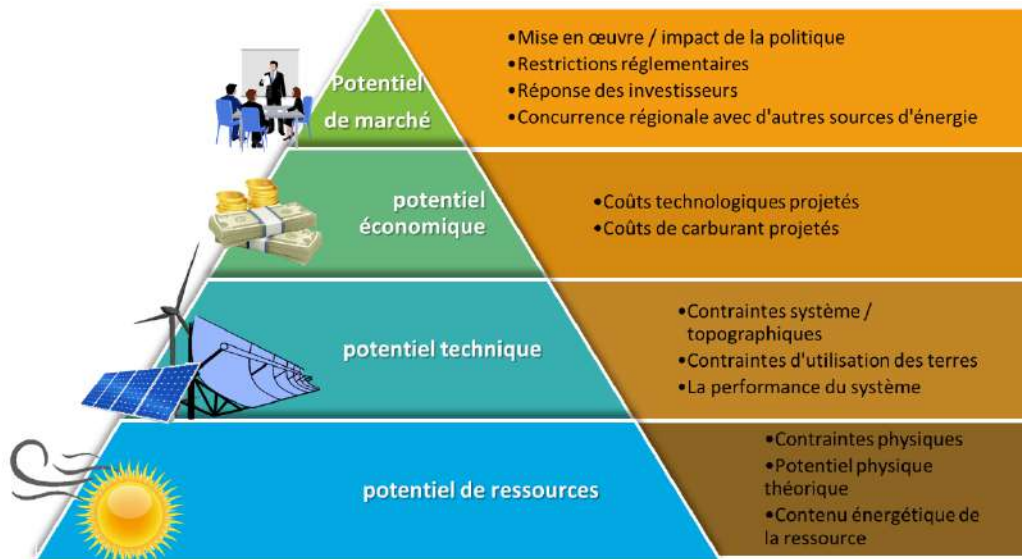


Figure 3-1 : Cadre conceptuel de divers types de potentiels énergétiques.

### 3.3 Qu'est-ce que le potentiel technique ?

Le potentiel technique est la capacité réalisable (MW), la production (GWh) et la superficie appropriée (km<sup>2</sup>) d'une technologie de production particulière compte tenu des performances du système et des contraintes topographiques, environnementales et d'utilisation des terres. Le potentiel technique fournit une estimation de la limite supérieure du potentiel de développement des énergies renouvelables dans une zone particulière. Des analyses plus poussées peuvent s'appuyer sur le potentiel technique pour évaluer le potentiel des énergies renouvelables par rapport aux coûts et à d'autres considérations économiques du marché (comme mentionné dans la **Figure 3-1**). L'analyse du potentiel technique peut soutenir les décisions clés, notamment :

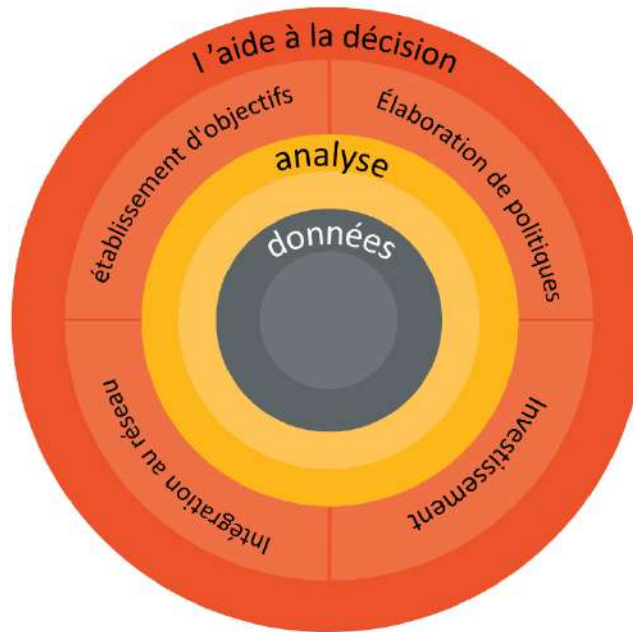
- **Établissement d'objectifs à un stade précoce** : fournit une estimation de la limite supérieure des objectifs en matière d'énergie renouvelable en fonction de la disponibilité des ressources et des exclusions techniques.
- **Élaboration de politiques** : informe les normes de haut niveau du portefeuille d'énergies renouvelables, les politiques d'utilisation des terres pour le co-implantation des énergies renouvelables et l'analyse à un stade précoce de divers types de politiques afin de renforcer le soutien et d'alimenter les analyses ultérieures.
- **Investissement** : soutenir l'identification préliminaire des sites favorables pour la mesure et la vérification des ressources au terrain (pour réduire les coûts) et des zones avec des ressources de haute qualité techniquement réalisables.

- **Planification du secteur énergétique** : sert d'intrant clé pour la modélisation du secteur de l'énergie à travers des modèles d'expansion de capacité et de coût de production, en plus de soutenir la planification du transport à un stade précoce pour des approches de planification proactive du transport (telles que les zones d'énergie renouvelable). Pour plus d'informations sur les zones d'énergies renouvelables.

### **3.4 Données pour la planification, la politique et l'investissement dans les énergies renouvelables**

Des données fiables, robuste et validées sont essentielles pour une planification éclairée, l'élaboration de politiques et l'investissement dans le secteur de l'énergie propre. L'explorateur de données sur les énergies renouvelables a été développé pour prendre en charge les analyses d'énergies renouvelables basées sur des données qui peuvent éclairer les décisions clés en matière d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale. Les décisions fondées sur les données permettent d'obtenir des résultats ambitieux, rentables et réalisables pour le déploiement des énergies renouvelables.

Les décideurs, les planificateurs, les investisseurs, les techniciens, les universités et autres institutions de soutien s'appuient tous sur les ressources d'énergie renouvelable et les données du système d'information géographique (SIG) pour prendre des décisions significatives et percutantes. Ces ensembles de données varient en résolution, qualité et utilité, selon l'application. Les ensembles de données sur les ressources énergétiques renouvelables, y compris la vitesse du vent et les valeurs de rayonnement solaire, peuvent être mesurés ou modélisés et varieront en termes de résolution spatiale et temporelle. En plus des données sur les ressources d'énergie renouvelable, d'autres couches SIG modélisées ou mesurées jouent un rôle important dans la prise de décision. Quelques exemples incluent l'utilisation des terres, les données météorologiques, la densité de la population et les lignes de transmission existantes. En combinant les ensembles de données de différentes manières, les décideurs peuvent synthétiser de nouvelles informations sur le potentiel des énergies renouvelables pour guider la définition des objectifs, l'élaboration des politiques, les investissements et la planification du secteur électrique, comme présenté dans la **Figure 3-2**.



**Figure 3-2 :** Analyse des données et connexion à l'aide à la décision.

L'analyse des données et connexion à l'aide à la décision (Figure 3-2) : les données sont au cœur de l'aide à la décision en matière d'énergie renouvelable. Avec les bonnes données, les parties prenantes peuvent analyser pour prendre en charge diverses décisions, y compris l'établissement d'objectifs, l'élaboration de politiques, la planification et l'investissement dans le secteur de l'énergie.

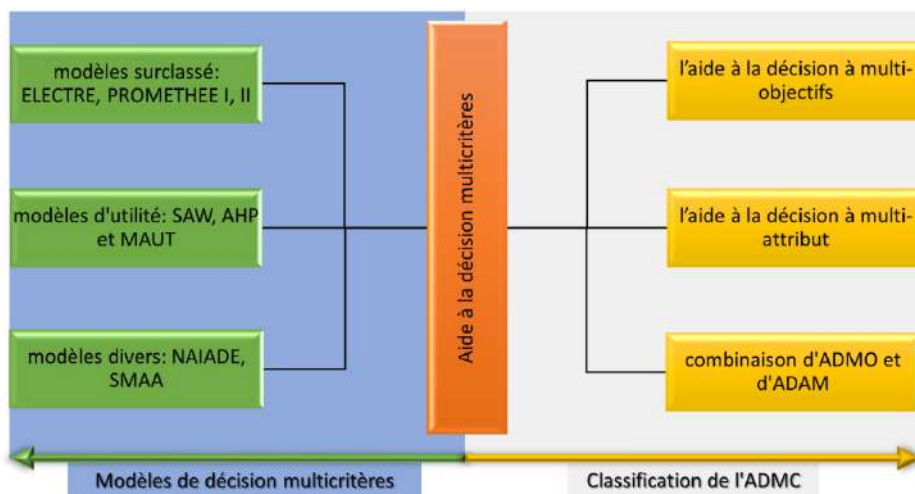
### 3.5 Outils d'aide à la décision pour une planification énergétique

À l'heure actuelle, de nombreux pays ont introduit des politiques de développement des énergies renouvelables et de nombreuses applications des énergies renouvelables ont vu le jour. L'énergie renouvelable devrait devenir un élément important de l'approvisionnement énergétique mondial futur. Cependant, le développement des énergies renouvelables pose certains problèmes. Certains des principaux problèmes liés aux énergies renouvelables comprennent la hiérarchisation des ressources, la sélection des ressources appropriées et la détermination des emplacements des centrales et de la capacité de production d'électricité (Shao et al. 2020). Parmi eux, la détermination de l'emplacement des centrales électriques (également connue sous le nom de sélection du site d'énergie renouvelable) est l'une des étapes clés de la construction de centrales électriques à énergie renouvelable, ce qui affecte la production d'électricité et les avantages sociaux et économiques futurs. En tant que problème de décision, la détermination de l'emplacement de l'usine a été considérée par certains chercheurs comme un problème de prise de décision à objectif unique. L'approche traditionnelle à un seul critère vise généralement à

déterminer l'option la plus efficace pour les problèmes avec des ressources potentielles élevées ou des coûts faibles.

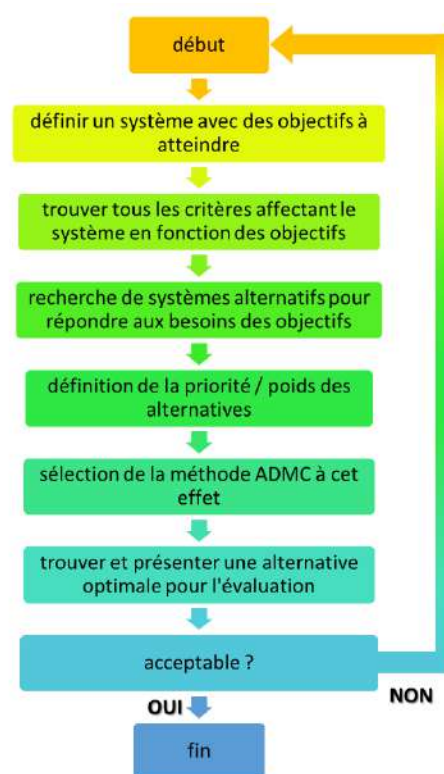
Comme mentionné ci-dessus, l'analyse de décision est un outil précieux pour résoudre des problèmes avec plusieurs participants, critères et caractéristiques cibles. Le problème aide à la décision multicritères (ADMC) est généralement compris comme cinq composantes, à savoir : l'objectif, les préférences du décideur, les alternatives, les normes et les résultats (Kumar et al. 2017). Le ADCMC peut être classé comme le montre la **Figure 3-3** Selon le nombre d'alternatives considérées, la différence entre l'aide à la décision à multi-attribut (ADAM) et l'aide à la décision à multi-objectifs (ADMO) peut être compensée, sinon les deux ont des caractéristiques similaires. MODM est adapté à l'évaluation d'alternatives continues, pour lesquelles nous avons des contraintes prédéfinies sous forme de vecteur de variables de décision.

Considérons un ensemble de contraintes pour optimiser un ensemble de fonctions d'objectifs tout en réduisant la performance d'un ou plusieurs objectifs. Dans ADAM, les caractéristiques inhérentes sont couvertes, ce qui entraîne moins d'alternatives envisagées. Le résultat final est décidé en comparant différentes alternatives par rapport à chaque attribut considéré (Hwang and Masud 2012). Différentes techniques multicritères sont appliquées dans le domaine des énergies renouvelables. Les modèles ADCMC sont une autre technique de classification plus large réalisée en raison des contributions du bénéficiaire, de la société ou de la connaissance basée sur l'enquête. Dans une méthode indirecte, tous les critères possibles sont séparés en composantes et pondérés selon les problèmes similaires précédents, le jugement du décideur basé sur l'expérience, etc. Une classification de ces modèles est présentée dans la Figure 3-3.



**Figure 3-3** : modèles et classification de l'ADMC.

Les ADMC sont toujours complexes en raison de l'implication de facteurs tels que techniques, institutionnels, standards, sociaux, économiques et parties prenantes. Il implique donc à la fois le niveau d'analyse d'ingénierie et de gestion. En outre, le processus est toujours controversé, car les objectifs peuvent conduire à des solutions différentes à des moments différents, en fonction des priorités déterminées par les décideurs ou les personnes impliquées dans le processus. De plus, un problème particulier peut être abordé par différentes méthodes basées sur les fonctions que nous définissons. Chaque méthode ou modèle a ses propres inconvénients et restrictions. Une procédure générale de la technique ADMC est illustrée sur la Figure 3-4 .



**Figure 3-4:** Une procédure commune pour l'analyse ADMC.

### 3.5.1 Méthodes ADMC : revue de la littérature, applications

Afin de réaliser le positionnement durable de la technologie des énergies renouvelables dans le système énergétique et de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables, il est nécessaire de prendre en compte des impacts sociaux et environnementaux accrus, tels que les conflits d'utilisation des terres, la protection de l'environnement naturel et les écosystèmes sensibles et les réponses sociales (Giamalaki and Tsoutsos 2019). En outre, en raison des multiples indicateurs énergétiques, économiques et environnementaux impliqués dans le processus de

sélection, la sélection du site des centrales électriques basées sur la technologie des énergies renouvelables est devenue plus complexe.

Les chercheurs et les décideurs estiment que les méthodes l'aide à la décision multicritères (ADMC) et des technologies idéals pour résoudre de tels problèmes. Dans la littérature, un grand nombre d'études ont utilisé plusieurs méthodes ADMC différentes pour parvenir à un développement durable de la chaîne d'approvisionnement et à la planification énergétique dans le domaine des énergies renouvelables, y compris le résidentiel (Mokhtara et al. 2019), l'industrie et les transports (Baumann et al. 2019; Martins et al. 2020; Messaoudi et al. 2019a; Messaoudi et al. 2019b; Zhou et al. 2020).

Plusieurs études ont présenté un examen de la prise de décision multicritères (ADMC) vers le développement durable des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (Castro and Parreiras 2020; Kumar et al. 2017). Pohekar et al discuter de l'application de la prise de décision multicritères à la planification énergétique durable, où plus de 90 articles publiés ont été examinés (Pohekar and Ramachandran 2004). En outre, Shao et al, examinent une étude de revue de la sélection de sites ADMC pour les applications d'énergie renouvelable résumée pour cinq sources d'énergie, de 2001 à 2018, avec plus de 80 articles publiés dans des revues de haut niveau (Shao et al. 2020). L'examen des revues ADMC existantes a montré qu'au cours des dernières décennies, plusieurs techniques d'ordre de classement ADMC ont été proposées, impliquant AHP (Analytic Hierarchy Process), ANP (Analytic Network Process), ELECTRE (ELimination Et Choix Traduisant la REalité) (ELimination and Choice Expressing REality), TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution), PROMETHEE (Preference Ranking Organization METHod for Enrichment Evaluations), and VIKOR (VlseKriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje) (Kumar et al. 2017; Rezaei 2015; Wu et al. 2019), qui sont utilisés de manière diffuse dans le domaine de la sélection de sites. Sur la base de ces études publiées dans ce type de thématique, la plupart des auteurs concluent que le processus de hiérarchie analytique (AHP) est la technique la plus populaire pour résoudre des décisions complexes avec des utilisations de critères déférents (Alami Merrouni et al. 2018a; Castro and Parreiras 2020; Dožić and Kalić 2015; de FSM Russo and Camanho 2015; Kumar et al. 2017; Messaoudi et al. 2019b; Shao et al. 2020).

Pour des méthodes multicritères comme AHP, dans laquelle une matrice de comparaison séquentielle par paire de critères (chaque critère est évalué relativement aux autres, dans une série de comparaisons un à un) permet d'établir les poids relatifs à l'ensemble des facteurs (ou

critères) dans le cadre d'une évaluation multicritères, Il est très important de définir le degré de cohérence d'assignation de ces poids. Saaty propose une technique qui permette la production d'un indice global de cohérence connue sur le nom (« Consistency Ratio ») qui donne une évaluation de la probabilité que les pondérations soient assignées de manière aléatoire. Cet indice teste la sensibilité de la matrice, si la valeur de l'indice est strictement inférieure à 0,10 ( $CR < 0.10$ ) donc la pondération est acceptable mais malheureusement cela n'est pas toujours atteint. Dans la pratique le cas où l'indice est supérieur à 0.1 ( $CR > 0.10$ ) existe toujours pour AHP méthode et dans ce cas-là, les procédures de comparaison par paires doivent être ajuster (En intervenant pour modifier) dont le but est d'améliorer la cohérence de la matrice, mais cette approche n'est pas recommandée dans la littérature (Rezaei 2015).

Dans ce cas, il nous reste deux possibilités : La première, qui pose un problème de temps, est que la matrice sera reconstruite et la comparaison séquentielle par paire de critères sera totalement répétée (réévaluer la pondération par paire de facteurs) par les décideurs ou les experts. La seconde, comme solution plus rapide, est que seulement les matrices de consistances serrent considérées et toutes les matrices d'incohérences serrent exclues. L'inconvénient de cette action est qu'elle réduira le nombre de matrices et par conséquent limitera la contribution des experts dans la décision finale (Rezaei 2015).

En général, la comparaison multi-paires et la comparaison de manière non structurée sont les principales causes du problème d'incohérence dans la méthode AHP (complexité de comparaison pour plusieurs critères). Pour résoudre ce problème d'incohérence, la méthode BWM (Best-Worst Method) développée par Rezaei en 2015 (Rezaei 2015), en tant que nouvelle méthode de prise de décision multicritères, peut être utilisée pour répondre à cette question. La méthode est plus compréhensible et procède moins de comparaison par paire par rapport à la méthode AHP, et les résultats obtenus par la méthode BWM sont toujours cohérentes.





- 1) La majorité des travaux sur la sélection du site des centrales électriques renouvelables ont été axés sur l'analyse d'adéquation.
- 2) La méthode AHP et le logiciel SIG sont les techniques d'optimisation les plus utilisées ;
- 3) BWM est l'une des méthodes récemment utilisées dans choix des sites appropriée pour installer des projets d'énergie renouvelables.
- 4) Les ADMCs sont largement utilisés dans ce genre de problème, ce qui signifie qu'ils sont un outil efficace.

### 3.5.1.1 Processus de hiérarchie analytique (AHP- Analytic Hierarchy Process)

Le processus de hiérarchie analytique (AHP) est une technique mathématique développée par Saaty dans les années 1970 (SAATY and KEARNS 1985). Dans ce processus, la prise de décision peut être réalisé en organisant les sentiments et les jugements en objectifs hiérarchiques, normes et alternatives. (Ghasemi et al. 2019). L'AHP est basé sur la détermination de la structure hiérarchique du problème et l'évaluation des éléments au niveau de la hiérarchie jusqu'à ce que les facteurs de pondération de tous les éléments soient déterminés dans le processus final (Gašparović and Gašparović 2019). L'application de cette méthode est interdisciplinaire et nécessite un large éventail de domaines. Les principales étapes de la méthode sont les suivantes:

**Étape 1 :** Définition des objectifs selon les normes pertinentes et structure du problème en une structure hiérarchique.

**Étape 2:** Construction d'une matrice de comparaison par paires  $A_{(n \times n)} = [C_{ij}]$  Pour les  $n$  critères (basés sur l'échelle de base de Saaty) qui affectent la prise de décision, voir le Tableau 3.1 (Singh Doorga et al. 2019).

**Tableau 3.1 :** l'échelle d'évolution fondamentale de la méthode AHP selon Saaty.

Intensité de l'importance des critères $i$ à $j$	Définition	Explication
1	<b>Importance</b> égale.	Les activités de remorquage contribuent également à l'objectif
3	<b>Importance</b> modérée	L'expérience et le jugement favorisent légèrement une activité par rapport à une autre
5	<b>Importance</b> forte	L'expérience et le jugement favorisent fortement une activité par rapport à une autre
7	<b>Importance</b> très forte	Une activité est très fortement favorisée par rapport à une autre ;

		Sa domination démontrée dans la pratique
9	<b>Importance extrême</b>	Les preuves favorisant une activité par rapport à une autre est de l'ordre d'affirmation le plus élevé possible
2,4,6,8	Valeurs intermédiaires	Quand un compromis est nécessaire
Ci-dessus de Réciproques	/	En cas de comparaison inversée de la relation entre l'élément

La matrice de comparaison par paire  $A_{(n \times n)} = [C_{ij}]$  représente la force de préférence des experts parmi diverses normes, ce qui affectera le choix des emplacements appropriés. La matrice de jugement est représenté par l'équation. (3.1), Pour n critères, ou  $C_{ij}$  l'importance relative du critère  $C_i$  par rapport au critère  $C_j$ .  $C_{ii}=1$  ,  $C_{ij}= 1/ C_{ji}$  and  $C_{ji} \neq 0$  (Giamalaki and Tsoutsos 2019). Par exemple,  $C_1$  est plus important que  $C_2$  égale à  $C_{12}$  (par exemple  $C_{12} = 3$ ) et la valeur relative de  $C_2$  à  $C_1$  est son réciproque ( $C_{21} = 1/3$ ). Plus le poids est élevé, plus la norme correspondante est importante (Ghasemi et al. 2019).

$$A = \begin{pmatrix} C_{11} & C_{12} & \dots & C_{1(n-1)} & C_{1n} \\ C_{21} & C_{22} & \dots & C_{2(n-1)} & C_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ C_{n1} & C_{n2} & \dots & C_{n(n-1)} & C_{nn} \end{pmatrix} \quad \text{Équation 3-1}$$

Poids relatif des critères  $C_1, C_2, \dots, C_n$  Peut être calculé à partir de la matrice  $A$ , Où le processus de normalisation est introduit. Construisez une nouvelle matrice en divisant les éléments de chaque colonne de la matrice  $A$  par la somme des éléments de la même colonne. Ensuite, la moyenne de ligne de la nouvelle matrice normalisée est utilisée pour calculer le poids relatif de chaque condition (Giamalaki and Tsoutsos 2019). Après un certain nombre de comparaisons par paires, des incohérences peuvent apparaître, il est donc nécessaire de vérifier la cohérence du jugement. Afin de rendre le jugement cohérent, l'équation suivante est: (Eq.3.2) Doit suivre (Giamalaki and Tsoutsos 2019):

$$C_{ij} = C_{ik} * C_{kj} \quad \forall i, j, k \quad \text{Équation 3-2}$$

**Étape 3** Calcul de la valeur propre maximale, de l'indice de cohérence et du rapport de cohérence de chaque matrice de comparaison, et enfin la détermination du poids de priorité associé à chaque norme (Singh Doorga et al. 2019). L'AHP contient un paramètre utilisé pour contrôler la cohérence de la valeur de poids, appelé rapport de cohérence (CR). Afin d'obtenir des résultats acceptables pour AHP, l'indice de rapport de cohérence (CR) doit être égal ou inférieur à 0,10. ( $CR \leq 0.10$ ) (Alami Merrouni et al. 2018a). Enfin, on calcule le rapport entre l'indice de cohérence CI et l'indice aléatoire (RI), comme indiqué ci-dessous (Equation.3.3) :

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad \text{Équation 3-3}$$

Pour calculer le rapport de cohérence CR, il faut d'abord calculer l'indice de cohérence (IC) à l'aide de la formule (Equation.3.4):

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n-1} \quad \text{Équation 3-4}$$

Où  $\lambda_{max}$  est la valeur propre de la matrice de comparaison par paires, et n est le nombre standard. Les n valeurs appropriées de RI sont bien connues et rassemblées dans le Tableau 3.2. RI correspond à une valeur d'indice aléatoire, qui varie avec la taille de la matrice.

**Tableau 3.2** Index aléatoire des différentes valeurs de quantité d'éléments

n	2	3	4	5	6	7	8	9
RI	0	0.58	0.90	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45

### 3.5.1.2 Meilleure-pire méthode (Best-Worst method BWM)

Dans cette section, nous décrivons brièvement les étapes BWM qui peuvent déterminer les poids standard (pour plus de détails sur la méthode BWM, veuillez consulter (Rezaei 2016; Rezaei 2015)). Le processus utilisé pour dériver les poids a été résumé en trois étapes sous forme de flux:

**Étape 1 :** n de critères d'évaluation est identifié pour prendre une décision avec la contribution d'un groupe de décideurs, puis les meilleurs et les pires critères sont sélectionnés.

**Étape 2 :** le meilleur critère et le pire critère sont évalués en fonction d'autres critères, voir le **tableau A.4 et le tableau A.5**. Le degré d'importance est donné par un nombre compris entre 1 et 9. La matrice résultante est présentée dans l'Eq. (3.5) et Eq. (3.6) respectivement :

$$A_B = (A_{B1}, A_{B2}, \dots, A_{Bn}) \quad \text{(Équation 3.5)}$$

$$A_W = (A_{1W}, A_{2W}, \dots, A_{nW})^T \quad \text{(Équation 3.6)}$$

Où  $a_{Bj}$  représentent le degré d'importance du meilleur critère B par rapport au critère j, et  $a_{jW}$  indique la préférence du critère j sur le pire critère W.

**Étape 3:** cette dernière étape correspondant au calcul du poids optimal, la méthode présente au modèle: non-linéaire (Rezaei 2015); dans lequel le poids est donné avec un intervalle et le pondéré optimal est le centre d'intervalle de chaque critère (Rezaei 2016), et modèle linéaire (Eq.3.7) (qui est utilisé dans cette étude) présentent une solution unique correspondant à la

pondération optimale et aucun rapport de cohérence n'était nécessaire dans ce cas contrairement au modèle non linéaire (Ramezanzade et al. 2020; Rezaei 2016).

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \xi^* \\ s. t \\ |w_B - a_{Bj} w_j| \leq \xi^*, \text{ for all } j \\ |w_B - a_{Bj} w_j| \leq \xi^*, \text{ for all } j \\ \sum_j w_j = 1 \\ w_j \geq 0, \text{ for all } j \end{array} \right\} \quad (\text{Équation.3.7})$$

Le problème est linéaire qui a une solution unique, correspondant aux poids optimaux  $(w_1^*, w_2^*, \dots, w_n^*)$ ,  $\xi^*$  est considéré comme un indice de cohérence de ce modèle et une valeur de  $\xi^*$  Il est préférable d'être proche de zéro, ce qui signifie un degré élevé de cohérence.

### 3.6 Méthodologie de la planification énergétique

Si la planification territoriale se réalise aujourd'hui à travers une politique complexifiée par l'évolution du nombre d'acteurs et des niveaux de territoires concernés, la planification énergétique connaît quant à elle des évolutions similaires par le biais d'une politique énergétique.

La planification énergétique est une activité qui revêt de multiples aspects, mais son trait principal consiste en une anticipation de l'adéquation offre-demande et la définition des moyens pour y parvenir. Elle vise en effet à trouver un système énergétique capable d'assouvir la demande énergétique de manière optimale grâce à une offre optimale. Ces deux optimums dépendent d'objectifs fixés par différents enjeux et temporalités, relatifs à la maîtrise de l'énergie (Fléty 2014). la Figure 3-6 donne à voir ces différentes phases d'analyse.

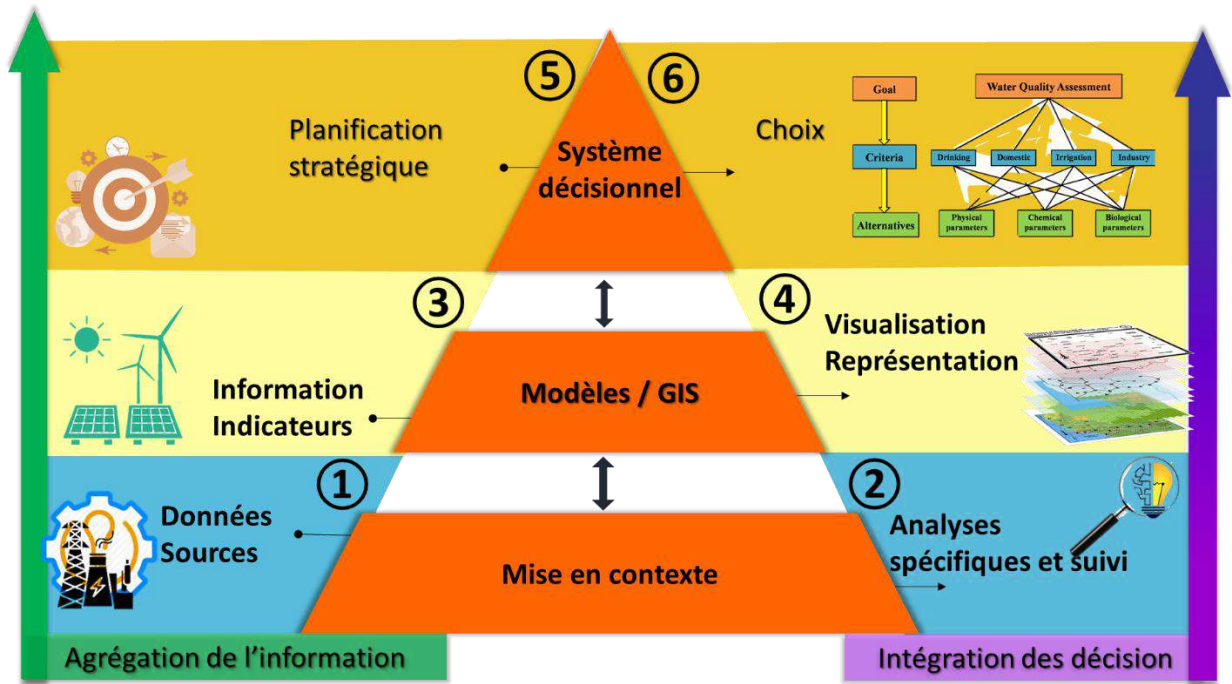


Figure 3-6 phases d'analyse de planification énergétique territoire (Lavallez et al. 2017).

**Etape 1 :** L'emplacement des infrastructures non liées à l'électricité, telles que les routes, peut affecter la capacité énergétique réalisable et la production d'une technologie particulière.

La chaîne énergétique, et donc l'ensemble des sources énergétiques, modes de production, de distribution et de consommation, est contrainte à chacune des formes énergétiques par les spécificités territoriales. Les structures de production et de consommation sont ici entendues au sens propre, en tant qu'entités physiques (bâtiments, ménages, véhicules).

**Etape 2 :** La maîtrise de données et d'informations sous des formes diverses semble primordiale. Les modalités d'action sur un territoire sont en effet conditionnées par une connaissance approfondie des caractéristiques territoriales, accessibles par le biais d'un type singulier d'information : l'information géographique.

**Etape 3 :** Les ensembles de données sur les ressources d'énergies renouvelables fournissent des informations sur la disponibilité d'une source d'énergie renouvelable particulière, telle que la quantité de matières premières ou les caractéristiques de l'énergie solaire, pour un emplacement particulier. La disponibilité des ressources énergétiques renouvelables varie en fonction de l'emplacement et, pour les ressources variables (par exemple, solaire et éolienne), en fonction du temps.

**Etape 4 :** L'évaluation du potentiel de développement lié à ce domaine n'implique donc qu'une étape dans la méthode d'évaluation du domaine des énergies renouvelables. Cela illustre l'intérêt et l'importance de considérer le territoire plutôt que l'espace : il n'a de sens que d'évaluer

le potentiel disponible et de le comparer aux conditions de développement, de distribution et de consommation. C'est le cas de tout flux d'énergie dit renouvelable, qu'il s'agisse de la géothermie, de la biomasse, de l'éolien, ou du solaire pour lesquelles les jeux d'acteurs, tout comme les distances, conditions physiques ou technologiques sont essentielles.

**Etape 5 :** Une évaluation des stratégies nationales et de la vision énergétique et en tenant compte de toutes les règles et réglementations du pays.

**Etape 6 :** La planification territoriale énergétique peut être considérée et intégrée à un processus de décision. Le premier objectif répond à la demande de ressources informationnelles, et le second objectif est la demande d'un mécanisme de gouvernance multi-participants basé sur ses représentants. Ensuite, l'intelligence territoriale est apparue comme un concept intégré qui répond à ces divers besoins par l'utilisation des méthodes d'aide à la décision multicritère par le système décisionnel.

### 3.7 Application de la méthodologie pour la stratégie énergétique nationale

L'Algérie, située au nord de l'Afrique avec une superficie de 2.381.741 km<sup>2</sup>, c'est le plus grand pays de la région moyen orient et l'Afrique du nord (MENA) et le 10<sup>ème</sup> plus grand pays du monde. En raison de sa situation géographique, il a un rôle stratégique aux niveaux régional (africain et arabe) et international. Le pays est bordé au nord par la Méditerranée et le Maroc à l'ouest, au sud-ouest avec le Sahara occidental, au sud se trouvent le Niger, le Mali et la Mauritanie, à l'est avec la Libye, bordé par la Tunisie au nord-est.



Figure 3-7 Situation géographique de l'Algérie

L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. Le climat algérien est influencé par deux facteurs saisonniers prépondérants. Le premier concerne le rayonnement solaire important sur une grande partie du pays qui conduit à une dépression thermique dans la zone désertique. Le second est lié au front intertropical qui crée une bordure de nébulosité au sud du pays lorsque ce front monte vers le nord. La méthodologie pour la stratégie énergétique nationale est présente en Figure 3-8.

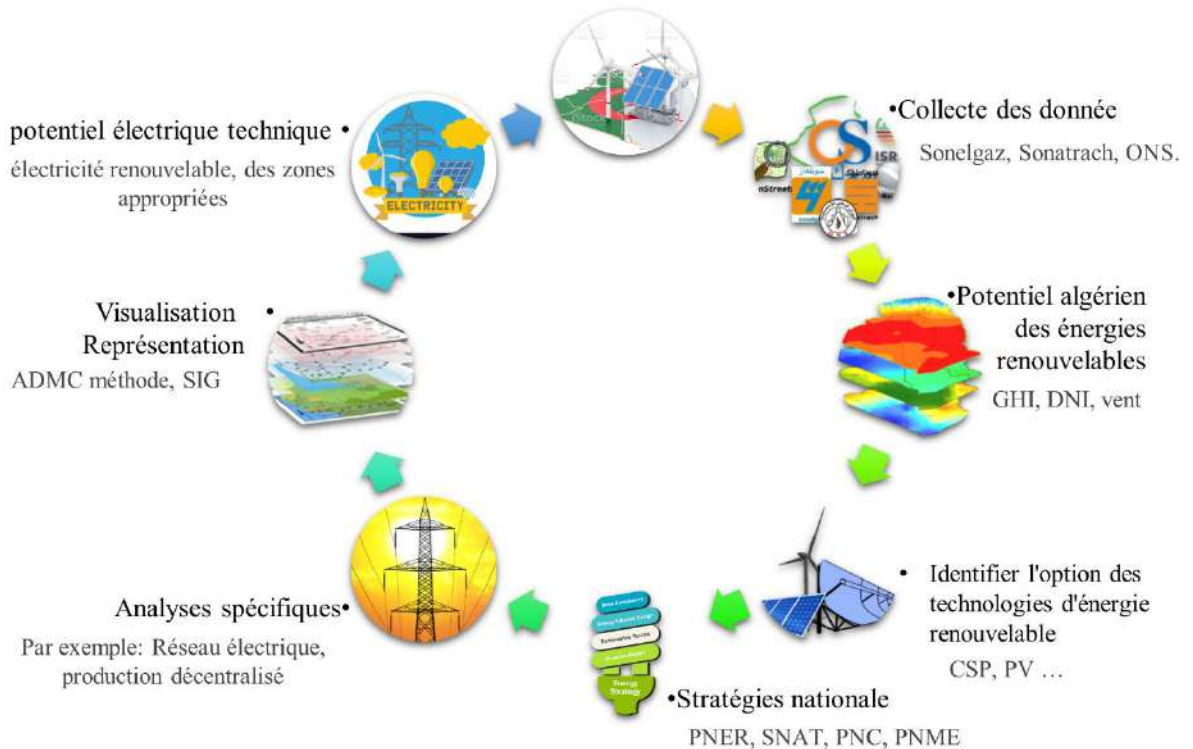
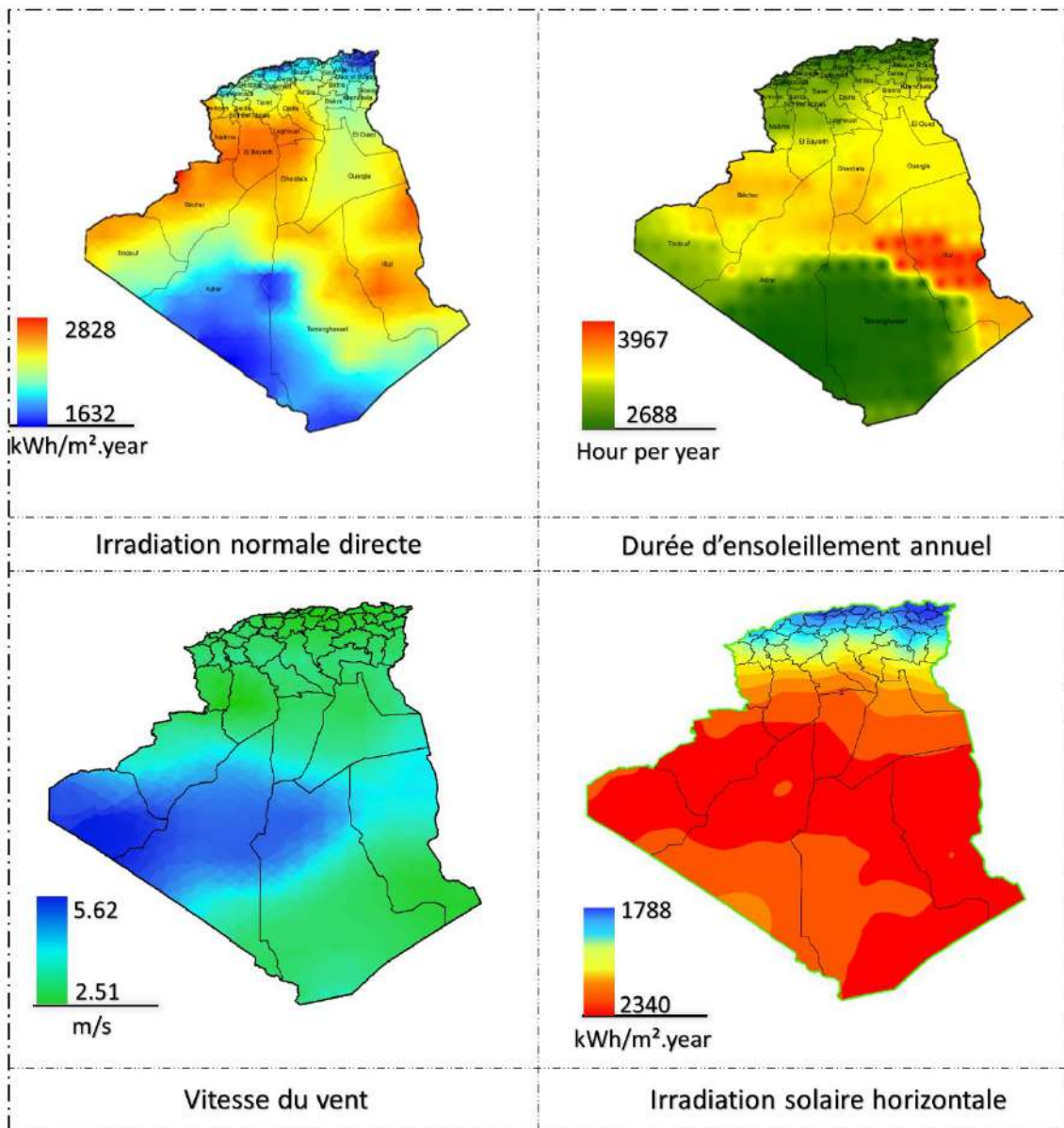


Figure 3-8 : Méthodologie pour la stratégie énergétique nationale.

### 3.8 Potentiel algérien des énergies renouvelables

Le potentiel d'énergie renouvelables Algérien des différentes sources sont présentés dans la Figure 3-9 tels que ; l'irradiation horizontale globale, l'irradiation normale directe, la vitesse du vent et l'ensoleillement.



**Figure 3-9 :** Potentiel théorique Algérien des énergies renouvelables

Comme le montre la Figure 3-9, un potentiel important de l'énergie solaire est disponible et diffère remarquablement en Algérie. L'énergie solaire totale annuelle sur un plan horizontal d'un mètre carré est d'environ 2 MWh sur la majeure partie du territoire national. De plus, il semble que les régions du sud soient plus prometteuses que d'autres pour l'exploitation des ressources solaires pour la production d'électricité. En particulier, Tamanrasset et Illizi ont un potentiel d'énergie solaire annuel élevé, qui correspond respectivement à 2,4 et 2,2 MWh / m<sup>2</sup>. La quantité minimale d'énergie solaire annuelle disponible atteinte sur la ligne côtière ainsi que dans certains sites de la région du nord ; notamment à Jijel, El-Taref et Blida, qui est d'environ 1,6 MWh/m<sup>2</sup>. selon les estimations, l'Algérie dispose d'un potentiel d'énergie solaire considérable sur



l'ensemble du territoire (Prävãlie et al. 2019). En particulier, le désert du Sahara au sud a reçu plus de 2500 kWh/m<sup>2</sup>.an d'irradiation directe, à l'exception de la partie sud-est de l'Adrar et des régions de Tamenghast comme on peut le voir sur la figure 8. La quantité minimale d'irradiation solaire directe annuelle est disponible dans certaines régions du nord ; en particulier El-Taref, Annaba et quelques autres régions du sud, qui varie entre 1 800 et 1 600 kWh/m<sup>2</sup>/an. La quantité d'irradiation solaire varie régionalement avec les saisons changeantes, et horaire en raison de la variation quotidienne de l'élévation du soleil. Sur la quasi-totalité du territoire national, une moyenne annuelle de plus de 2600 heures d'ensoleillement peut être comptabilisée, qui atteint environ 3900 heures dans la région du Sahara. Tous ces points évoqués ont fait de l'Algérie un bon candidat pour l'exploitation de l'énergie solaire.

Bien que les vitesses du vent soient, comme prévu, plus importantes sur la mer que sur la terre, la carte des vents montre que la vitesse moyenne du vent en Algérie dépasse 5 m/s dans le sud, sur la zone la plus venteuse limitée comme suit :26°-29°N, 1°W-5°E. De plus, le Sahara algérien est plus venteux que la partie nord du pays. Il est tout de même intéressant de noter que les vents dominants en Algérie sont principalement des vents d'est sur le Sahara et des vents d'ouest sur le nord de l'Algérie. La vitesse moyenne maximale du vent est de 5,3 m / s, avec un vent principalement Est-Nord-Est situé sur le site d'In Salah.

### **3.9 Estimation de la consommation d'énergie par la méthode des scénarios**

#### **3.9.1 Définition d'un scénario tendanciel**

Le terme « tendanciel » est l'équivalent français de la formule anglaise : « business as usual ». Selon l'AIE, un scénario énergétique tendanciel est défini ainsi : « Un scénario tendanciel est un scénario où la demande d'énergie évolue dans le futur conformément aux tendances du passé et où aucune politique nouvelle n'est adoptée ».

Un scénario tendanciel serait le scénario le plus probable si et seulement si aucun événement non prévu par lui ne se produisait et aucune nouvelle mesure influençant les consommations énergétiques n'était prise pendant les 20 ans à venir. Il n'en sera évidemment pas ainsi.

Il s'agit donc d'une approche analytique, cherchant à anticiper, à dire d'experts, les évolutions possibles des tendances passées à un niveau sectoriel fin et à les articuler dans un ensemble cohérent. Compte tenu du caractère très désagrégé de cette approche, elle est complétée par une phase de vérification que les indicateurs agrégés pertinents, telles les intensités de

consommation, évoluent bien en ligne avec leurs tendances passées ou que leurs infléchissements sont explicables par les hypothèses de base.

### 3.9.2 Proposition d'un scénario volontariste dans le système énergétique

Contrairement au scénario de tendancier, le scénario volontariste propose des mesures de gestion de l'énergie pour l'amélioration et l'efficacité dans la modélisation des différentes composantes du système énergétique, telles que l'investissement dans les énergies renouvelables, les normes d'efficacité énergétique, la limitation des émissions de gaz à effet de serre et autres coûts, les serres Les émissions de gaz et les autres variables de décision seront recalculées en fonction de la modification du système énergétique de référence pour relever le défi énergétique (Gouareh 2017).

### 3.9.3 Planification de scénarios et prévisions stratégiques

Une étude de prospective exploratoire conduite avec la méthode des scénarios comprend 4 étapes, chacune de ces phases est déclinée plus précisément dans les parties suivantes : Définition du problème, collecte des données, séparation des certitudes des incertitudes, élaboration de scénarios et utilisation des scénarios dans la planification comme monter dans la Figure 3-10.

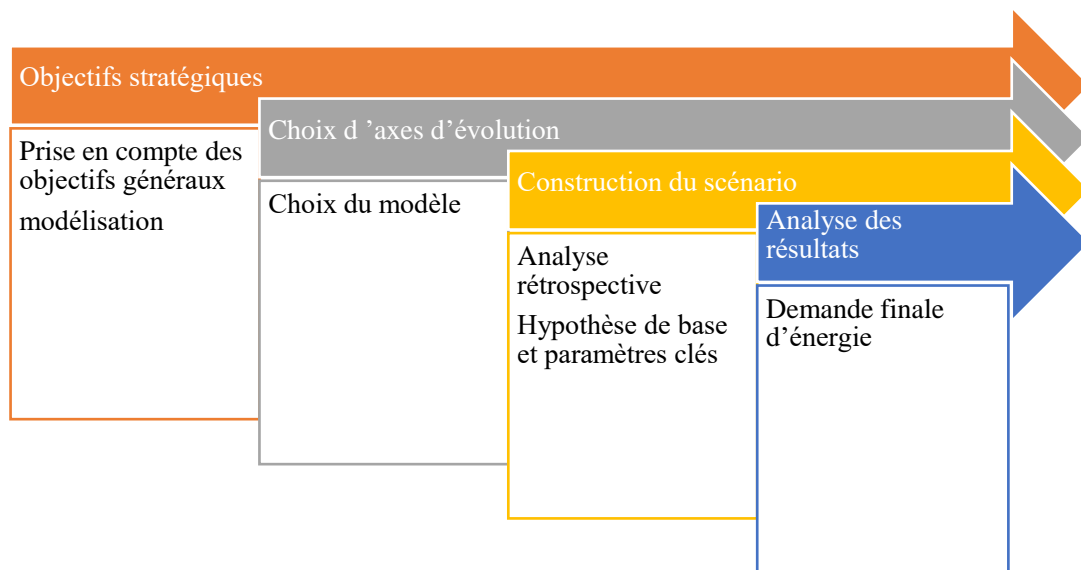


Figure 3-10 : étapes de construction d'un scénario

### 3.9.4 Démarche et objectif de modélisation

Quel que soit la méthode de modélisation, il est important d'examiner les éléments du processus de travail qui entourent la modélisation et la simulation :

- La définition ou la fixation de l'objectif de modélisation visé.

- Description des hypothèses de référence : caractéristiques macroéconomiques, population, PIB et de système énergétique.
- L'analyse rétrospective et la collecte des données nécessaire pour la modélisation.

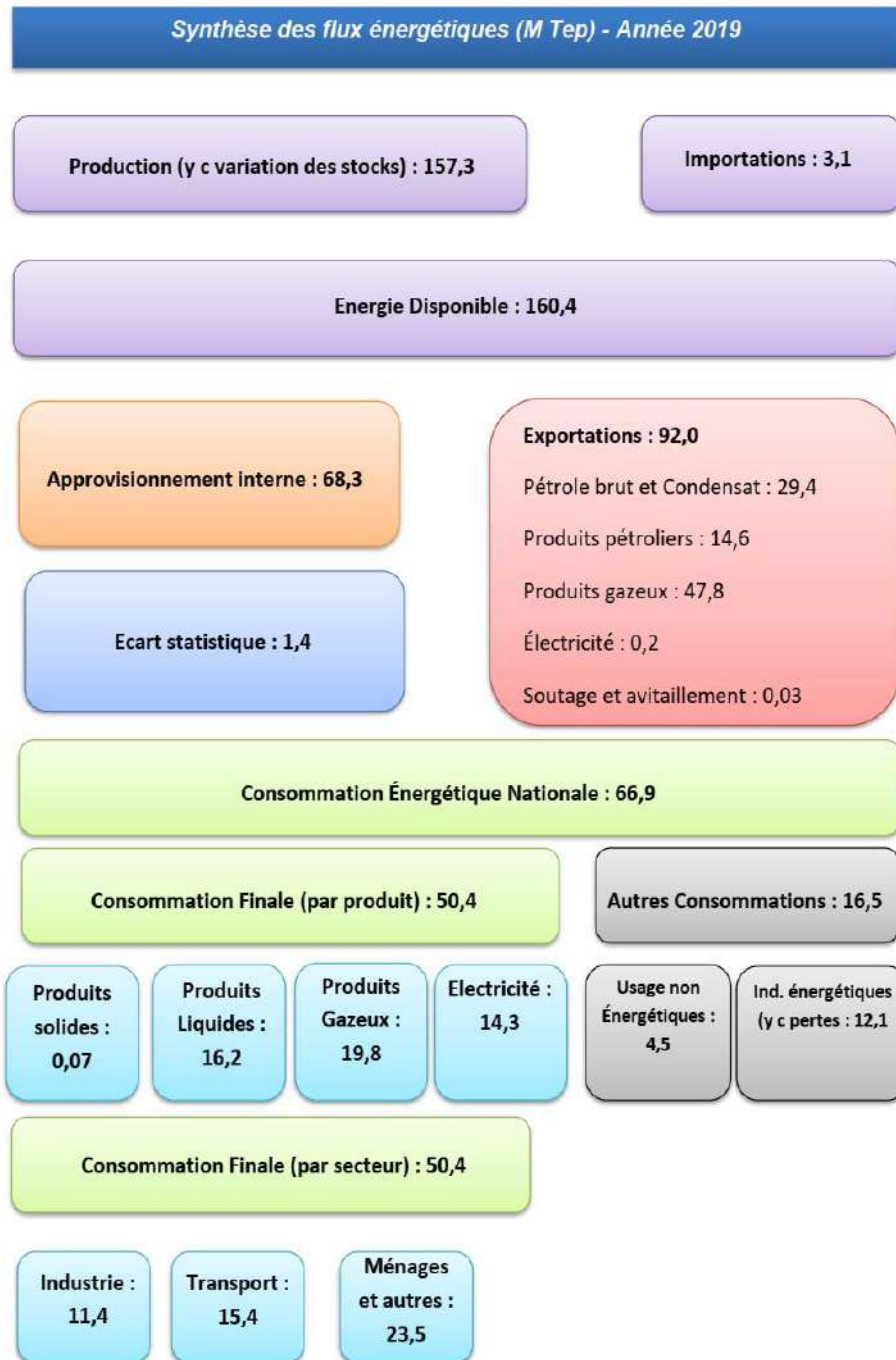
L'étude consiste à élaborer un scénario énergétique de référence pour l'Algérie, où l'objectif visé est d'explorer la demande énergétique à l'horizon 2050 basée sur la tendance actuelle. La Figure 3-10 résume les principales étapes de modalisation.

### **3.9.5 Construction de scénario énergétique de référence**

Le scénario de référence présenté et analysé dans ce chapitre fournit une image cohérente de l'évolution du système énergétique algérien à l'horizon 2050, basée sur un certain nombre d'hypothèses argumentées relatives au contexte démographique et économique (activité des secteurs, etc.) et sur les politiques et mesures en place concernant l'énergie, en supposant la poursuite des tendances actuelles. Dans ce cadre, le scénario de référence permet de pointer du doigt les problèmes à long terme concernant l'énergie et l'environnement et aide à identifier les actions à mettre en œuvre pour y apporter des solutions. Nous devons identifier et présenter en premier lieu un système énergétique de référence, ensuite nous effectuons une étude rétrospective de la demande énergétique par secteur et par matière

### **3.9.6 Système énergétique de référence**

Un système énergétique de référence est considéré comme des chaînes de transformations subies par des ressources primaires énergétiques dans le but de satisfaire différentes demandes finales de services. La chaîne énergétique est décrite de l'amont (production et offre énergétique) à l'aval (secteurs économiques utilisant l'énergie) en passant par tous les secteurs intermédiaires consommateur ou producteurs d'énergie (Gouareh 2017). En effet, le système énergétique algérien est considéré comme le flux d'énergie à partir de sources primaires (pétrole, gaz naturel, biomasse et renouvelable) par le biais de transformations (production d'électricité) à l'utilisation finale par différent secteur (transport, industrie et résidentiels, et d'autres secteurs) comme l'illustre la Figure 3-11 :



**Figure 3-11** : Synthèse des flux énergétique algérienne.

Les principaux déterminants et faits marquants des flux énergétiques de l'Algérie en 2019 se caractérisent comme suit :

La production commerciale d'énergie primaire a atteint 157,4 Millions de tonne équivalent pétrole (Tep), en baisse (-4,8%) par rapport aux réalisations de l'année 2018 ;

➤ L'énergie disponible, somme de la production, des importations et des stocks, a atteint 160,4 M Tep, en baisse de 3,7% par rapport à 2018 ;

- La consommation nationale totale d'énergie a connu une hausse (+3,0%) pour s'établir à 66,9 M Tep en 2019. Elle représente près de 43% de la production totale ;
- La consommation finale d'énergie a augmenté de (+4,6%) à 50,4 M Tep, tirée essentiellement par le gaz naturel (+6,1%), les GPL (+9,6%), les produits pétroliers (+4,1%) et l'électricité (+2,7%).
- La consommation finale des produits pétroliers (y compris GPL) s'est accrue de (+4,9%) en 2019 pour s'établir à 19 Mtep.

### 3.9.7 Analyse rétrospective et modélisation

#### 3.9.7.1 Demande d'énergie finale par secteur

Une analyse rétrospective sur les bilans énergétiques annuels, publié par l'état périodiquement, a été effectuée. Les données sont collectées sous l'effet d'une analyse verticale (par secteur) des bilans publiés entre 2001 et 2019. Ces données sont présentées dans le Tableau 3.3 suivant :

**Tableau 3.3** : Demande d'énergie finale par secteur et par produits en ktep entre 2010 et 2019

	Industrie	Transports	Ménages et autre	Total produits solides	Total produits liquides	Total produits gazeux	Électricité	Total
<b>2001</b>	4610	4797	9588	306	7225	5732	5732	17992
<b>2002</b>	4904	5312	10310	261	8030	6134	6100	20525
<b>2003</b>	5149	5963	11313	285	8896	6548	6696	22425
<b>2004</b>	5497	6019	12011	300	9110	7161	6957	23528
<b>2005</b>	5817	5845	12776	351	9101	7794	7192	24438
<b>2006</b>	6507	6035	13161	605	9486	7957	7655	25703
<b>2007</b>	6779	6450	14308	546	10372	8840	7779	27537
<b>2008</b>	7253	6903	15143	527	11517	8980	8275	29299
<b>2009</b>	7380	10264	13063	272	12318	9703	8414	30707
<b>2010</b>	8019	11216	12415	352	12272	10419	8607	31650
<b>2011</b>	7890	12370	13721	68	13548	11107	9258	33981
<b>2012</b>	7948	13372	15075	62	13999	12030	10304	36395
<b>2013</b>	8229	13889	16425	62	14792	12811	10878	38543
<b>2014</b>	8238	14551	16579	21	14989	13444	10914	39368
<b>2015</b>	8818	15495	18145	30	15975	14487	11966	42458
<b>2016</b>	9242	15057	18584	6	15527	14874	12476	42883
<b>2017</b>	9943	14895	19808	48	15338	15990	13270	44646
<b>2018</b>	10450	15281	22412	88	15517	18612	13926	48143
<b>2019</b>	11424	15405	23529	67	16153	19840	14298	50358

Ces évolutions sectorielles globales et de long terme cachent des évolutions contrastées tant pour les différents usages énergétiques au sein d'un même secteur ou pour les différentes branches industrielles durant la période de projection. C'est pourquoi une analyse rétrospective horizontale (par produit) sur les bilans énergétiques annuels, publié par l'état périodiquement entre 2001 et 2019, a été effectuée.

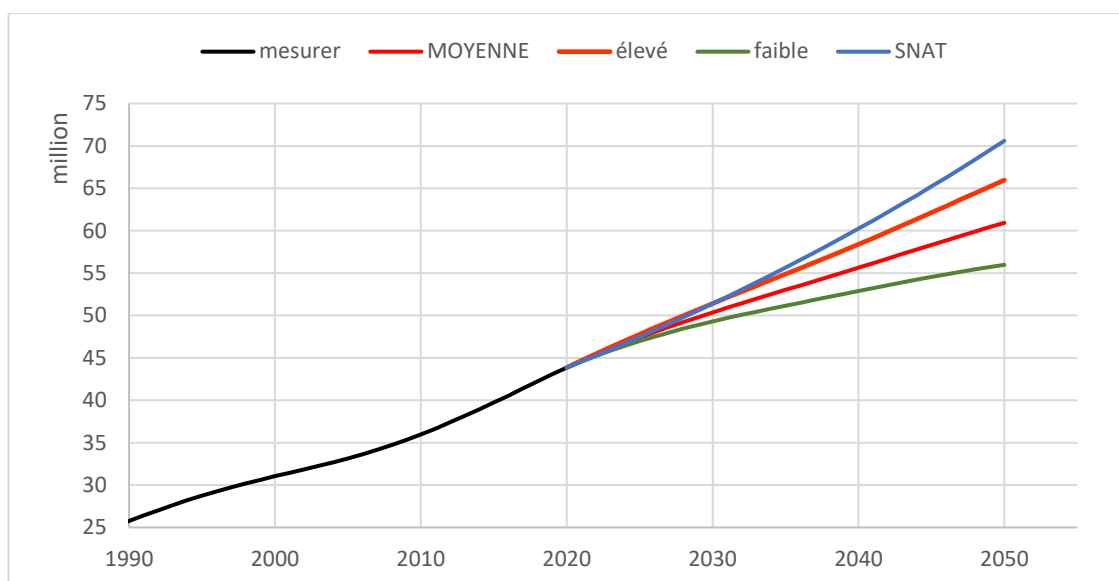
### **3.9.7.2 La demande d'énergie finale par produit**

La consommation d'énergie primaire est obtenue par sommation à l'entrée du système énergétique de toutes les formes d'énergie consommées pour les divers besoins de l'économie. Ces formes d'énergie sont essentiellement le pétrole, le gaz naturel et l'électricité. Tableau 3.3 présente la demande d'énergie finale par produit entre 2001 et 2019.

### **3.9.7.3 Principales hypothèses du scénario de référence**

Le scénario de référence s'appuie sur un ensemble d'hypothèses portant sur les variables exogènes du modèle. La consommation d'énergie continuera sa croissance dans les prochaines années du fait de l'augmentation de la population et de l'élévation du niveau de vie. Pour la prévision de la consommation énergétique, nous avons développé une étude.

Le schéma de référence est basé sur un ensemble d'hypothèses liées aux variables exogènes du modèle. Au fur et à mesure que la population augmente et que le niveau de vie s'améliore, la consommation d'énergie continuera d'augmenter au cours des prochaines années. Afin de prédire la consommation d'énergie, nous avons mené une étude. La croissance démographique est l'une des principales variables qui affectent l'évolution de la demande d'énergie à travers le développement économique à long terme. D'autre part, la population et le nombre de ménages sont l'un des facteurs qui affectent directement la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel, car ils affectent le nombre d'appareils électroménagers et la superficie totale des maisons qui seront éclairées et ajustées. (Chauffage ou refroidissement). Ainsi la population a une influence directe sur la consommation de services de transport et la taille du parc automobile. Dans ce contexte, nous supposons que la population continuera à croître sur sa tendance à long terme avec un TCAM de 1.6 %, 0.6%, 1.26% et 1.57% estimée par SNAT et trois scénarios des Nations Unies (faible, moyen, élevé) respectivement au cours de la période de projection. L'évolution du nombre de population selon le scénario tendanciel est présentée sur la Figure 3-12 :



**Figure 3-12** : Evolution du nombre de population selon différents scénarios à l'horizon 2050.

### 3.10 Prévision de la demande d'énergie

L'approche économétrique appréhende l'évolution de la demande d'énergie en fonction de l'extrapolation des tendances du passé. Son principe est d'établir une relation entre la consommation d'énergie (globale ou sectorielle, par forme d'énergie ou toutes formes confondues) et certains indicateurs macroéconomiques (PIB, revenu, ...).

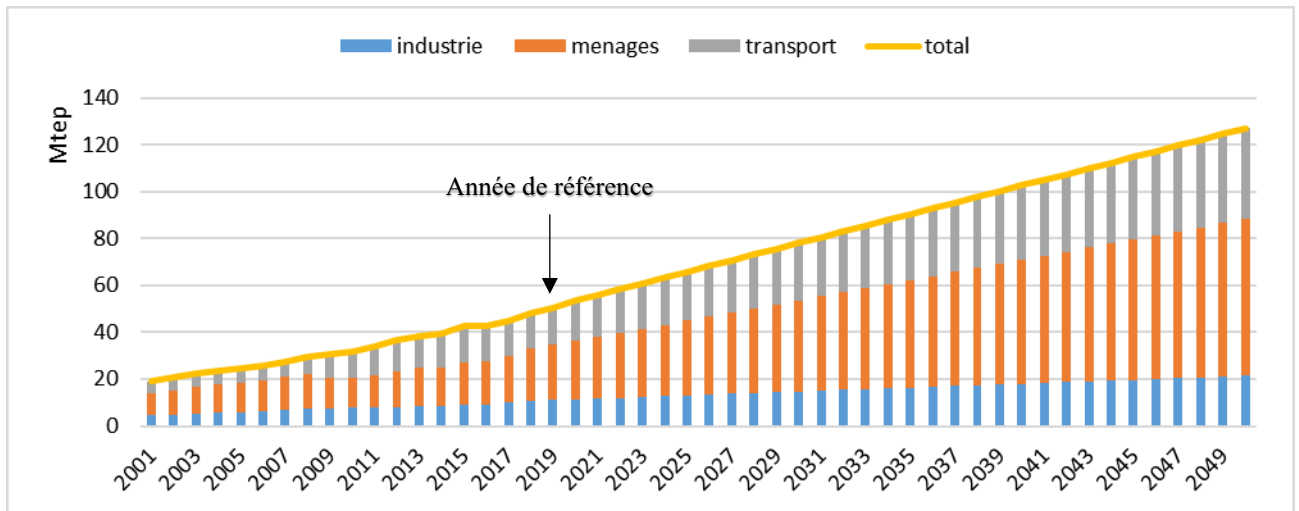
#### 3.10.1 Par secteur

Le **Tableau 3.4** résume les résultats obtenus de la demande d'énergie finale en ktep pour le scénario tendanciel de référence. Les demandes en énergie sont désagrégées en 3 grandes catégories de demande subdivisées en demandes de services énergétiques : Secteur d'industrie et BTP, secteur de transport et secteur de ménage et autres

**Tableau 3.4** : Prospective de la consommation énergétique par secteur en ktep.

Années	2001	2019	2050	TCAM % 2002-2019	TCAM % 2019-2050
Industrie et BTP	4 610	11 424	21 361	4,83	2,041
Transport	9 588	23 529	66 828	5,22	3,43
Ménage et autres	4 797	15 405	38 872	7,28	3,046
Total	18 995	50 358	127 061	5,50	3,035

La Figure 3-13 ci-dessus représente l'évolution de la demande finale d'énergie par secteur à l'horizon 2050.



**Figure 3-13** Evolution sectorielle de la demande finale d'énergie à l'horizon 2050.

A l'horizon 2050, la demande finale totale d'énergie de l'industrie, des transports, du secteur résidentiel et du secteur tertiaire serait de 252 % par rapport à 2019. Elle était 265 % en 2019 par rapport 2001.

Sur la figure ci-dessus (Figure 3-13), qui présente l'évolution sectorielle de la demande finale d'énergie dans le scénario de référence, on remarque que la croissance de la demande finale d'énergie sur la période de projection serait surtout pilotée par la croissance de la consommation d'énergie dans les secteurs de transports. Cette croissance serait de 3.43 % en moyenne par an (comparé à 3.035 % pour la demande finale totale d'énergie). Le taux de croissance de la consommation d'énergie dans l'industrie et le secteur de ménage et autres serait respectivement (2.041% et 3.046% par an).

En termes absolus, la consommation finale d'énergie augmenterait de 77,7 Mtep, passant de 50,3 Mtep en 2019 à 127 Mtep en 2050. A titre de comparaison, la demande finale d'énergie a augmenté de quelque 31,3 Mtep entre 2001 et 2019, soit un taux de croissance moyen de 5.5% par an.

### 3.10.2 Par matière

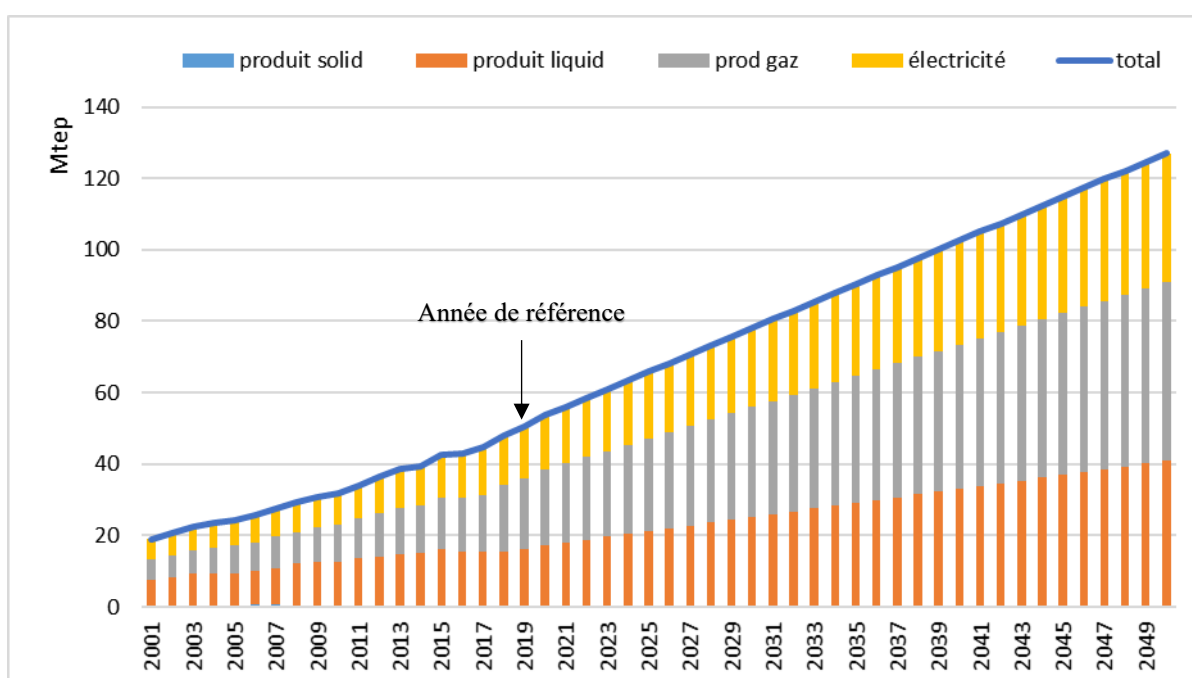
Le Tableau 3.5 résume les résultats obtenus de la demande d'énergie finale en ktep pour le scénario tendanciel de référence. Les demandes en énergie sont désagrégées par produit.



**Tableau 3.5** Prospective de la consommation énergétique par produit en ktep

Années	2001	2019	2050	TCAM % 2002-2019	TCAM % 2019-2050
Produits solides	306	67	169.05	-17.82	3.04
Produits gazeux	7 225	16 153	4 0756	4.41	3.03
Produits pétroliers	5 733	19 840	50 062	7.16	3.04
Électricité	5 732	14 298	36 072	5.25	3.03
Total	18 995	50 358	127 061	5.50	3.035

La figure ci-dessus représente l'évolution de la demande finale d'énergie par produit à l'horizon 2050.


**Figure 3-14** Evolution de la demande finale d'énergie par produit à l'horizon 2050.

- **Produits pétroliers :** Les produits pétroliers resteront la principale forme d'énergie dans tous les secteurs. Entre 2001 et 2019, la demande finale de produits pétroliers a augmenté de 7.16% par an en moyenne. Au cours de la période de prévision, il était de 3.04%. Le principal moteur de l'évolution de la demande de produits pétroliers et son rôle de premier plan dans la demande totale d'énergie finale sont encore plus importants que le secteur des transports.

- **Gaz naturel :** Ainsi, au cours de la période 2001-2019, la demande finale de gaz naturel augmentera de 4.41% annuellement en moyenne, et elle augmentera de 3.04% pendant la période 2019-2050. La consommation d'énergie finale augmentera de 5.73 Mtep en 2001, passant de 19,84 Mtep en 2019 à 50 Mtep en 2050.

▪ **Electricité** : L'électricité deviendra l'une des formes d'énergie à forte croissance. Le taux de croissance de la demande finale totale d'électricité entre (2001-2019) était de 5.25% par an et (2019-2050) était de 3.03%. La consommation d'énergie finale augmentera de 5,73 Mtep en 2001 contre 14.298 Mtep en 2019 et atteindra 36.072 Mtep d'ici 2050.

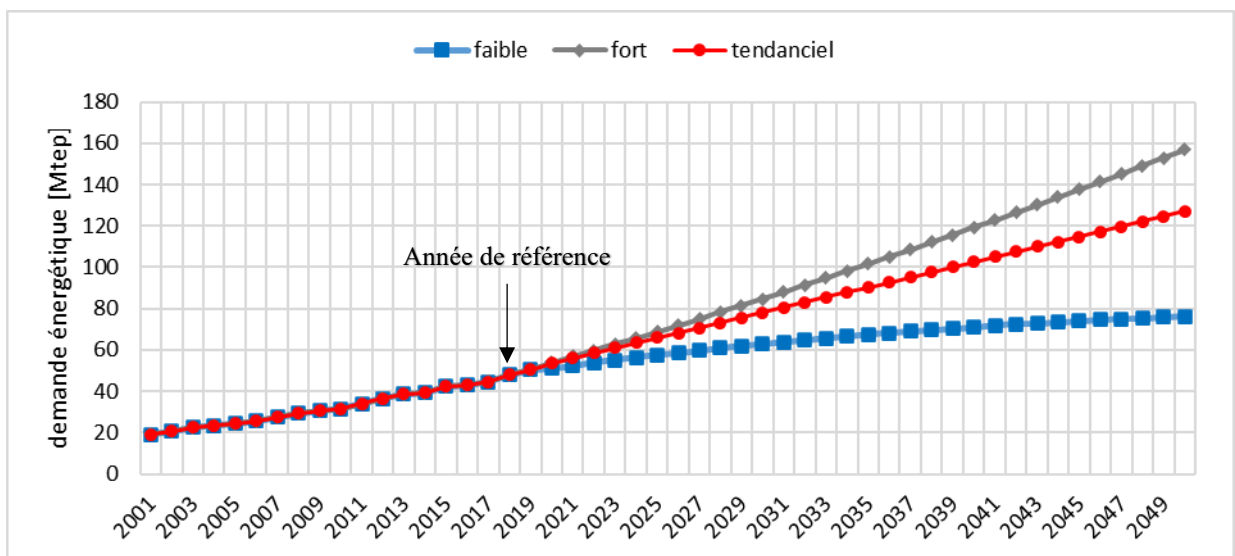
### 3.11 Scénario de référence faible et fort

Deux scénarios (faible et fort) ont été élaborés, **Tableau 3.6** résume le taux de croissance de deux scénarios :

**Tableau 3.6** Taux de croissance annuel moyen de la consommation nationale d'énergie finale selon les trois scénarios

Scénarios	Fort	Tendanciel	Faible
TCAM (2019-2050) %	3,73	2,75	1,34

Sur cette base, Figure 3-15 présente l'évolution de la demande énergétique finale sur la période 2019-2050 dans le cas de trois scénarios. Les simulations ont permis ainsi d'estimer la consommation énergétique prévisible aux différents horizons, pour les trois scénarios définis précédemment, comme indiqué par la suivante.



**Figure 3-15** Scénarios de l'évolution de la demande énergétique à l'horizon 2050 (Mtep).

Pour le scénario de tendance de référence, la demande énergétique en 2050 est d'environ 116 Mtep. Dans ce cas, la croissance moyenne de la demande au cours de la période 2019-2050 sera d'environ 2.75% par an. Pour un scénario de tendance forte, si le taux de croissance est égal à 3.73%, la demande d'énergie atteindra 156 Mtep d'ici 2050. De plus, à un taux de croissance

plus faible, la demande d'énergie dans le scénario sera plus faible. La tendance faible est égale à 76 Mtep.

### **3.12 Méthodologie d'aide à la décision pour la planification locale de l'énergie durable**

Après avoir données une caractérisation du scénario tendanciel (BAU business as usual scenario) dont l'augmentation de la demande conduit aux défis de réchauffement climatique et à des problématiques d'épuisement des énergies fossiles. La mise en place d'un scénario volontariste qui focalise sur le concept de développement durable et se base essentiellement sur l'intégration des sources renouvelables dans le mix énergétique est nécessaire. Cela constitue un facteur stratégique pour le développement économique et social au future vue la transition du marché énergétique accéléré dans les pays développés. Cette démarche constitue une aide précieuse à la décision et présente des techniques et des instruments indispensables d'aide à l'élaboration des politiques énergétiques, dans une vision de réduire les incertitudes sur l'évolution du système énergétique (ressources et besoins) et éclairer aux décideurs les stratégies les mieux adaptées aux conditions socio-économiques et technologiques du pays .Nous essayerons d'élaborer un scénario de volontariste que sera évalué par rapport au scénario de référence. Le scénario volontariste du mix énergétique pour la production d'électricité en Algérie d'origine renouvelable.

Ce scénario portant sur le mix énergétique pour la production d'électricité en Algérie sur la

- Analyse du développement du marché énergétique régional et international.
- Analyse de la demande électrique Algérienne.
- Analyse des différentes technologies renouvelables de production d'électricité.
- Analyse du secteur électrique Algérien (réseau électrique,).

Les décideurs typiques impliqués dans la planification du secteur électrique comprennent les ministères de l'énergie, les services publics, les opérateurs de réseau et les régulateurs. Il y a plusieurs questions que ces décideurs devraient y avoir en compte, par exemple :

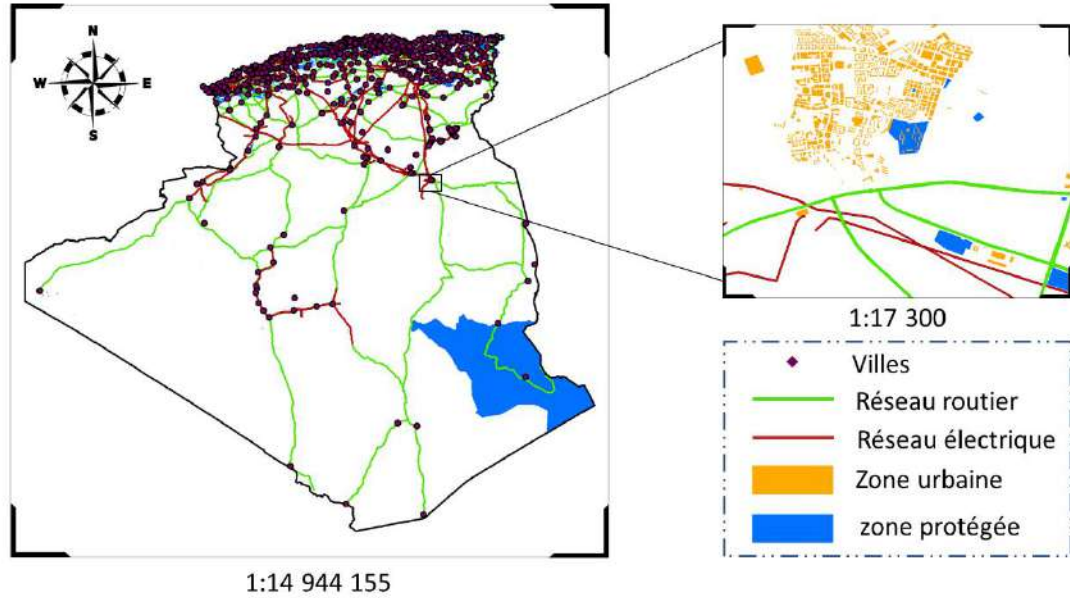
- Quels types de ressources énergétiques renouvelables sont disponibles et quelles sont leurs qualités de ressources relatives ?
- Quels sont les besoins énergétiques actuels et futurs d'une région ?
- Quelles sont les principales contraintes topographiques, environnementales et d'utilisation des sols qui informeront le développement des énergies renouvelables ?

Pour avoir une réponse à ces questions, il faut développer un potentiel technique d'énergies renouvelables qui fournit une limite supérieure de déploiement des énergies renouvelables au sein d'une région ou d'un pays.

Afin de choisir l'emplacement le plus approprié pour installer un projet d'énergie renouvelable (Photovoltaïque/ CSP), de nombreux paramètres techniques, économiques et écologiques doivent être pris en compte. Sur la base d'une revue complète de la littérature et d'études de cas sur la sélection de sites de centrales solaires, ainsi que d'avis d'experts dans le domaine de la planification énergétique, certains critères ont été déterminés pour évaluer la sélection éventuelle de sites de projets PV / CSP en Algérie. Les deux principaux groupes de critères utilisés sont définis, y compris les contraintes et les ensembles d'évaluation, comme le montre la **Figure 3-19**. Le premier groupe contient toutes les données ou couches considérées comme des zones restreintes où est placé le projet CSP. Ces zones sont des sites protégés et des zones de pente exclues (toutes les zones exclues) (**Figure 3-16**). D'autre part, l'ensemble d'évaluation contient tous les paramètres qui affectent le placement des éléments du CSP (c'est-à-dire la proximité des grilles, des routes, etc.).

### **3.12.1 Ensembles de contraintes**

Sur la base de nombreuses études dans la littérature qui se concentrent sur le choix du site approprié dans différents domaines de la planification énergétique, les critères de contrainte pour le placement des projets renouvelables sont présentés par toutes les zones exclues (voir **Figure 3-16**), dans lesquelles aucune possibilité n'existe pour l'installation d'une centrale renouvelable. Celles-ci incluent des zones telles que les lignes de transmission, les routes, les zones protégées de l'environnement, les villes, ainsi que leur tampon autour de ces zones (Messaoudi et al. 2020).



**Figure 3-16** Les zones de contraintes (zones exclues).

En outre, les zones qui présentent une limitation technique quant aux zones ayant des terrains à plus forte pente (> 5% pour le CSP et 15% pour le PV), et les zones éloignées qui ont une distance de plus de 50 km aux lignes électriques et aux routes ont également été éliminées à partir de la carte du potentiel solaire. Le tableau 1 donne un aperçu des zones exclues, de leur zone tampon et des distances maximales. Là où les données ont été recueillies par consultation, les sites Web officiels des agences gouvernementales et d'autres sources, y compris certains articles connexes sur la littérature et les ensembles de données ouverts.

**Tableau 3.7** Zones restrictives

Les couches terrestres (terrain inapproprié)	Distance tampon [m]	Distance maximale ou distance euclidienne [m]	Références	Source de données
Les aires protégées et l'utilisation des terres	2 000 m	50 000	(Anwarzai and Nagasaka 2017; Al Garni and Awasthi 2017; Gašparović and Gašparović 2019; Giamalaki and Tsoutsos 2019)	Open street map (OSM 2018) *
Zone urbaine (villes)	2000 m	50 000	(Anwarzai and Nagasaka 2017; Al Garni and Awasthi 2017; Gašparović and Gašparović 2019; Giamalaki and Tsoutsos 2019)	Open street map (OSM 2018)*
Pente de terrain	-	CSP: > 5% PV: > 10%	(Djebbar et al. 2014; Gherboudj and Ghedira 2016; Mohammadi and Khorasanizadeh 2019; Tlhalerwa and Mulalu 2019)	Earth Explorer (USGS 2018)*

Les routes	500 m	50 000	(Doorga et al. 2018; Al Garni and Awasthi 2017; Ghasemi et al. 2019; Uyan 2013)	Open street map (Algerian Ministry of Public works 2019; OSM 2018)*
Les lignes électriques	500 m	50 000	(Doorga et al. 2018; Al Garni and Awasthi 2017; Ghasemi et al. 2019; Uyan 2013)	Minister of Energy (Algerian Ministry of Energy 2018c)*

\* données avec traitement propre.

### 3.12.2 Critère d'évaluation

Les critères d'évaluation ont été choisis pour cette étude sur la base des revues précédentes d'études issues de la littérature (Baumann et al. 2019; Hafeznia et al. 2017; Kumar et al. 2017; Shao et al. 2020; Simsek et al. 2018), ainsi que nos propres objectifs. Dans cette section, les critères considérés comme des facteurs influents et conditionnels sur l'emplacement optimal des systèmes d'énergie renouvelable sont discutés et les étapes de préparation de chaque critère pour être des couches de décision SIG sont données.

#### 3.12.2.1 Cartes d'irradiation solaire :

Les facteurs climatiques, principalement l'irradiance solaire et la température moyenne, sont les paramètres importants pour l'installation d'une centrale solaire (Ghasemi et al. 2019). En particulier, l'irradiation solaire est le facteur le plus fondamental qui influence le potentiel de production d'électricité et les avantages économiques des systèmes d'énergie solaire. Un rayonnement solaire plus élevé implique un plus grand potentiel de production d'électricité et une plus grande faisabilité économique. Pour les technologies PV, l'irradiance horizontale globale (GHI), la quantité totale de rayonnement solaire reçu sur la surface horizontale au sol, est la principale ressource. GHI comprend à la fois l'irradiance horizontale diffuse (DHI) et l'irradiance normale directe (DNI) (Gherboudj and Ghedira 2016; Giamalaki and Tsoutsos 2019). Cependant, seule cette dernière est la principale ressource pour les technologies CSP

Dans le cas du CSP; Selon la littérature, (Aly et al. 2017; Belgasim et al. 2018; Bishoyi and Sudhakar 2017; Deshmukh et al. 2019; Tlhalerwa and Mulalu 2019), la centrale solaire peut techniquement fonctionner à des niveaux aussi bas que 1800 kWh / m<sup>2</sup>.an. Alors que le seuil généralement accepté pour les projets commerciaux CSP est > 2000 kWh/m<sup>2</sup>/an ou au-dessus de 6 kWh / m<sup>2</sup>.jour (Aqachmar et al. 2019; Dawson and Schlyter 2012; Islam et al. 2018; Malagueta et al. 2014). Dans cette étude, il est important de mentionner qu'une condition d'exclusion a été imposée au DNI, où toutes les zones ayant une valeur de DNI égale ou inférieure à 1800 kWh /

m<sup>2</sup>.an sont exclues et un niveau détaillé de DNI élevé sera discuté ainsi que les sites candidats pour la mise en œuvre des usines de projets CSP seront recommandés dans les résultats.

### 3.12.2.2 Durée d'ensoleillement :

En plus de DNI et GHI, les heures annuelles d'ensoleillement représentent un facteur essentiel pour tenir compte des ressources et de l'énergie solaire accessible dans les sites potentiels des projets de CSP. Les heures d'ensoleillement varient en fonction de la latitude et de la nébulosité diurne (Singh Doorga et al. 2019). Il détermine l'exposition du système CSP aux rayons solaires, il aurait donc une influence sur le caractère des performances opérationnelles de la centrale et la quantité d'énergie électrique produite. Les systèmes technologiques CSP sont appropriés pour les zones où le nombre de jours ensoleillés dans l'année est élevé. (Ghasemi et al. 2019). L'Algérie est un grand pays avec des différences assez importantes de climat et de topographie dans lequel les ressources solaires sont également abondantes avec un ensoleillement moyen de plus de 3154 heures par an.

### 3.12.2.3 Développement de cartes solaire irradiance et durée d'ensoleillement

Dans la littérature, il existe différentes méthodologies utilisées pour cartographier l'irradiation solaire, certaines études intègrent l'extension de rayonnement solaire de zone de la boîte à outils ArcGIS Spatial Analyst (Al Garni and Awasthi 2017; Giamalaki and Tsoutsos 2019), tandis que d'autres ont utilisé des méthodes géostatistiques, telles que la pondération de distance inverse (IDW) et l'interpolation de krigeage où les données requises ont été déterminées à partir de différentes sources. Tels que les stations de mesure météorologique (Ghedamsi et al. 2016), mesures par satellite (Solar Med Atlas) (Rahmouni et al. 2017), PVGIS et autres.

### 3.12.2.4 Méthode d'interpolation « IDW »

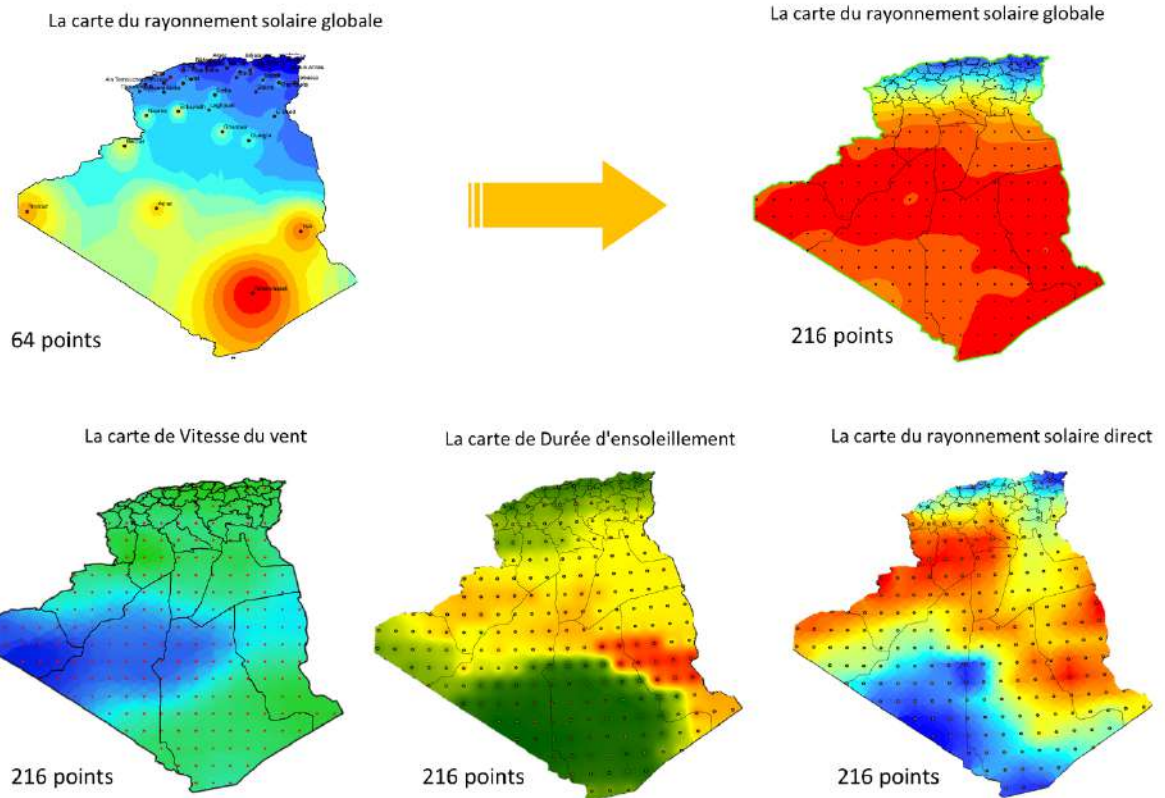
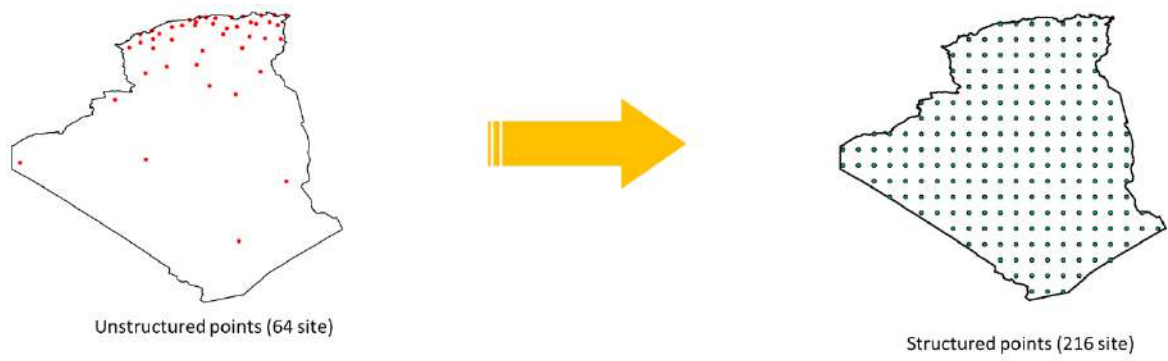
La méthode « Inverse Distance Weighting » (IDW) est largement utilisée dans le développement de cartes basées sur une technique d'interpolation (Firozjaei et al. 2019). L'interpolation de pondération par l'inverse de la distance (IDW) détermine les valeurs de cellule via la combinaison pondérée de manière linéaire d'un ensemble de points d'échantillonnage. La pondération est une fonction d'inverse de la distance. La surface qui est interpolée doit être celle d'une variable dépendante de l'emplacement. La valeur de point estimée est donnée en Eq. (3-8).

$$Z_e = \frac{\sum_{i=1}^n Z_{k,i} * d_i^{-p}}{\sum_{i=1}^n d_i^{-p}} \quad \text{Équation (3-8)}$$

Ou,  $Z_e$  est le point estimé, et  $Z_{k,i}$  sont des valeurs connues de  $n$  points considérés dans l'interpolation,  $d_i$  est la distance entre le point  $i$  (valeur connue) et la valeur estimée du point,  $p$  est la puissance de pondération (par défaut  $p = 2$ ) est le paramètre de puissance qui définit le taux de réduction de poids avec distance (Singh Doorga et al. 2019). Dans cette étude, les cartes d'irradiance normale directe (DNI) et d'irradiance horizontale globale (GHI) ( $\text{kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{An}$ ) et de durée d'ensoleillement (heures) (Figure 3-17) sont développées en utilisant l'IDW combiné avec la procédure de quadrillage en appliquant plus de 210 points (sites) de mesures régulièrement distribués sur le territoire Algérien.

Comme détaillé sur la Figure 3-17, la procédure de maillage utilise un algorithme MATLAB développé dans cette étude pour mailler la zone située entre 37,09 - 18,96 N de latitude et -8,67 W -11,98E de longitude avec 440 points de grille (en couleur rouge voir Figure 3-17) régulièrement distribués. Puis, basé sur le masque Algérie, un outil d'extraction disponible dans ArcGIS a été utilisé pour éliminer tous les points situés hors des frontières algériennes. Les résultats donnent exactement 216 points de grille régulièrement répartis à l'intérieur du territoire algérien. Pour chaque site, la valeur horaire du DNI a été extraite pour 8760 valeurs à l'aide de la base de données meteonorm (moyennée sur les années 1996-2015 pour les données d'irradiation), puis préparée dans une feuille Excel contenant (longitude, latitude mesure DNI et durée d'ensoleillement) à saisir comme xy dans ArcGIS. Le processus d'interpolation utilisant la technique IDW a été utilisé pour générer les cartes DNI et de durée d'ensoleillement de l'Algérie à haute résolution, où la taille de la cellule de sortie du jeu de données raster est ( $92\text{m} \times 92\text{m}$ ), et équivaut à plus de 271 millions de pixels qui présentent des données significatives pour cette application.





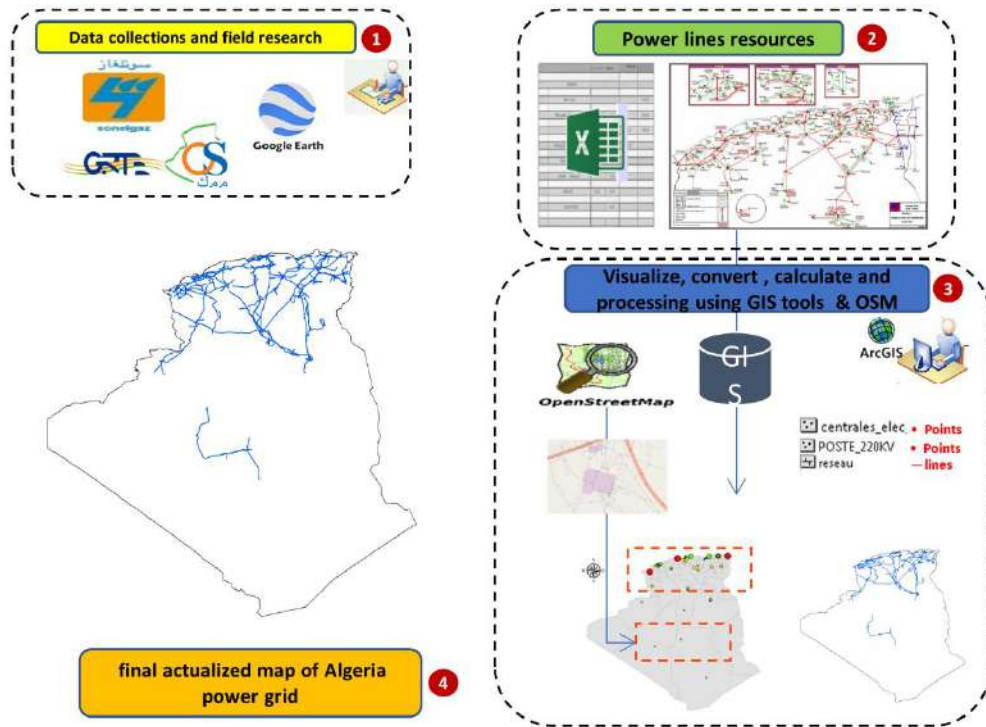
**Figure 3-17** Développement de bases de données.

### 3.12.2.5 Proximité du réseau électrique :

L'accès au réseau électrique existant est également crucial pour les systèmes d'énergie solaire à grande échelle connectés au réseau. La proximité du système de transport existant peut non seulement réduire le coût en capital du projet, mais aussi minimiser la perte de puissance dans le transport (Balgouthi et al. 2016; Benasla et al. 2019; Mohammadi and Khorasanizadeh 2019).

Dans la littérature, la limite supérieure la plus fréquemment adoptée comme classe la plus élevée est de 1 km de distance des lignes de distribution existantes (Alami Merrouni et al. 2018a; Giamalaki and Tsoutsos 2019; Yushchenko et al. 2018), mais il n'y a pas de norme définitive quant à la proximité du réseau électrique d'un projet renouvelable (Palmer et al. 2019). Certaines études ont considéré une distance de 10 km (Azouzoute et al. 2020; Giamalaki and Tsoutsos 2019; Uyan 2013) et 30 km (Yushchenko et al. 2018) comme classe inadaptée. mais pour un pays de très grande superficie comme l'Arabie saoudite (Al Garni and Awasthi 2017), Algérie, cette borne serait prolongée. Dans cette étude, une distance maximale de 50 km est considérée, où le score d'aptitude le plus élevé correspond à la proximité du réseau électrique.

Comme mentionné ci-dessus, il n'y a pas de carte numérisée disponible pour le partage public à utiliser dans le processus d'analyse. Pour cette raison, la couche des lignes de transport d'électricité a été fournie par les auteurs sur la base des différences de sources de données telles que Sonelgaz et ses filiales, GRTE et CS qui ne présentent que des cartes schématiques sans données géoréférencées. (Figure 3-18) et Open Street Map (OSM) sources cartographiques en ligne. La numérisation des lignes de transmission du réseau électrique algérien a été réalisée avec une grande précision d'échelle (1:1800) à l'aide du logiciel ArcGIS et des sources de visualisation OSM. La Figure 3-18 montre la carte finale actualisée du réseau électrique de l'Algérie comme critère de décision.



**Figure 3-18** développement de la carte du réseau électrique Algérien.

### 3.12.2.6 Distance des réseaux routiers

La proximité des routes réduit le coût supplémentaire de la construction des infrastructures et les dommages environnementaux qui en résultent. En fait, les routes sont nécessaires à l'exploitation et à l'entretien et peuvent refléter l'idée des coûts de construction. Afin de faciliter la construction et la réparation, les emplacements plus proches des routes existantes ont été jugés plus appropriés. En règle générale, les emplacements qui sont plus proches des routes principales existantes sont préférés à ceux qui sont éloignés du réseau routier principal existant. (Alami Merrouni et al. 2018a; Aly et al. 2017; Ghasemi et al. 2019; Giamalaki and Tsoutsos 2019; Schlecht and Meyer 2012; Singh Doorga et al. 2019; Tlhalerwa and Mulalu 2019; Uyan 2013).

Dans notre étude, nous considérons uniquement les routes nationales. Il est nécessaire de minimiser la distance par rapport au réseau routier existant pour installer une centrale solaire avec une limite de 500 m comme zone tampon des routes et une distance maximale de 50 km est considérée (Tableau 3.7). Où le plus proche est préférable (Figure 3-19). La carte numérisée du réseau routier de l'Algérie a été développée, où les données sont collectées à partir de la base de données Open-Street-Map, vérifiées et mises à jour à l'aide de la visualisation Google Earth Pro. Puis validé par rapport à la carte la plus récente des routes nationales du ministère des Travaux publics disponible sur son site officiel (Algerian Ministry of Public works 2019).

### 3.12.2.7 Pente :

En général, il est très favorable de construire des centrales solaires à grande échelle sur un terrain plat. Les centrales solaires sont considérablement affectées par l'élévation du terrain. La construction de parcs solaires sur des pentes plus élevées augmente les coûts des projets. (Mohammadi and Khorasanizadeh 2019).

Dans cette recherche, la couche de pente du terrain a été générée en utilisant la boîte à outils "Slope" dans un logiciel SIG basé sur le modèle numérique d'élévation (DEM) de l'Algérie en entrée, avec une résolution spatiale de 92x92 m<sup>2</sup> la pente du terrain algérien obtenue en pourcentage [%] comme indiqué sur la Figure 3-19.

### 3.12.2.8 Distance de la zone urbaine (villes) et utilisation du sol :

Les exigences en matière d'utilisation des terres sont aujourd'hui un aspect important car les technologies des énergies renouvelables peuvent consommer des terres fertiles ou affecter la biodiversité. Dans la sélection du site des fermes solaires, l'utilisation des terres est considérée comme un facteur environnemental. C'est également l'un des facteurs les plus décisifs de l'investissement énergétique. Au cours de cette classification des sites appropriés, l'utilisation des terres a été classée comme terres agricoles ou stériles. Il est recommandé que le solaire soit installé dans une zone stérile plutôt que dans des zones agricoles ou fertiles (Ghani et al. 2015; Giamalaki and Tsoutsos 2019; Linard et al. 2013). D'autre part, puisque la centrale a besoin de travailleurs dans ses phases d'exploitation (life cycle of the plant), une distance entre les centrales électriques et les zones résidentielles doit être suffisamment proche (Alami Merrouni et al. 2018a; Al Garni and Awasthi 2017). Un ensemble de facteurs et de variables spatiales contrôlent la probabilité d'expansion des terres urbaines. de nombreuses études utilisant une analyse spatio-temporelle et des calculs raster ont été utilisées pour fournir un scénario des modèles de croissance urbaine qui est très utile pour la prise de décision (Fu et al. 2019). Une zone tampon de 2000m des villes est considérée dans la vision des futures tendances spatiales de l'extension urbaine des villes tirées par les facteurs de croissance démographique et une distance maximale de 50 km de la zone résidentielle est considérée comme une limitation pour assurer l'accessibilité des travailleurs. La distance euclidienne disponible en tant qu'outil dans le SIG est utilisée pour générer une base de données raster de distance en ligne droite, où la proximité des villes prend la meilleure classe. Tous les critères ci-dessus ont été développés sous forme de données matricielles grâce au traitement SIG avec une haute résolution de (92 x 92 m) et présentés comme un coup (Figure 3-19).

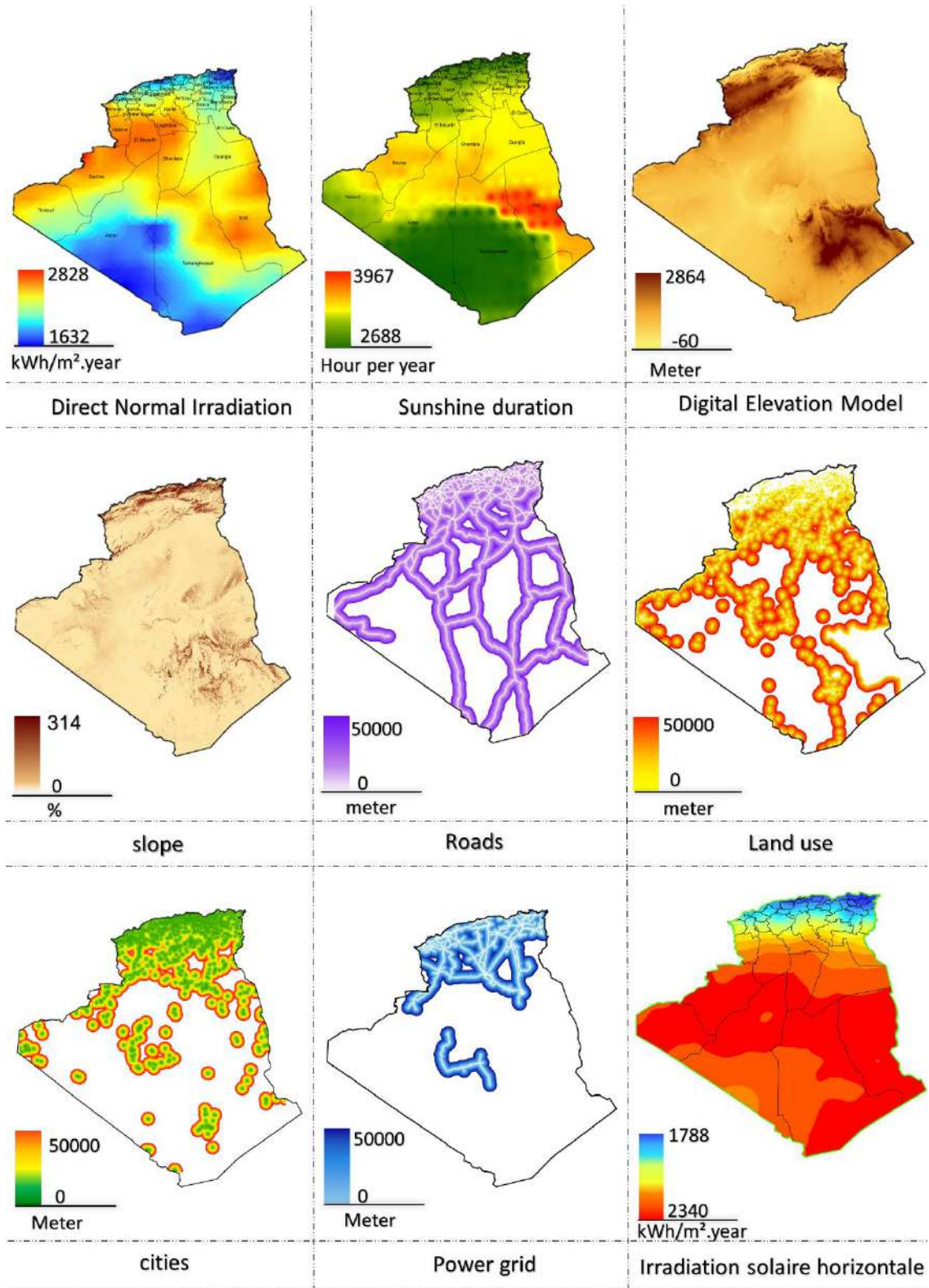


Figure 3-19 Cartes raster de tous les critères d'évaluation

### 3.12.3 Standardisation de la base des données

En utilisant le processus de reclassement qui peut être utilisé comme outil dans la boîte à outils ArcGIS (*reclassify tool box*), basé sur la méthode de classification à intervalles égaux, différentes couches sont normalisées dans une plage d'échelle commune de 1 à 5. Cette méthode divise la valeur des données en plages de tailles égales. Contrairement au quantile, la classification du repos naturel (Singh Doorga et al. 2019), où le nombre d'enregistrements entrant dans chaque catégorie sera différent. L'utilisation de la classification à intervalles égaux met l'accent sur la quantité d'une valeur d'attribut par rapport à d'autres valeurs (Esri 2020).

### 3.13 Conclusion

Ce chapitre a présenté la méthodologie d'aide à la décision pour la planification locale de l'énergie durable. La méthodologie regroupe plusieurs méthodes et théories modélisation énergétique, cartographie cognitive et causale, réflexion axée sur la valeur, table de génération de stratégie, conférence de décision, théorie de la valeur multi-attribut et ADMC résultant en une nouvelle approche sociotechnique de la planification énergétique qui permet la génération et évaluation de plusieurs voies alternatives en termes d'objectifs stratégiques de planification énergétique durable locale

# Chapitre 4: Actions d'intégration des sources renouvelable dans le système énergétique national



## 4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons quelques résultats des méthodologies utilisées dans la planification énergétique. Comme mentionné dans le chapitre précédent, le potentiel technique peut aider les décideurs à définir le futur mix énergétique. Ainsi, nous développons une méthodologie pour évaluer le potentiel technique solaire des technologies CSP et PV et nous présentons l'estimation du potentiel d'énergie électrique. En outre, une application de la méthodologie détaillée pour trouver l'emplacement optimal pour l'injection centrale photovoltaïque dans le réseau de distribution ; basé sur la combinaison du SIG-ADMC et de la modélisation par la méthode BFS sera présentée. Enfin, dans le secteur des transports, la route solaire est proposée comme solution future.

## 4.2 Évaluation du potentiel technique et sélection des sites appropriés des centrales électriques « photovoltaïques »

La méthodologie proposée Figure 3-8 a été appliquée à cette étude de cas d'un système de centrale solaire à grande échelle connecté au réseau utilisant un SIG et une technique ADMC. Pour ce faire, une combinaison de la technique ADMC et d'un outil SIG a été utilisée. Le Tableau-A 1 (annexe) montre que la matrice de comparaison par paires est calculée en utilisant le scénario AHP.

Comme mentionné dans le chapitre précédent, d'après la littérature et après discussions avec des experts du secteur de l'énergie (Sonelgaz and URAER, Ghardaïa), et université (Laboratoire VPRS et Département de génie mécanique de l'UKMO) sont sélectionnés parce qu'ils ont une richesse de connaissances sur les questions SIG-ADMC et leurs articles publiés dans le domaine. On évalue les données fournis par les experts pour construire par la suite les pondérations des critères. Le test de cohérence présente de bons résultats, quand les résultats de comparaisons par paires obtenus dans cette étude donnent un CR <10%, en l'occurrence, dans cette étude le CR est égal à 3,5%.

Le calcul du poids des sous-critères pour différents scénarios est présenté dans le Tableau 4.1 . Les poids ont été calculés selon la méthode AHP pour différents aspects. Les calculs donnent un poids de 35% pour le GHI, 25% à la distance du réseau électrique, 13% pour la distance aux grands axes routiers, 10% pour la distance aux villes, 07% à la distance à l'utilisation du sol, 06% pour la pente et 04% pour le type de sol.



**Tableau 4.1** Critères et poids utilisés pour l'évaluation du potentiel de production d'énergie solaire du photovoltaïque connecté au réseau.

Critères	Sous-critères	AHP	Économique	P. Égaux
Technique	Irradiation horizontale globale (IHG) [kWh/m <sup>2</sup> .an]	35 %	0 %	14.29 %
Orographie	Pente de terre [%]	06 %	25 %	14.29 %
	Propriétés du sol	04 %	0 %	14.29 %
Economique	Distance des routes principales (km)	13 %	25 %	14.29 %
	Distance à le réseau électrique (km)	25 %	25 %	14.29 %
	Distance des villes (km)	10 %	25 %	14.29 %
Utilisation du sol	Utilisation des terres (km)	07 %	0 %	14.29 %

#### 4.2.1 Impact de la résolution de raster de données sur les zones appropriées

De nombreuses études dans la littérature utilisent une base de données d'un raster de résolution de 1 km (Alami Merrouni et al. 2018a; Alami Merrouni et al. 2018b; Rahmouni et al. 2017); qui sont utilisés dans la sélection du site d'un système solaire à grande échelle connecté au réseau sans aucune explication appropriée pour leur décision (1 km de résolution raster) ; Par conséquent, dans cette section, nous présentons l'effet des résolutions raster de la base de données (92m, 250m, 500m et 1000m) sur la sélection du site. Les résultats de l'analyse des performances de ces résolutions raster, en utilisant le même processus d'analyse et les mêmes méthodes ADMC, sont présentés dans le Tableau 4.2.

**Tableau 4.2** : Superficie des zones [km<sup>2</sup>] et quantité d'énergie électrique [TWh] pour les différences de résolution raster.

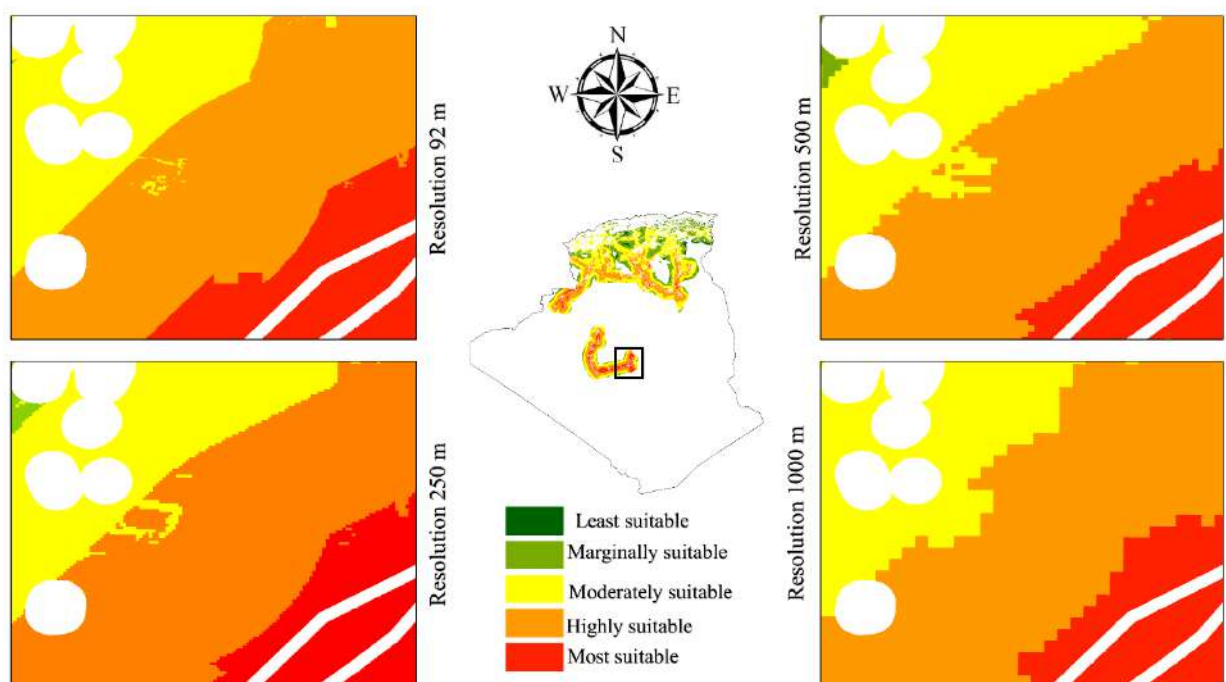
Résolution raster (m)	92x92		250x250		500x500		1000x1000	
	Superficie (km <sup>2</sup> )	Énergie électrique (TWh)	Superficie (km <sup>2</sup> )	Énergie électrique (TWh)	Superficie (km <sup>2</sup> )	Énergie électrique (TWh)	Superficie (km <sup>2</sup> )	Énergie électrique (TWh)
Moins approprié	6 399	2 343	8 125	3 020	8 227	3 057	6 949	2 562
Marginalement approprié	71 245	26 657	73 630	27 857	72 849	27,579	69 285	26 171
Modérément appropriée	150 514	58 976	153 467	60 095	150 341	58 927	140 513	55 221
Très approprié	103 456	42 054	90 857	37 037	88 999	36 286	91 171	37 149
Plus approprié	14 873	6 219	13 805	5 784	13 283	5 565	13 285	5 560
Total	346 489	136 251	339 886	133 795	333 701	131 417	321 203	126 666

Les résultats ont montré que le terrain approprié total dans le cas de la résolution de raster de 92 m a une superficie égale à 346 489 km<sup>2</sup>. Que, dans d'autres cas tels que ; 250m, 500m et 1000m, les superficies de terrains appropriés sont ; 339 886 km<sup>2</sup>, 333 701 km<sup>2</sup> et 321 203 km<sup>2</sup>

respectivement. En outre, la différence de surfaces appropriées entre ces cas et celui de 92m est : à 7.56% pour 1000m, 3.87% pour 500m et 1.88% pour 250m.

La **Figure 4-1** rapporte les cartes obtenues pour chaque résolution avec le processus d'algèbre cartographique ("toolbox" dans ArcGIS). Dans ce cas, une différence remarquable de la distribution d'aptitude est évidente pour la valeur inférieure de résolution (92 m).

En fait, jusqu'à la résolution de 250 m, la distribution d'aptitude présente une similitude avec celle obtenue pour le cas de 92 m, alors qu'à partir de la résolution de 500 m, on observe une nette diminution des zones à forte sensibilité, en particulier dans les zones les plus et les élevés adaptées. Les zones qui sont presque des zones tampons (en couleur blanche), qui viennent aux dimensions en pixels des rasters qui sont à l'intersection avec les zones tampons seront supprimées et cela affectera la distribution de ces zones.

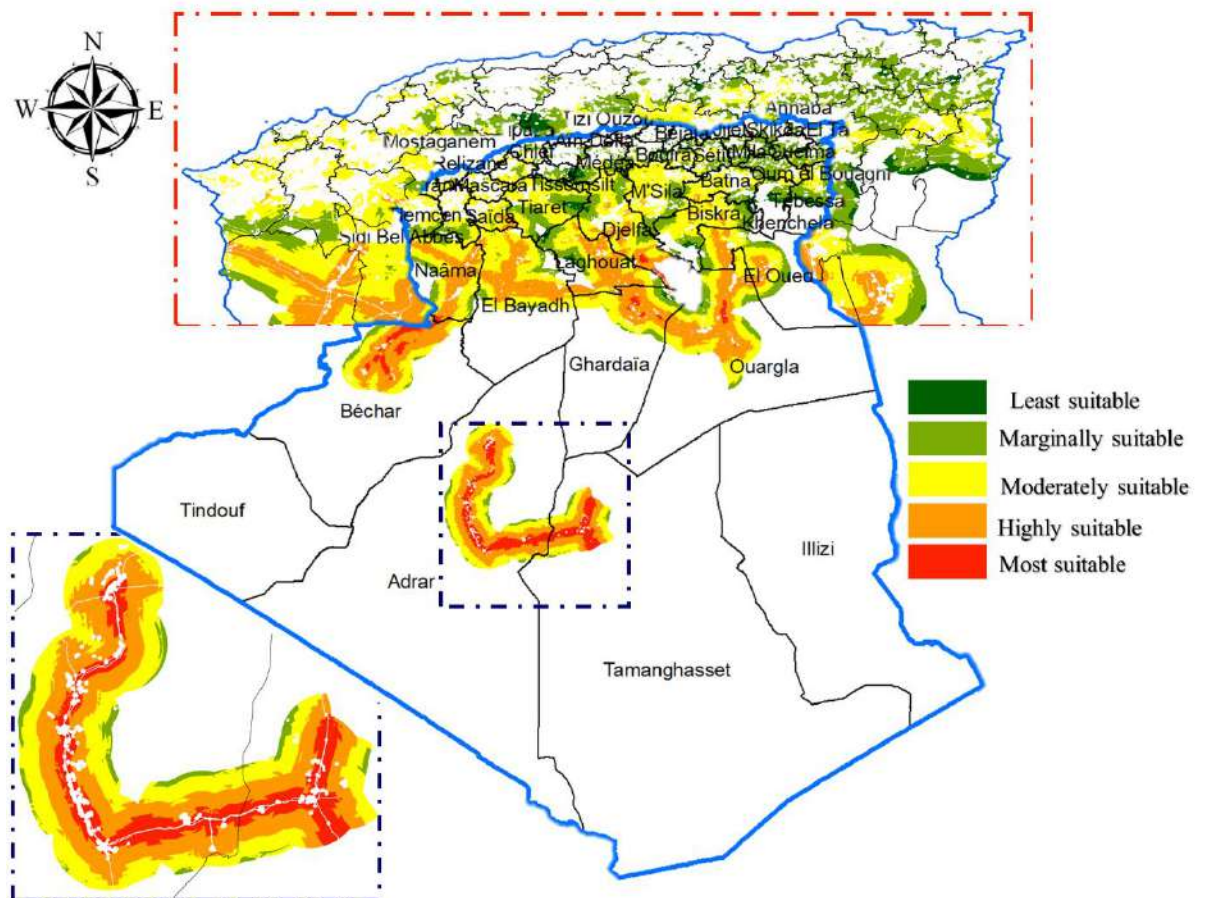


**Figure 4-1** : Cartes d'adéquation de différentes résolutions de rasters.

En comparant les résultats avec la littérature, le cas de la résolution raster (1000m) avec le cas de l'Arabie Saoudite (Al Garni and Awasthi 2017), nous avons constaté que la zone d'aptitude des terres de notre cas était supérieure à celle du cas saoudien de 21 203 km<sup>2</sup> et que leur valeur de la zone la plus appropriée était trop petite (0,01% de terres appropriées) par rapport à notre cas.

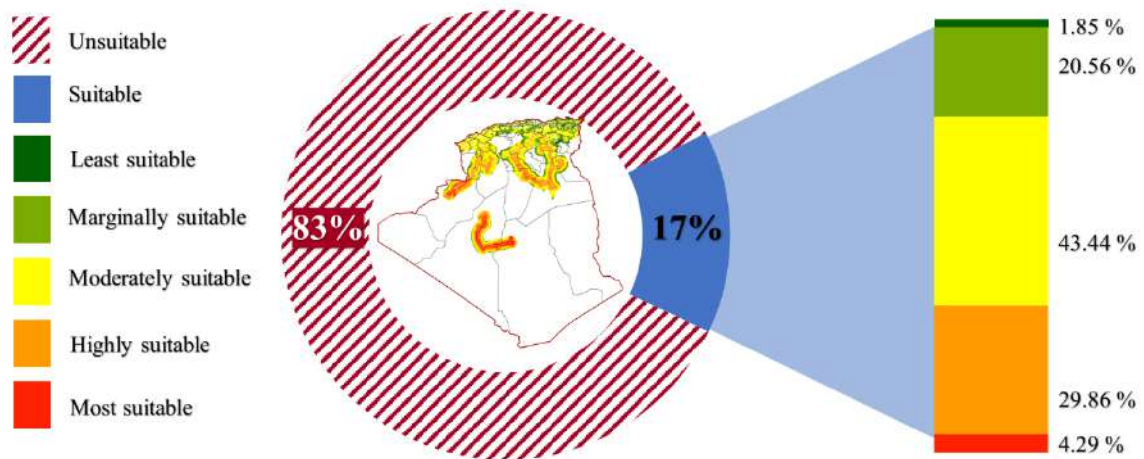
#### 4.2.2 Résultats d'adéquation de la sélection des sites du système photovoltaïque solaire

Après les résultats présentés dans le Tableau 4.2 et la **Figure 4-1**, il est clair que la résolution de trame de 92 m est le meilleur choix à utiliser pour la sélection du site d'un système solaire à grande échelle connecté au réseau. Basé sur la carte finale de l'indice d'aptitude en utilisant les poids AHP (**Figure 4-2**), les sites potentiels de la région du nord du Sahara et de la province d'Adrar sont ceux qui sont capables de satisfaire les objectifs techniques, économiques et environnementaux de cette étude. Les résultats de la superposition montrent que 346,489 km<sup>2</sup>, qui représentent 17% de la zone de d'étude, sont adaptés à l'installation de systèmes solaires PV à grande échelle connectés au réseau, comme le montre la **Figure 4-2**. Le pôle d'Adrar et les régions subsahariennes au nord du Sahara, telles que Ouargla, Laghouat, Ghardaïa, El-bayid et Naama ont montré de vastes zones appropriées pour des centrales solaires à grande échelle connectées au réseau, principalement en raison de leurs valeurs élevées de GHI, de la proximité aux lignes électriques, aux routes principales et aux villes. Afin de calculer l'indice d'aptitude et d'appliquer la méthode de processus de hiérarchie analytique.



**Figure 4-2 :** Résultats de l'indice d'aptitude en utilisant les poids AHP.

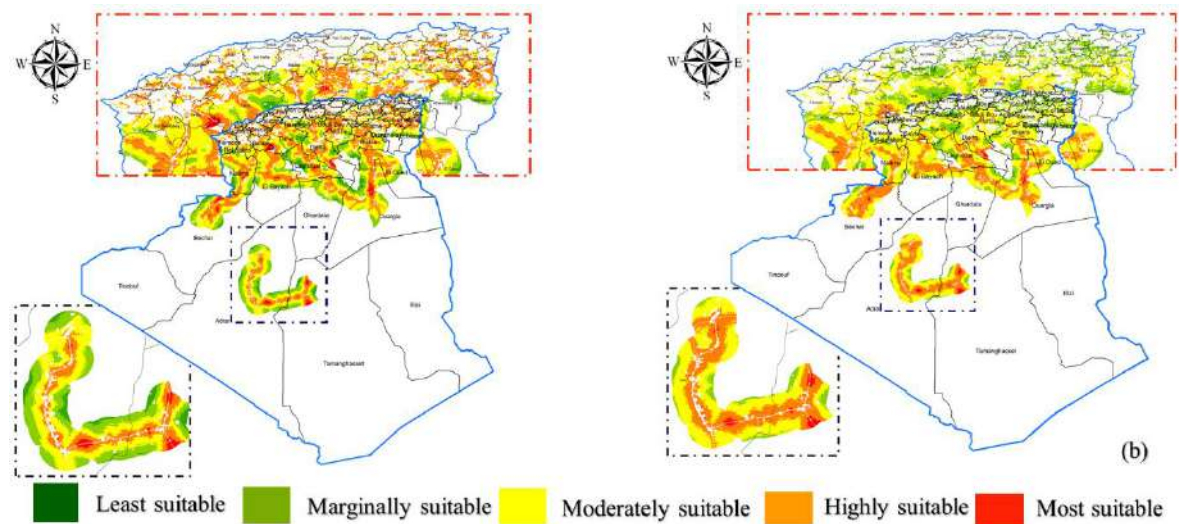
L'indice de terrain approprié final a été regroupées en cinq catégories appropriées comme : « les moins appropriés », « marginalement approprié », « modérément appropriée », « très approprié » et « plus approprié ». Avec une méthode de classification à intervalles égaux. La **Figure 4-3** décrit la distribution de l'aptitude des terres en utilisant l'analyse de l'indice d'aptitude des terres, les résultats ont montré que 17% (346 489 km<sup>2</sup>) de la zone d'étude représentent le total des terres appropriées, qui est divisé en 1.85% (6 399 km<sup>2</sup>) a le moins convenable, 20.56% (71 245 km<sup>2</sup>) a marginalement convenable, 43.44% (150 514 km<sup>2</sup>) a moyennement convenable, 29.86% (103 456 km<sup>2</sup>) très convenable et 4.29% (14 873 km<sup>2</sup>) a le plus approprié pour installer une centrale photovoltaïque. Tandis que 83% (2 030 377 km<sup>2</sup>) de la zone d'étude ne sont pas adaptés à l'installation d'une centrale photovoltaïque.



**Figure 4-3** : Répartition de l'aptitude des terres.

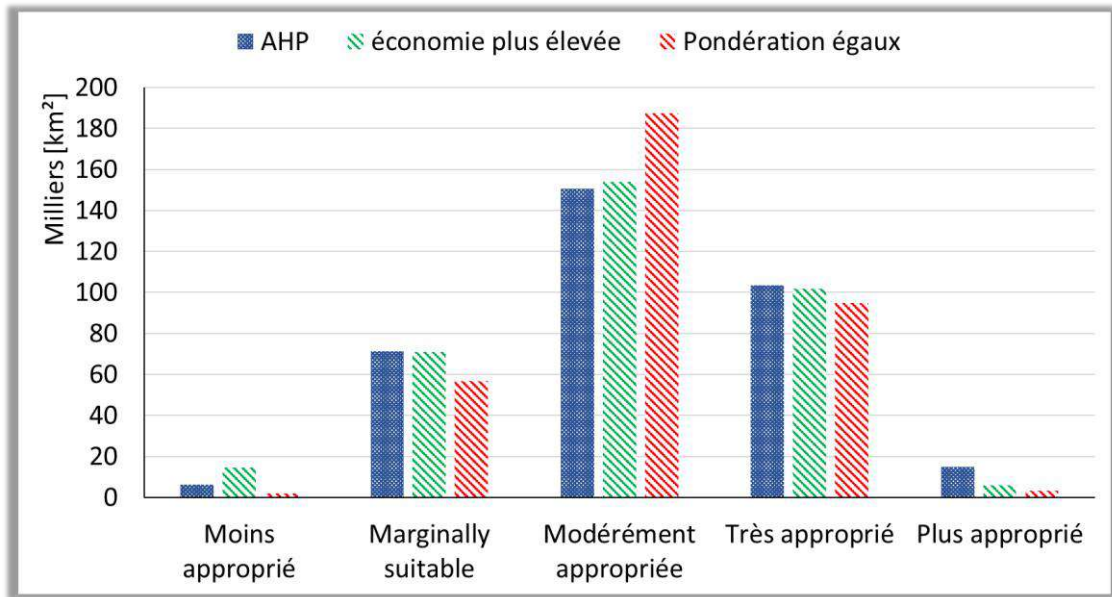
### 4.2.3 Analyse de sensibilité

Pour mener une analyse de sensibilité, différents scénarios de pondération des critères ont été considérés et leur impact global sur l'indice d'aptitude des terres a été évalué. En plus des critères de pondération attribués à l'aide de la technique AHP, deux scénarios comprenant des pondérations égales et un poids économique plus élevé ont été examinés dans cette étude. Dans le cas d'un scénario de pondérations égales, le poids de 14.29% a été attribué à chaque critère pour ignorer l'importance relative de chaque critère. Cette approche est la méthode de prise de décision la plus simple pour éviter les risques. D'un autre côté, les critères économiques tels que la pente, la proximité des zones urbaines, des lignes électriques et des routes principales reçoivent des poids plus élevés que les autres (25% chacun) afin d'étudier l'influence des facteurs économiques. Le Tableau 4.1 présente les critères de pondération utilisés dans les scénarios AHP, poids égaux et pondération économique plus élevée.



**Figure 4-4 :** cartes de terrain approprié (a) scénario de poids économique plus élevé (b) scénario de poids égaux.

Les résultats des différents scénarios s'accordent sur le fait qu'il existe, plus ou moins, un consensus sur l'emplacement des zones les plus appropriées, comme le montrent les Figure 4-4 ((a) et (b)). Les trois cas (scénarios) montrés que les provinces de Ouargla, Djelfa, Becher, l'Adrar et Tamanrasset sont les plus appropriées. Cela est lié au fait qu'il y a peu de grandes villes (contrairement au nord du pays) et que le terrain est presque plat dans la région nord du Sahara. Lors de la comparaison de scénarios; alors que les trois scénarios sont globalement en accord avec ce jugement, il existe une différence entre le scénario d'une économie plus élevée d'un côté et les scénarios AHP et à pondération égale de l'autre. plus économique considère que la région de Saida est plus appropriée.



**Figure 4-5 :** Distribution de l'aptitude des terres pour les trois scénarios (AHP, économie plus élevée et poids égaux).

Dans le cas du scénario de poids économique plus élevé, les zones résultantes sont situées à proximité des villes ( ; qui est un critère économique et la densité des villes dans la partie nord du territoire, ce qui donne un score de valeur plus faible par les autres scénarios. **Figure 4-5** distribution de l'aptitude des terres en tenant compte des trois scénarios (AHP, économie plus élevée et poids égaux). Dans le scénario de poids égal, le total des terres appropriées, dans ce cas, est égal à 344,268 km<sup>2</sup> qui baisse de AHP avec 2220 km<sup>2</sup> (0.64%), la distribution de l'aptitude des terres, dans ce cas, indique que la plupart des zones classées dans les la classe moyennement convenable avec une valeur de 54.41%. Les résultats des différents scénarios La zone de LSI la plus appropriée observée par le scénario AHP est égale à 4.29% de la superficie appropriée, ce qui est supérieur aux scénarios économiques et égaux supérieurs de 8,803 km<sup>2</sup> et 11,595 km<sup>2</sup> respectivement. Ces résultats indiquent que les facteurs tant technologiques qu'économiques ont un effet sur l'évaluation du domaine d'étude.

#### 4.2.4 Potentiel d'énergie électrique du PV

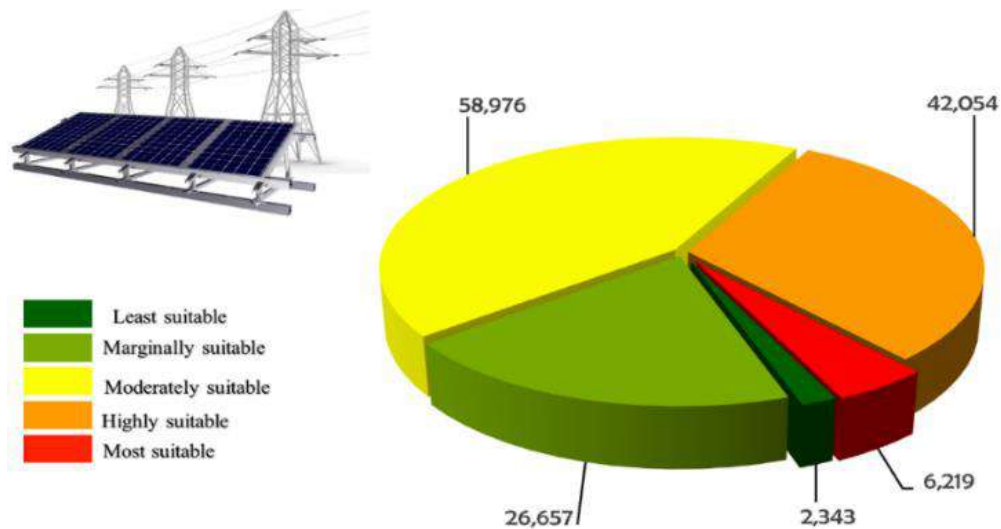
Afin d'estimer, le potentiel de production d'énergie électrique à partir des sites d'aptitude, la valeur de l'irradiation horizontale globale annuelle par unité de surface sera extraite de la couche raster pour chaque point vers une table d'attribution (« values to point » dans « toolbox »), puis un processus statistique pour obtenir la quantité d'énergie solaire de chaque zone, Le potentiel annuel de production d'énergie solaire par PV est donné par Équation 4-1 (Asakereh et al. 2017):

$$EPP = GHI_{avg} \times SA_{cat} \times F_{pv} \times \eta \quad \text{Équation 4-1}$$

Où :

- EPP            potentiel de production d'énergie électrique (kWh/an).
- GHI avg        rayonnement solaire horizontal annuel reçu par unité de surface (kWh/m<sup>2</sup>/an).
- SAcat          superficie totale de terres appropriées (km<sup>2</sup>).
- Fpv            le facteur de surface, indique la fraction de la surface active sur le total de la surface (70%).
- $\eta$             le rendement du panneau solaire.

À partir de la **Figure 4-6**, on peut remarquer qu'une petite partie de la zone d'étude présente un niveau d'aptitude le plus élevé, cependant, la partie largement exposée est une aptitude élevée. Le potentiel de l'énergie électrique qui peut produire (en TWh / an), une surface appropriée, en utilisant la technologie PV sont présentés dans **Figure 4-6** afin de maximisation de l'occupation des terres par des panneaux photovoltaïques et minimiser l'effet d'ombrage ; un facteur de surface FPV 70% a été sélectionné. Le rendement  $\eta$  du panneau PV utilisé par (Asakereh et al. 2017). Par ailleurs, la production totale annuelle d'électricité brute algérienne en 2018 était d'environ 76017 GWh (Algerian Ministry of Energy 2018a), Ce qui signifie que 1.22 % du potentiel de l'énergie électrique pourra produire à partir de la zone la plus appropriée dans notre cas d'étude. Une étude de (Ghedamsi et al. 2016) montre que ; la prévision de la consommation finale d'énergie dans le secteur résidentiel algérien passera à 179.78 TWh en 2040 ; qui ne peuvent être récupérés que de 2.89 % de la quantité d'énergie électrique produite dans les zones les plus appropriées de notre étude



**Figure 4-6 :** Potentiel total de production d'énergie électrique (TWh).

#### 4.2.5 Comparaison des résultats avec les projets PNER

Il existe un degré élevé de similitude entre la carte du potentiel solaire photovoltaïque générée dans cette section et d'autres dans la littérature, telles que les sources ouvertes réalisées par (Worldbank 2019) ils présentent une évaluation spatiale du potentiel de l'énergie solaire à l'échelle mondiale. D'autre part, une étude présentée par (Yushchenko et al. 2018) montrent qu'un système connecté au réseau peut être à grande échelle et distribué. Les systèmes photovoltaïques à grande échelle ont des capacités de 10 MW à plus de 100 MW. Comme le montre la **Figure 4-7** par projection sur PNER et par comparaison avec notre étude ; le résultat établi après la comparaison était que seuls 2 projets de PV solaire sont dans la zone la plus appropriée, ce qui signifie 16.17% de la capacité totale installée, 6 projets ne peuvent pas être considérés comme un système PV à grande échelle (Batna, Ghardaia, In Saleh Z.kounta, Kabertene et Timimoune). 66.64% des projets du PNER sont dans la zone très appropriée.

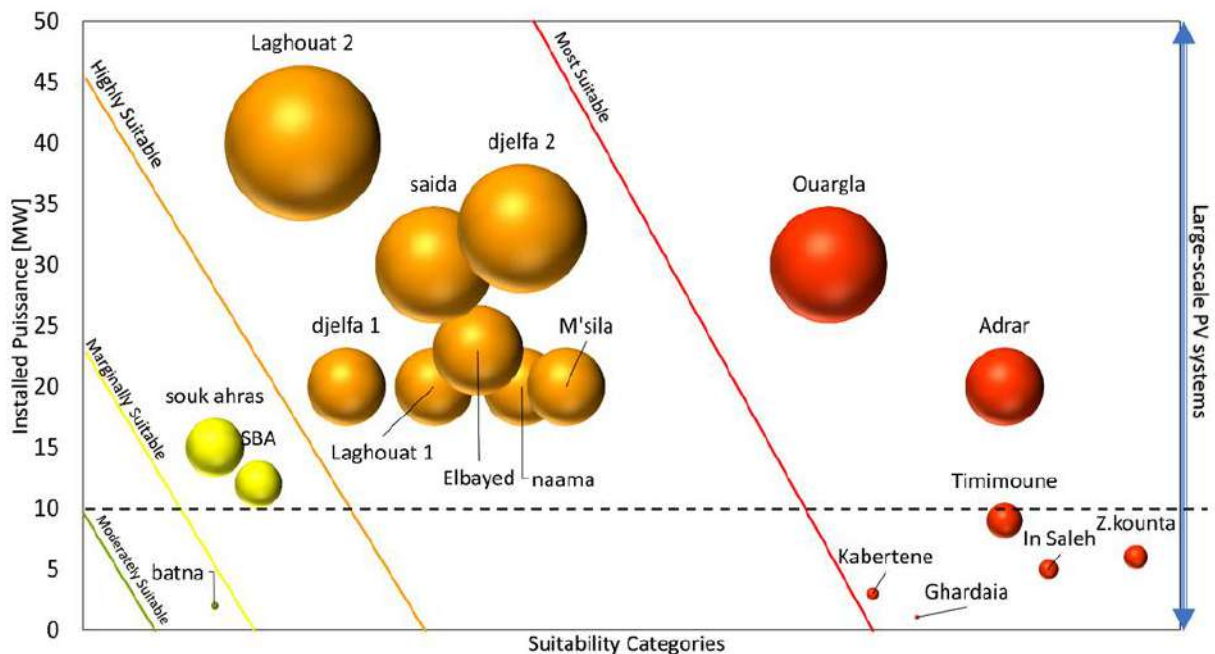


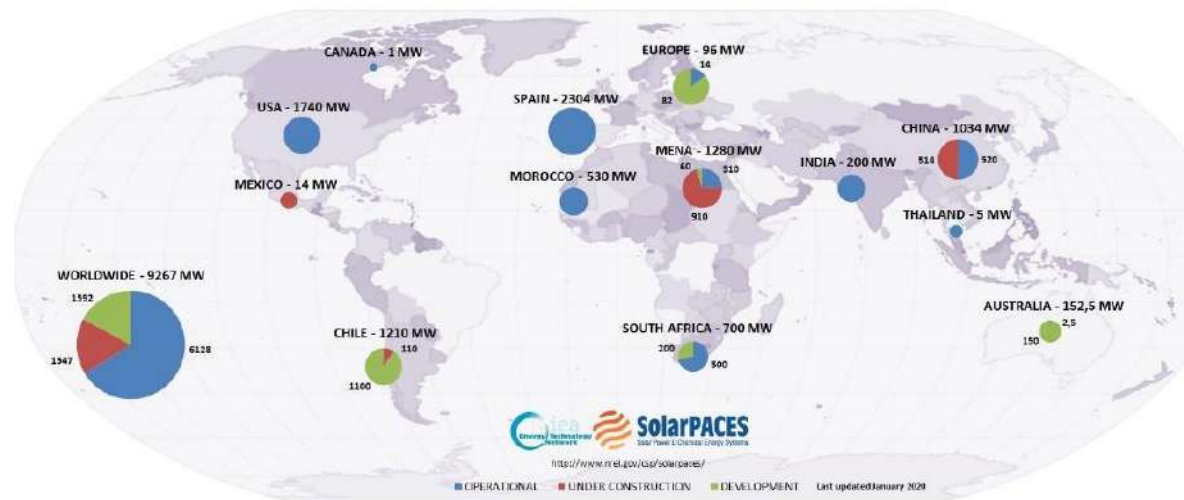
Figure 4-7 : Comparaison des résultats avec les projets pilotes de PNER.

#### 4.3 Évaluation du potentiel technique et sélection des sites appropriés des centrales électriques « CSP »

La conversion solaire en électricité peut être réalisée par différentes technologies, concentration d'énergie solaire (en anglais « Concentration Solar Power » CSP), avec son cycle thermodynamique, est actuellement considérée comme la plus mature commercialement



(Dawson and Schlyter 2012; Trabelsi et al. 2018) grâce à sa propreté et de son efficacité énergétique élevée des processus de conversion (Aqachmar et al. 2019). Selon *Solar Power And Chemical Energy Systems* (SolarPACES), cette technologie est largement intégrée dans les projets mondiaux qui sont soit opérationnels, en construction, soit en développement, d'une capacité totale de respectivement 6 128 MW, 1547 MW et 1592 MW (SolarPACES 2020). Les technologies CSP comprennent une auge parabolique, un réflecteur Fresnel linéaire, une tour d'alimentation et des systèmes paraboliques / moteurs ; qui sont distribués dans plus de 20 pays à travers le monde. Surtout en Espagne et aux États-Unis qui sont les principaux pays à utiliser cette technologie (Islam et al. 2018; SolarPACES 2020; Trabelsi et al. 2018). il y a de nouveaux marchés ont été émergé dans d'autres pays, comme le Chili, le Maroc et l'Afrique du Sud (Belgasim et al. 2018). Les systèmes CSP deviendraient réalité dans les régions à fort potentiel d'irradiance normale directe (DNI) avec des terres considérables (Awan et al. 2019). À l'heure actuelle, la technologie de cylindro-parabolique domine la part de marché des capacités CSP installées avec jusqu'à 76.6% des 77 centrales électriques paraboliques à creux opérationnelles d'environ 98 centrales CSP opérationnelles installées dans le monde et, selon les rapports, elle continuera à dominer le monde marché par rapport aux autres usines CSP **Figure 4-8** (SolarPACES 2020).



**Figure 4-8** : Projets CSP réalisés dans le monde.

#### 4.3.1 Résultats des critères pondérés en cas de CSP

Le poids final de chaque critère est calculé sur la base des méthodes de traitement à travers les trois scénarios et les poids finaux résultants sont indiqués dans la **Figure 4-9**. Pour le scénario EQW, l'importance relative égale de 14.28% est donnée pour chaque critère pour ignorer les

préférences de chacun. Pour le scénario AHP, la cohérence de la comparaison par paire a été examinée sur la base des valeurs  $\lambda_{max}$ , CI et CR qui sont respectivement 7.456 ; 0.076 et 0.0576, voir le Tableau-A 2 (Annexes).

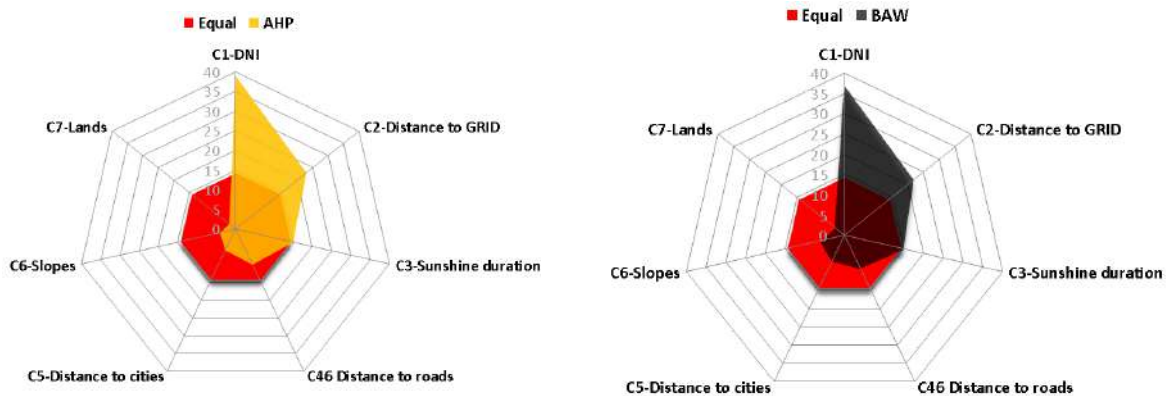
Les pondérations les plus élevées sont attribuées au DNI, la distance au réseau et la durée d'ensoleillement sont respectivement de 39%, 23% et 15%, et moins de 22% sont distribués pour les quatre autres critères. Pour le scénario BWM, après l'introduction des critères, la DNI et l'utilisation des terres sont sélectionnées respectivement comme le meilleur et le pire critère. Le Tableau-A 3 et le Tableau-A 4 (annexes) présentent les matrices de préférences.

En utilisant le problème décrit dans l'équation. (3.7) Lorsque la valeur du rapport de cohérence  $\xi^*$  est proche de 0, le poids des critères peut être accepté (comme illustré sur la Figure 4 9). Dans ce cas, nous trouvons qu'il est égal à 0,077, ce qui implique une très bonne cohérence (Ramezanzade et al. 2020) comme le montre le Tableau 4.3.

**Tableau 4.3** : Poids des critères résultant de la méthode BWM.

Poids	DNI	Réseau électrique	Durée d'ensoleillement	Router	Villes	Pente	L'utilisation des terres
	36,8	22,3	14,9	8,9	7,4	6,4	3,2

$\xi^* = 0,077$



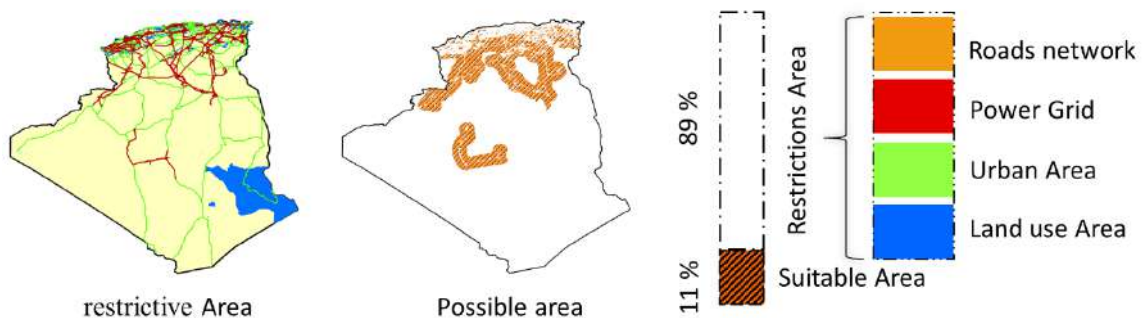
**Figure 4-9** : Poids final résultant : a. pour les scénarios EQW et AHP, b. pour les scénarios EQW et BWM.

Les scores résultant d'une telle opération mathématique sur chaque cellule de la zone appropriée sont utilisés pour produire la carte délimitant les régions les plus appropriées pour la mise en œuvre des projets CSP.

### 4.3.2 Potentiel technique et indice d'aptitude des terres

En appliquant la technique ADMC combinée au modèle SIG présenté dans ce travail pour la zone d'étude de l'Algérie pour la sélection du site des plantes CSP, la zone inadaptée a montré les facteurs restrictifs, présenté environ 89% du total comme le montre la **Figure 4-10**, qui se réfère aux routes, les lignes électriques, les zones bâties et protégées, les zones éloignées n'ont pas été prises en compte dans le calcul du potentiel technique des terres. La zone possible qui représente environ 11%, ce qui correspond à une superficie totale de 257,275.84 km<sup>2</sup> avec légèrement différences entre les trois scénarios (moins de 8,17 km).

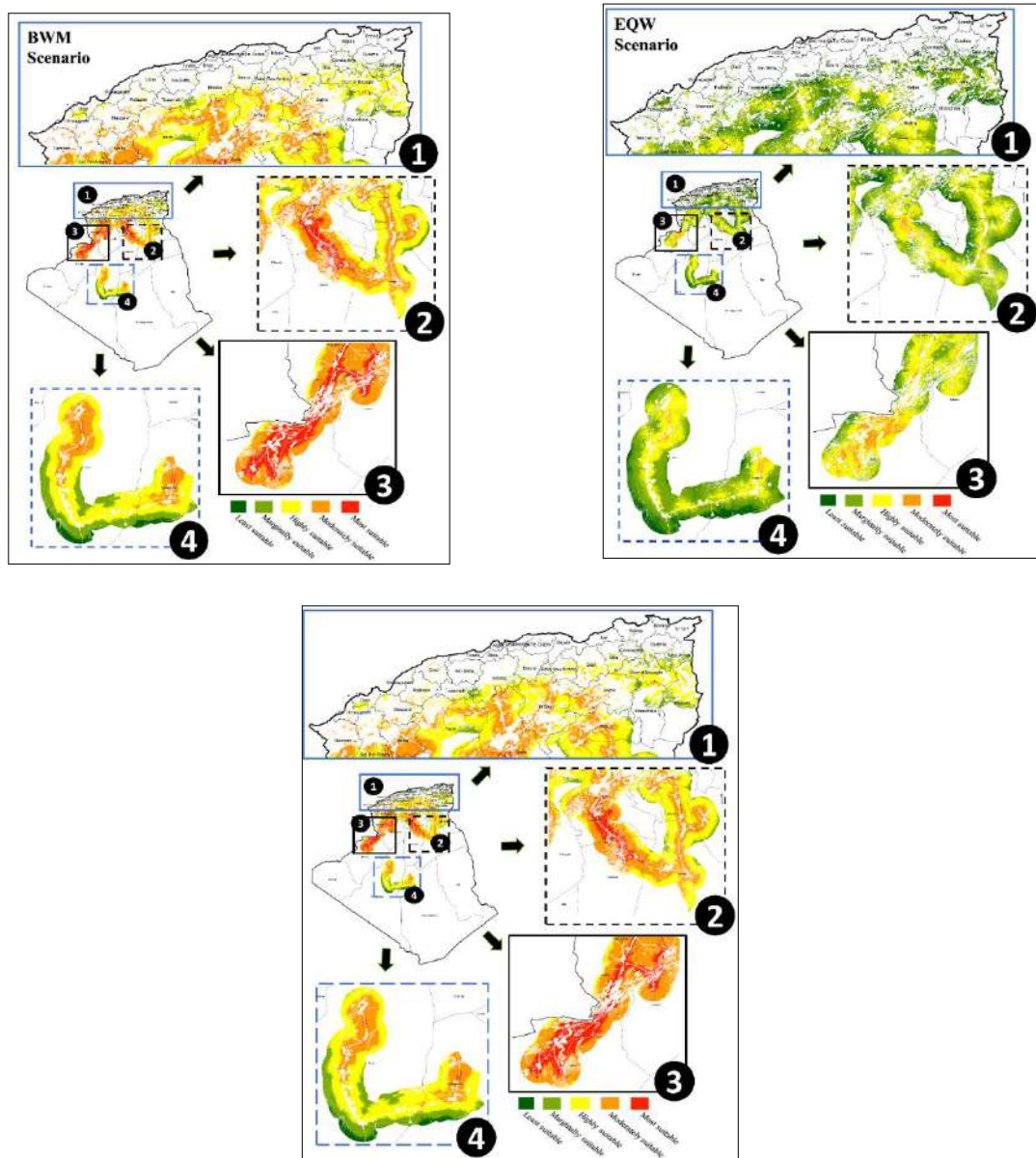
Comme le montre la **Figure 4-11(a,b,c)**, Les zones inadaptées (non possibles) correspondent à la couleur blanche de la carte (89% du total). Il apparaît clairement que les régions côtières méditerranéennes avec de nombreuses régions intérieures, plus de 15 wilayas (de Tlemcen au nord-ouest à El Taref, au nord-est) ne sont considérées comme aucune zone possible, bien que la disponibilité d'une forte densité de ; réseau électrique et réseau routier. En ce qui concerne le type de terres exclues, la plupart de ces régions sont exclues en raison de la zone tampon relative autour des grandes villes à forte densité de population, de la présence de vastes couvertures terrestres telles que les forêts et les zones écologiquement protégées (**Figure 4-10**) et de fortes pentes dans certaines régions. Tous ces facteurs présentent une significative des contraintes environnementales et techniques d'exploitation pour les centrales et présentent des coûts d'infrastructure associés élevés.



**Figure 4-10** : distribution des contraintes.

Dans le sud, qui présente la plus grande part du territoire Algérien, y compris la région du désert du Sahara, les terres inadaptées sont plus vastes par rapport au nord. Tindouf, Tamanrasset et Illizi sont caractérisés par une faible densité de population et les villes éloignées, qui est alimenté seulement avec le générateur diesel sans connexion à l'alimentation du réseau national (voir **Figure 4-10**). Due à manque des infrastructures dans le sud fait de ces régions des terres

impossibles pour le projet CSP en-réseau, à l'exception de la région d'Adrar en raison de l'existant du réseau de In Salah - Adrar – Timimoun Pole (PIAT) voir **Figure 4-11**. D'autre part, 11% du total sont présentés comme une zone possible à travers les trois scénarios (EQW, AHP et BWM), où le degré d'aptitude des terres est totalement différent. Pour cette raison, une classification hiérarchique ascendante de l'aptitude des terres est appliquée.



**Figure 4-11** : Carte d'aptitude finale pour les centrales CSP (a. EQW, b. AHP, c. scénarios de BWM).

En examinant la carte d'aptitude finale pour les plantes CSP, une grande disparité existe entre les trois scénarios (**Figure 4-11** a., b., c.). Dans le premier scénario EQW : la majorité des terres possibles sont classées dans les zones du moindre et du marginal, où la couleur verte domine et présente approximativement une superficie de terrain égale à 145 516 km<sup>2</sup>.

L'absence d'importance relative du critère (poids égaux), sera affectée sur le processus de pondération disparaît, là où une région du sud, bien qu'ayant une forte irradiation et une faible densité du réseau électrique et des routes qui sont considérées dans la même classe avec d'autres régions du nord qui présentent une faible irradiation et un accès élevé au réseau électrique et à la route. Les zones les plus et très appropriés présentent une surface très faible (moins de 3,5%) par rapport aux autres scénarios.

Dans les scénarios AHP et BWM, une similitude des cartes de résultats est apparue (**Figure 4-11 b., c.**), L'irradiation solaire directe est considérée comme le critère pondéré le plus important avec 39% ; 36,8% dans les scénarios AHP, BWM respectivement, comme présenté sur la **Figure 4-9**. En appliquant tous les critères ou facteurs d'évaluation (en utilisant le processus de calcul Raster dans ArcGIS) les wilayas de Béchar, Naama, Elbayadh et Laghouat présentent les grandes terres de la classe la plus appropriée (environ 26529,07 km<sup>2</sup> et 23676,84 km<sup>2</sup> respectivement dans les scénarios AHP et BWM).

### **4.3.3 Analyse de sensibilité et incertitudes**

Afin d'analyser l'influence des différents critères de sélection des sites et l'opinion du décideur sur le résultat final du potentiel de production de CSP à grande échelle sur le réseau et de rendre ces résultats mieux applicables aux futures politiques énergétiques, une analyse de sensibilité est fournie dans cette section. Selon l'analyse d'indice de terrain approprié final, le résultat a montré que la distribution d'adéquation est totalement différente lorsque l'on compare le scénario EQW (pas de critère préféré) avec deux autres scénarios (AHP et BWM). Selon la **Figure 4-12**, dans le scénario de pondération égaux, la part des zones les moins appropriées et les zones marginalement appropriées représente respectivement 10,1% et 46,5% de la superficie possible, qui sont très faibles et n'atteignent pas 10% dans les deux autres scénarios. D'autre part, les plus élevés / les plus appropriés représentent ensemble moins de 3,5% du total en EQW, alors que cette valeur est plus importante et correspondait respectivement à 50,38% et 51,4% pour les scénarios AHP et BWM. Ces résultats ont démontré que la prise de décision multicritères appliquée dans les scénarios AHP et BWM donne de meilleurs résultats que le scénario EQW.

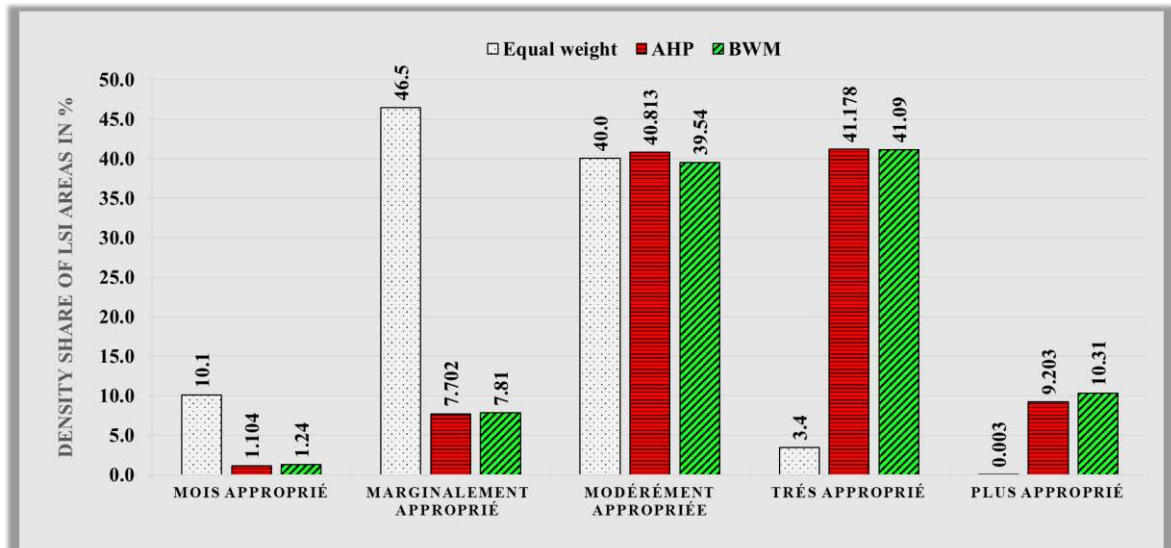


Figure 4-12 : Distribution de l'indice d'aptitude pour trois scénarios.

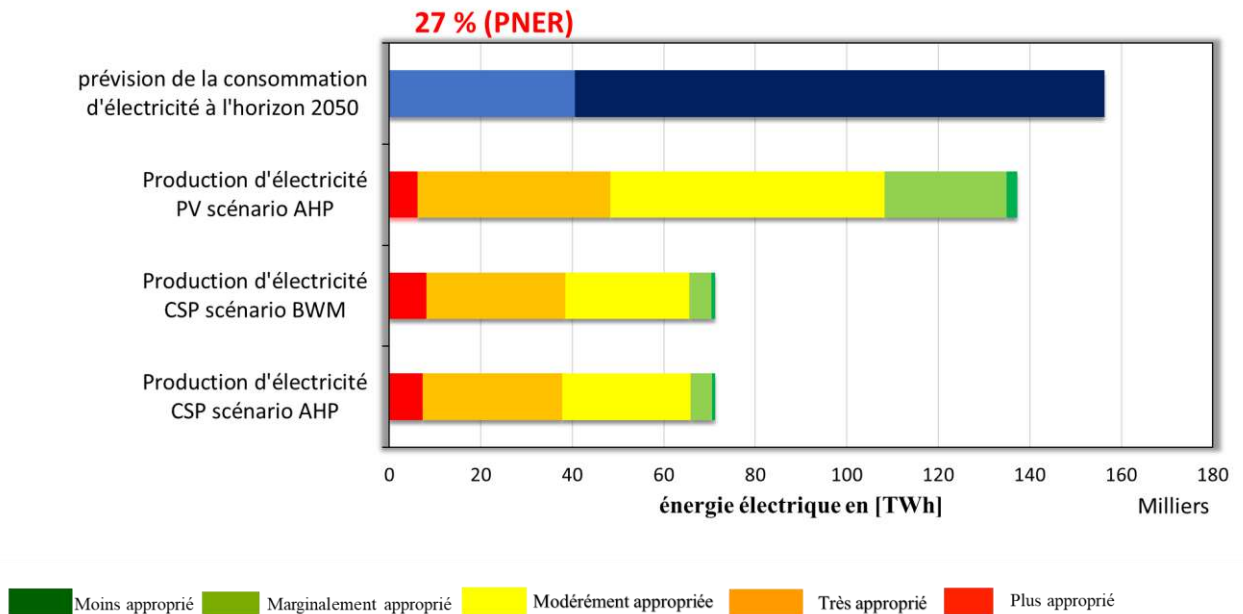
#### 4.3.4 Potentiel d'énergie électrique du CSP

L'énergie électrique produite par la centrale CSP connectée au réseau est liée à plusieurs paramètres techniques. La capacité nominale de la centrale électrique et la disponibilité des terres sont considérées comme les principaux facteurs d'estimation du potentiel technique. Les facteurs de surface dans cette situation ont été estimés à 36,26% pour une capacité de l'usine de 100 MW. La production d'énergie électrique est déterminée pour chaque zone par un scénario BWM basé sur l'équation 3-7. Les résultats obtenus (voir la **Figure 4-13**) sont discutés ci-dessous :

Pour les zones les plus appropriées identifiées dans cette étude, la production d'énergie a atteint environ plus de 8 000 GWh/an dans le scénario BWM, soit environ 26 529 km<sup>2</sup> de terres appropriées. Bien que ces régions ne représentent que 10,3% et 9,2% pour les scénarios BWM et AHP respectivement de tous les zones possibles, ils offre un potentiel pour des projets solaires CSP performants en termes de production d'électricité et de coûts d'infrastructure associés avec une pente inférieure à 1,7% et un rayonnement horizontal global annuel supérieur à 2400 kWh / m<sup>2</sup>.an et une durée d'ensoleillement annuelle de plus de 3000h qui assureraient la production d'usine tout au long de l'année, pour les installations CSP en réseau à grande échelle (Gouareh et al. 2021).

La production d'énergie électrique dans les cinq zones appropriée est : 71203 TWh, 71165 TWh pour les deux scénarios AHP et BWM du CSP et 137 249 TWh pour PV scénario AHP. En outre selon le modèle de prévision énergétique d'Algérie 2050 (scénario tendanciel 3.10), la consommation totale d'énergie électrique a été estimée 156 312 TWh, et selon PNER 27 % de la

production d'électricité seront d'origine renouvelable d'ici 2030. Cette quantité peut être couverte par 56,9% et 57,02% dans les deux scénarios AHP / BWM du CSP. Tandis que près de 30% du scénario PV.



**Figure 4-13 :** Le potentiel technique de production d'énergie électrique (TWh/an) par les centrales CSP pour les scénarios AHP et BWM.

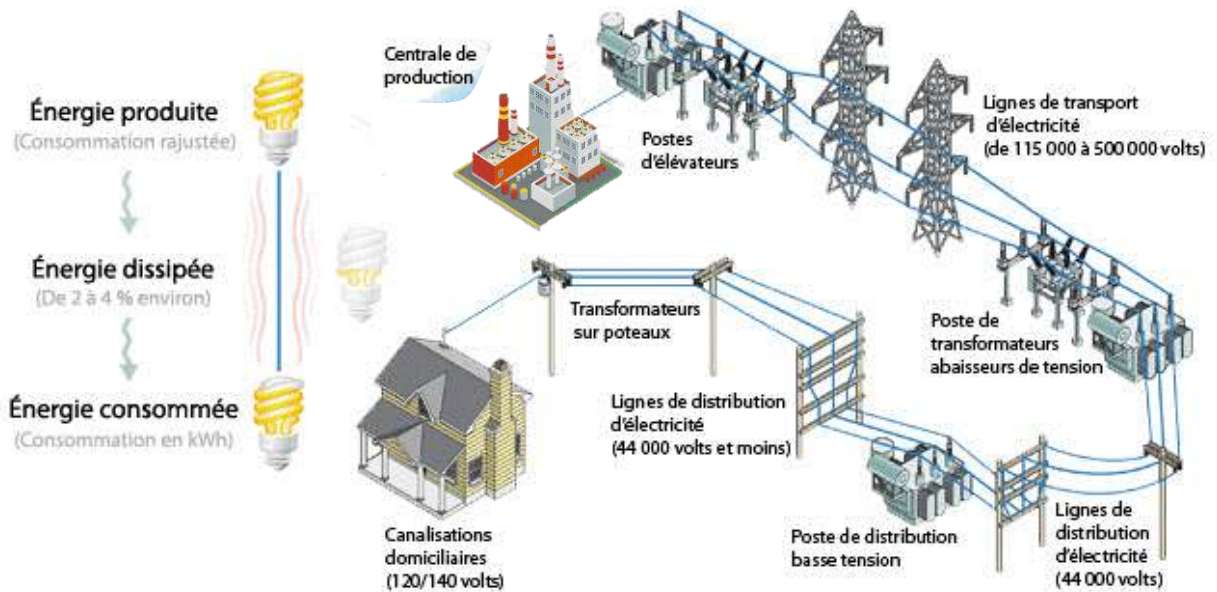
#### 4.4 Réseau électrique au cœur des objectifs des politique énergétiques

Dans le contexte de la transition énergétique, il existe des inconnues liées à la fonctionnalité du réseau électrique futur avec l'augmentation de la consommation et l'introduction de nouvelles formes de production. L'adaptation du système actuel est inévitable, néanmoins, les solutions efficaces sont difficiles à définir. Les stratégies actuelles de la planification du réseau de distribution ne répondent pas précisément aux problématiques des nouvelles productions décentralisées, le changement du profil de la consommation, l'automation du réseau de distribution avec de nouvelles stratégies de gestion du réseau ainsi que la déréglementation du marché de l'électricité. De plus, la visibilité et la contrôlabilité du réseau de distribution est limité, l'implémentation d'une gestion active optimale n'est pas à présent une réalité. L'évaluation du réseau intelligent est critique pour comparer aux solutions traditionnelles.

##### 4.4.1 Analyse générale du réseau électrique

La structure du système électrique traditionnel comprend trois parties principales : la production, la transmission et la distribution d'électricité, qui peuvent être clairement distinguées

par des transformateurs de puissance éleveurs ou abaisseurs. La **Figure 4-14** montre la structure d'un système électrique typique.



**Figure 4-14** : Structure d'un système électrique typique.

- **Production**

L'électricité est produite dans des centrales électriques qui sont souvent situées loin des zones peuplées. Il existe différents types de centrales électriques telles que thermique, nucléaire, hydraulique, solaire, éolienne, etc. Une centrale électrique peut être constituée de deux ou plusieurs alternateurs triphasés qui fonctionnent en parallèle. L'électricité est produite dans les centrales électriques à des tensions allant de 11 kV à 25 kV. La tension de génération ne peut pas être beaucoup plus élevée en raison de limitations techniques.

- **Transport**

Pour le transport d'énergie sur de plus longues distances, les tensions générées sont augmentées à un niveau beaucoup plus élevé. Un transformateur éleveur est utilisé à cet effet, ce qui augmente le niveau de tension avec la diminution correspondante du courant. L'augmentation de la tension est nécessaire pour augmenter l'efficacité de la transmission en réduisant les pertes  $I^2R$  dans les lignes de transmission. Une tension de transmission plus élevée signifie moins de courant et, par conséquent, moins de perte  $I^2R$ . Les tensions de transmission sont généralement de 220 kV ou plus jusqu'à 765 kV. Les lignes de transmission passent souvent au-dessus de hautes tours à la périphérie d'une ville.



Le courant alternatif triphasé à très haute tension est le plus souvent utilisé pour la transmission de puissance. Mais en raison des progrès de l'électronique de puissance, le HVDC (High Voltage DC) a prouvé de nombreux avantages pour la transmission à longue distance. Ainsi, les systèmes de transmission HVDC sont utilisés pour la transmission de puissance à très longue distance. Le courant alternatif est converti en HVDC dans une station de conversion pour la transmission, puis il est reconverti en courant alternatif à l'autre extrémité. De plus, la liaison HVDC est la seule option aujourd'hui pour interconnecter des réseaux avec des fréquences différentes.

- **Distribution**

La puissance du système de transport est ensuite réduite à une tension considérablement plus basse (disons 33 à 66 kV) en utilisant un transformateur abaisseur dans une sous-station abaisseur primaire. L'énergie est ensuite acheminée vers les sous-stations de distribution ou directement vers les très gros consommateurs industriels. Aux sous-stations de distribution, la puissance est encore réduite (par exemple à 11 kV). La distribution d'énergie est réalisée à l'aide de lignes de distribution aériennes ou souterraines qui sont généralement interconnectées dans un réseau en anneau ou en réseau maillé. Les transformateurs de distribution permettent d'abaisser la tension en fonction de la tension d'utilisation (120 volts ou 230 volts) et d'alimenter plusieurs consommateurs via les lignes de distribution secondaires.

Les réseaux de distribution ont été initialement conçus pour desservir un flux de puissance unidirectionnel allant de niveaux de tension supérieurs à inférieurs. Dans la majorité des cas, les réseaux de distribution ont été conçus dans une configuration radiale, bien que leurs autres configurations également. Il existe trois configurations différentes ; structure maillée, structure arborescente et structure radiale ou bouclée.

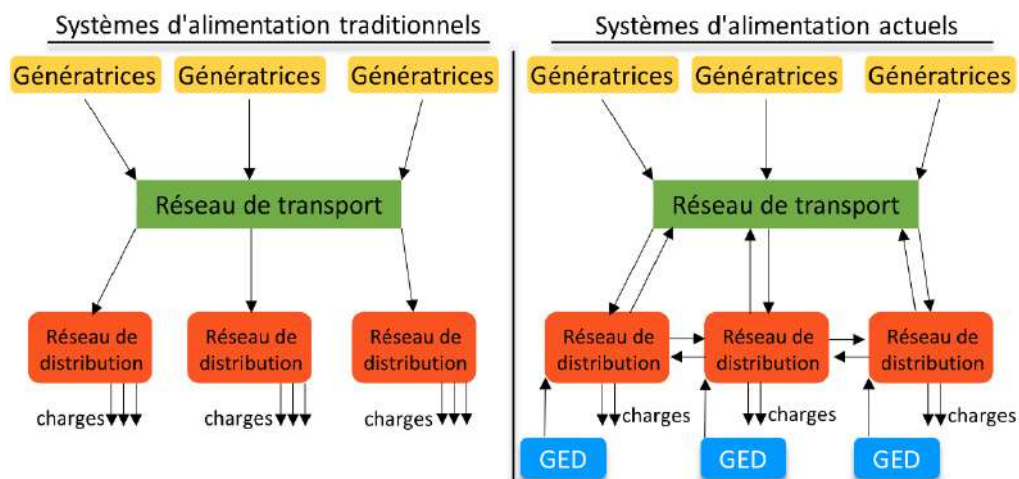
#### **4.4.2 Générateurs d'énergie dispersés (GED)**

Dans un contexte de dérégulation, une arrivée massive de GED (comme les éoliennes, la biomasse, les micro-turbines, les piles à combustibles, les panneaux solaires, ...) au niveau de la Haute Tension de niveau A (HTA, principalement 20/33 kV) et de la Basse Tension (BT, principalement 400/230V) était à prévoir (Porkar Koumleh 2011). La production d'énergie plus près des consommateurs d'où une baisse des coûts de transport et de distribution, ainsi que la réduction des pertes dans les lignes. Dans les systèmes de distribution, GED offre de nombreux avantages à la fois aux consommateurs et aux services publics d'électricité, en particulier dans

les cas où la production centralisée n'est pas possible ou dans les cas où il existe de graves problèmes / problèmes avec le réseau de transport. La **figure 4.2** présente les systèmes d'alimentation électrique traditionnels et actuels (avec GED).

- La substitution de l'énergie conventionnelle « polluante » par des énergies nouvelles plus « propres » et silencieuses.
- Un intérêt économique très important pour les exploitants de GED grâce aux subventions accordées.
- En matière de planification, face à une augmentation de la charge, l'insertion de GED sur le réseau de distribution permet d'éviter la construction de nouvelles lignes HTB.
- La plus grande facilité de trouver des sites pour installer de petits générateurs.
- Le temps d'installation relativement court de GED.
- Pour l'alimentation de sites isolés, il peut être plus rentable d'alimenter un réseau de distribution local avec des GED plutôt que de le relier à un poste HTB/HTA lointain.

La cogénération, une des formes de GED la plus répandue, améliore le rendement énergétique. Cette organisation est cependant remise en cause avec l'apparition de la production d'énergie décentralisée. Cette reconfiguration du réseau est un des éléments du concept de « smartgrid » (Guinot 2013).



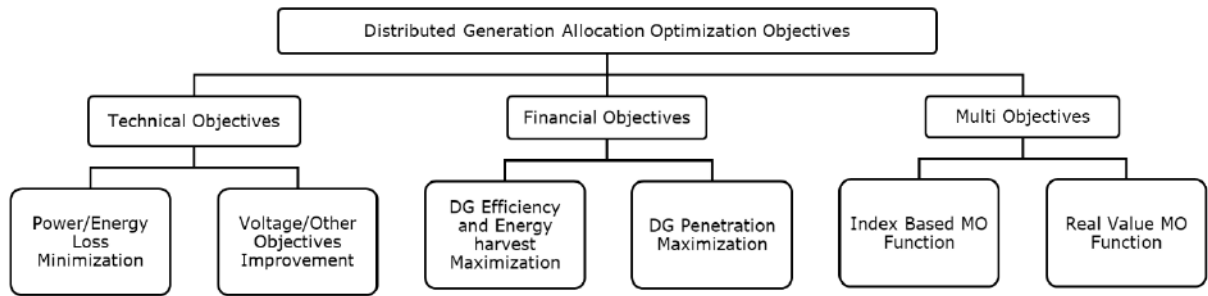
**Figure 4-15** système d'alimentation électrique traditionnel et actuel.

## **4.5 Méthodologie d'évaluation des impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution**

Les réseaux électriques joueront un rôle important en permettant des parts plus élevées d'énergies renouvelables variables dans le système. Ils sont nécessaires pour transporter l'électricité des zones disposant de grandes ressources solaires vers les centres de demande tels que les villes et les zones industrielles. En outre, il est moins coûteux de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire sur ces sites, en grande partie en raison du prix des terrains et des économies d'échelle disponibles dans les zones rurales. Les réseaux peuvent également aider les communautés rurales à créer des emplois et de la richesse en produisant et en exportant de l'électricité renouvelable pour les zones urbaines. Dans cette section, une méthodologie pour intégrer les sources renouvelables dans le réseau électrique existant est décrite ci-dessous.

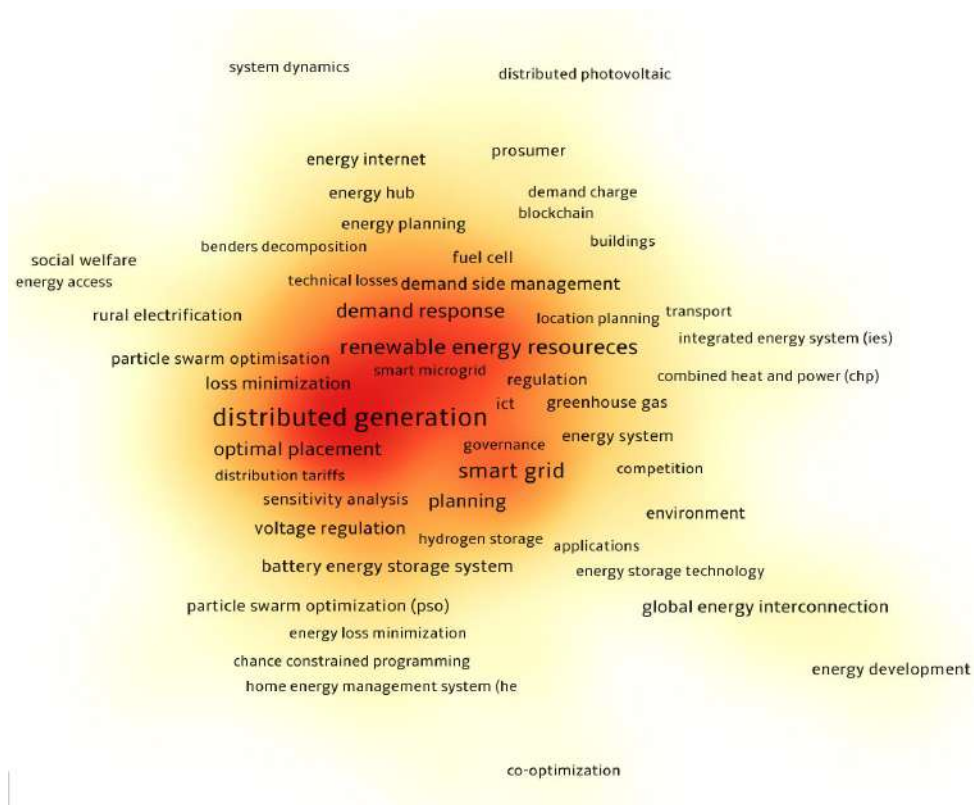
### **4.5.1 Aperçu de l'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des générateurs d'énergie dispersés (GED)**

La plupart des études d'optimisation de l'allocation de production distribuée (GED) leurs objectifs sont divisés en trois groupes principaux (Pesaran H.A et al. 2017); qui sont des objectifs techniques, des objectifs financiers et des objectifs multiples. Dans le premier, il existe deux types d'objectifs ; minimisation des pertes de puissance ou d'énergie (Kim et al. 1998; Lee and Park 2009; Rau and Wan 1994) ou amélioration du profil de tension (ou autres améliorations objectives) (Al Abri et al. 2013; Juanuwattanakul and Masoum 2012; Muttaqi et al. 2014). Le deuxième groupe s'est concentré sur les objectifs ayant des préoccupations financières; les principaux types de ce groupe GED efficacité et maximisation de la récolte d'énergie (Dent et al. 2010; Ochoa et al. 2009; Raj et al. 2008), et la réduction des coûts et la maximisation du profit (El-Khattam et al. 2005; Phonrattanasak et al. 2013; Zou et al. 2011). La dernière optimisation multi-objectifs, en général, fournit des objectifs concurrents et permet aux planificateurs de choisir la meilleure solution parmi les options disponibles, en fonction de leur expérience et de leurs points de vue. Ce groupe divisé en fonction multi-objectifs de valeur réelle (Ochoa et al. 2008; Ochoa et al. 2006; Singh et al. 2009) ou fonction MO basée sur un index (Ghosh et al. 2010; Jain et al. 2012; Kumar and Gao 2010). Les combinaisons les plus courantes sont résumées dans la **Figure 4-16**.



**Figure 4-16** :Selected Objectives in Distributed Generation Allocation (Pesaran H.A et al. 2017).

Dans les études de flux d'énergie des systèmes de distribution radiale, la méthode de balayage arrière/avant (BFS) est devenue l'une des méthodologies les plus populaires pour ce type d'étude. En comparaison avec d'autres méthodes telles que ; méthode d'injection de courant triphasé (TCIM) (Araujo et al. 2010), méthodes de Newton-Raphson et découplées rapides (Rupa and Ganesh 2014), ils échouent avec le système de distribution en raison du rapport R/X élevé des départs (Jabari et al. 2020), Un autre point essentiel les avantages des méthodes BFS sont facilitées à appréhender et exécution mathématique de l'algorithme de base et de son excellent résultat pour ce type de système (Araujo et al. 2010).



**Figure 4-17** : Vue schématique de l'analyse bibliométrique du placement optimal du GED photovoltaïque dans le réseau de distribution.

Notez que les mots-clés les plus utilisés sont ceux situés très près de la couleur rouge et qui sont écrits en caractères gras, à l'inverse, les mots-clés les moins utilisés sont ceux très proches de la couleur orange clair et qui sont écrits en lettres minuscules et transparentes. À partir de ces ouvrages de littérature susmentionnés et sur la base d'une revue bibliométrique complète de plus de 1000 articles publiés sur le sujet au cours des 15 dernières années à partir de la base de données Elsevier, en utilisant la génération distribuée, l'optimisation, le système de distribution et l'allocation comme mots-clés qui ont été utilisés comme mots-clés utiles pour trouver l'allocation optimale de GED dans le système de distribution radiale, comme le montre la **Figure 4-17** (en utilisant l'outil de visualisation VOS), les observations suivantes peuvent être faites:

- La majorité des articles sur le placement optimal du GED dans le système de distribution se sont concentrés sur des indices techniques tels que la réduction des pertes de puissance et l'amélioration du profil de tension ;
- Le PSO, l'algorithme génétique, l'optimisation multi-objectifs et le flux de puissance optimal sont les techniques d'optimisation les plus utilisées ;
- La plupart des articles ont utilisé la génération distribuée et le réseau intelligent qui considéraient une alternative promise (GED) dans la transition vers les réseaux intelligents ;

#### **4.6 Méthodologie de sélection du site pour une localisation optimale du GED connecté au réseau électrique : application du cas N'Goussa**

Le cadre méthodologique proposé dans cette section est structuré en différentes étapes qui sont résumées et illustrées sur la **Figure 4-18**. Comme décrit dans la section 4.6.1, la zone d'étude a été initialement identifiée après un examen préliminaire de la situation géographique, de la disponibilité des sources d'énergie renouvelables et des indications d'une augmentation de la demande croissante d'électricité dans la région. Section 4.6.2, les étapes clés du cadre consistent à déterminer la zone tampon ainsi que la zone classée et, enfin, à déterminer la zone appropriée. Après cela, une conclusion cette section en décrivant ADMC en utilisant AHP dans un environnement SIG. Dans la section 4.6.3 en utilisant les zones appropriées données par l'analyse spatiale dans la section précédente, pour identifier l'emplacement exact du Générateur de Distribution (GED), la méthode BFS a été utilisée sur le Réseau de Distribution (DN) existant (région de N'goussa dans notre cas) et ; L'indice de sensibilité de tension (VSI), les pertes de puissance actives et l'amélioration du profil de tension sont utilisés comme indices techniques.

Enfin, dans la section 4.6.4, des approches technico-économiques et environnementales de différentes pénétrations de GED ont été appliquées pour déterminer le LCOE, les émissions de CO2 évitées et les économies de carburant pour chaque taux de pénétration.

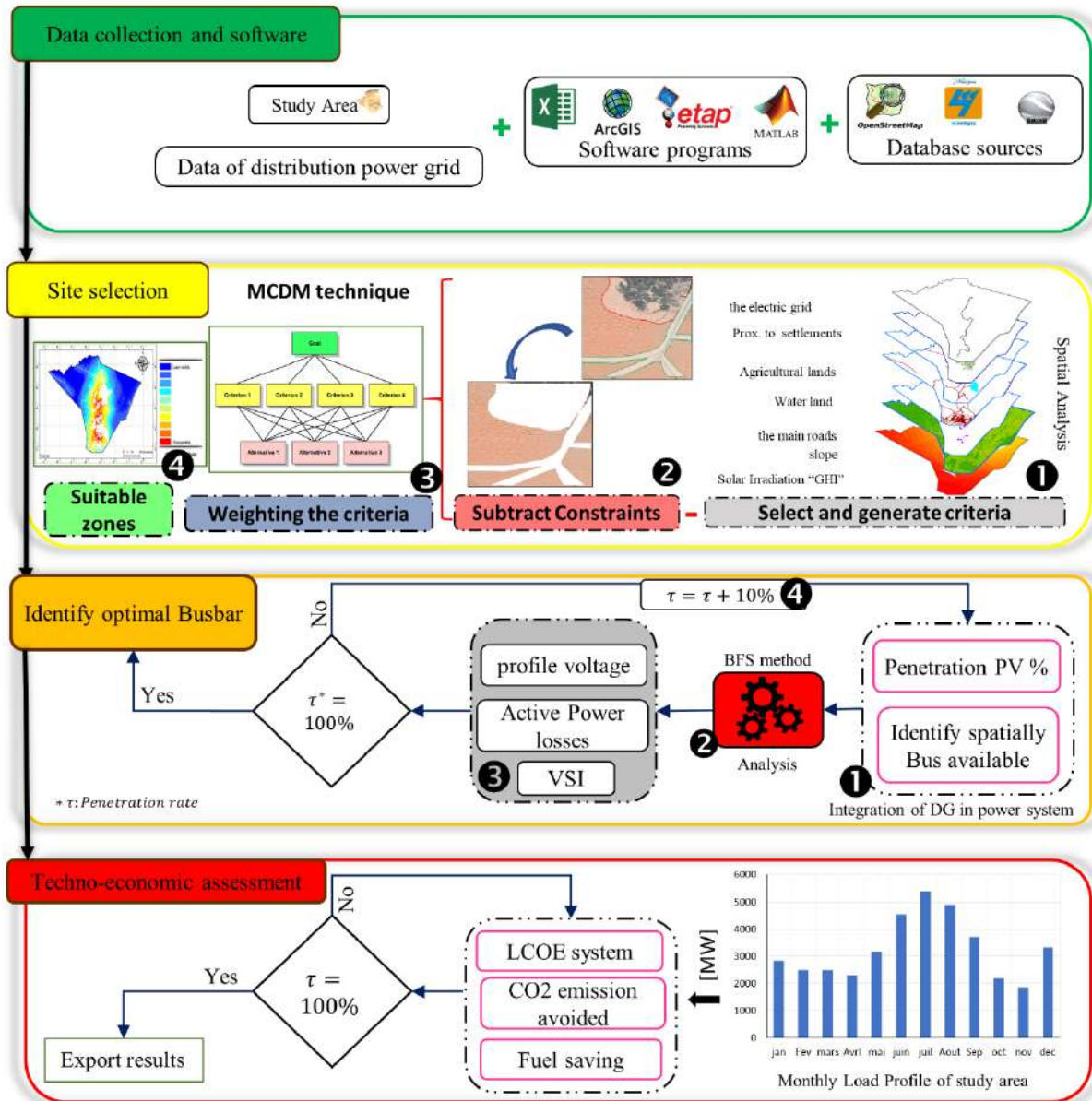
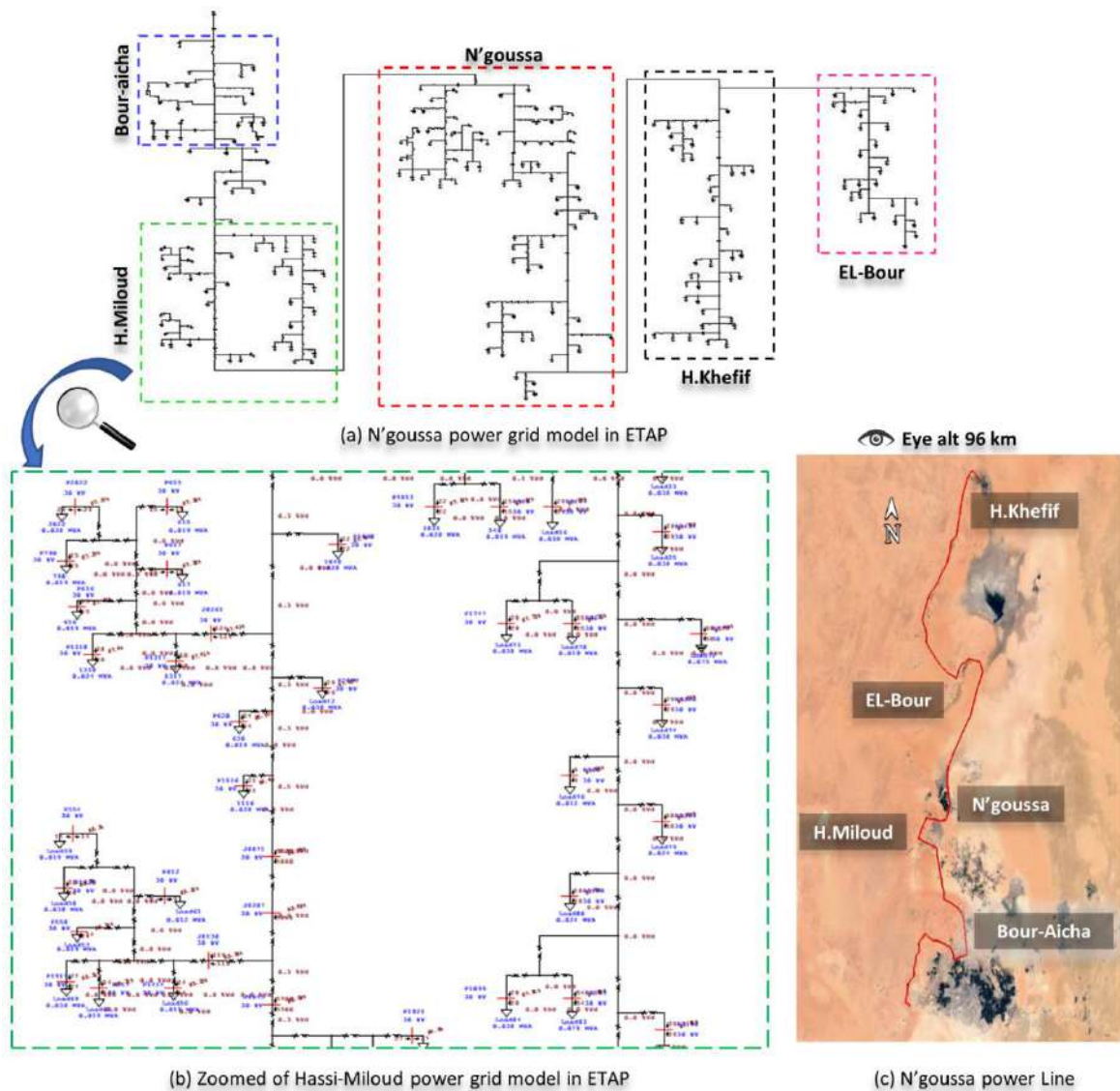


Figure 4-18 L'architecture de la méthodologie.

#### 4.6.1 Présentation de la zone d'étude

Le champ de l'étude comprend la région de N'GOUSSA, avec une superficie totale de la zone d'étude de 3 866 km<sup>2</sup>, ce qui en fait l'une des plus grandes villes de la province de Ouargla dans la région sud-est de l'Algérie. Ouargla est géographiquement située entre les latitudes de 28,29 et 33,35 N et les longitudes de 3,04 et 9,34 E. Cette région est généralement caractérisée par un climat aride. Comme le montre la **Figure 4-20** la carte solaire (Settou et al. 2021), ce qui

indique que la province d'Ouargla a un potentiel d'énergie solaire élevé dans les régions d'Algérie. Dans la zone d'étude, le rayonnement solaire annuel moyen était compris entre 2164 kWh/m<sup>2</sup>/an et 2192 kWh/m<sup>2</sup>/an ce qui incite aux investissements dans ce domaine énergétique. L'étude de cas de la région de N'GOUSSA contient l'un des plus grands réseaux de distribution de la province OUARGLA. Ce qui est caractérisé par les paramètres techniques suivants ; Système de test du système de distribution radiale (RDS) du bus 464 avec une charge totale de (4,4708 + 3,2332i) MVA et une tension de base de 30 kV. Le schéma unifilaire de 464 systèmes de bus est illustré à la **Figure 4-19**.



**Figure 4-19** : Présentation de la zone d'étude d'N'goussa.

#### 4.6.2 Développement du modèle de hiérarchie

Selon certaines publications, des études de cas sur la localisation des centrales solaires photovoltaïques et des avis d'experts dans le domaine de la planification énergétique. Comme le montre la **Figure 4-18**. Dans un premier temps, différentes sources (organisations gouvernementales/ bases de données open source) ont été utilisées pour collecter des données utilisées dans le développement de bases de données SIG à grande échelle à haute résolution spatiale (29x29 m, plus de 4 millions de pixels par carte). Après cela, huit couches ont été développées (la somme du DEM et de la carte du soleil est répertoriée dans le Tableau-A 7). Restreindre la zone tampon autour des routes, des lacs, des lignes électriques, des villes, des zones de végétation et des zones avec des pentes supérieures à 5%. Six critères ont été sélectionnés, puis la méthode AHP a été utilisée pour calculer leurs poids, puis des outils SIG ont été utilisés pour créer l'index final de la carte d'applicabilité. La carte est divisée en dix groupes : de "le moins approprié" à "le plus approprié".

#### 4.6.3 Description des critères et préparation de la base de données

Les facteurs suivants ont été pris en compte dans le choix du site du procédé de la centrale photovoltaïque dans cette étude ; la distance de la zone de peuplement (urbaine), la distance de la zone agricole (végétation), la distance des routes, des pentes, des lacs (barrages) et des lignes électriques la distance. Pour la carte du rayonnement solaire développée par (Settou et al. 2021), comme présenté sur la **Figure 4-20**, la carte d'irradiation solaire de la région N'GOUSSA a été extraite et examinée séparément sur la base de la base de données raster à l'aide du logiciel ArcGIS. Les résultats ont montré que les valeurs GHI sur l'ensemble de la zone d'étude sont comprises entre 2164 kWh / m<sup>2</sup> / an et 2192 kWh / m<sup>2</sup> / an (faible valeur de variété). Pour cette raison, ce critère n'a pas été évalué comme paramètre décisionnel pour ce travail. Les critères de sélection peuvent changer d'une région à une autre en fonction des conditions et circonstances locales (Uyan 2013). Les critères déterminants ont été divisés en trois groupes principaux : économique, environnement et orographie (Tableau-A 5), et chaque critère a été détaillé comme suit :



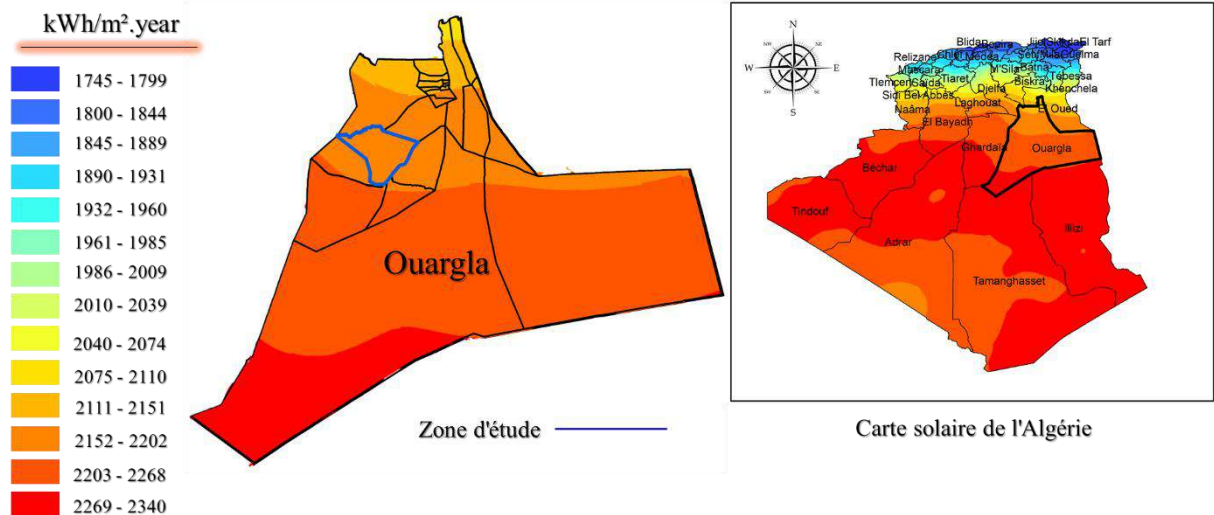


Figure 4-20 : Carte solaire de la zone d'étude.

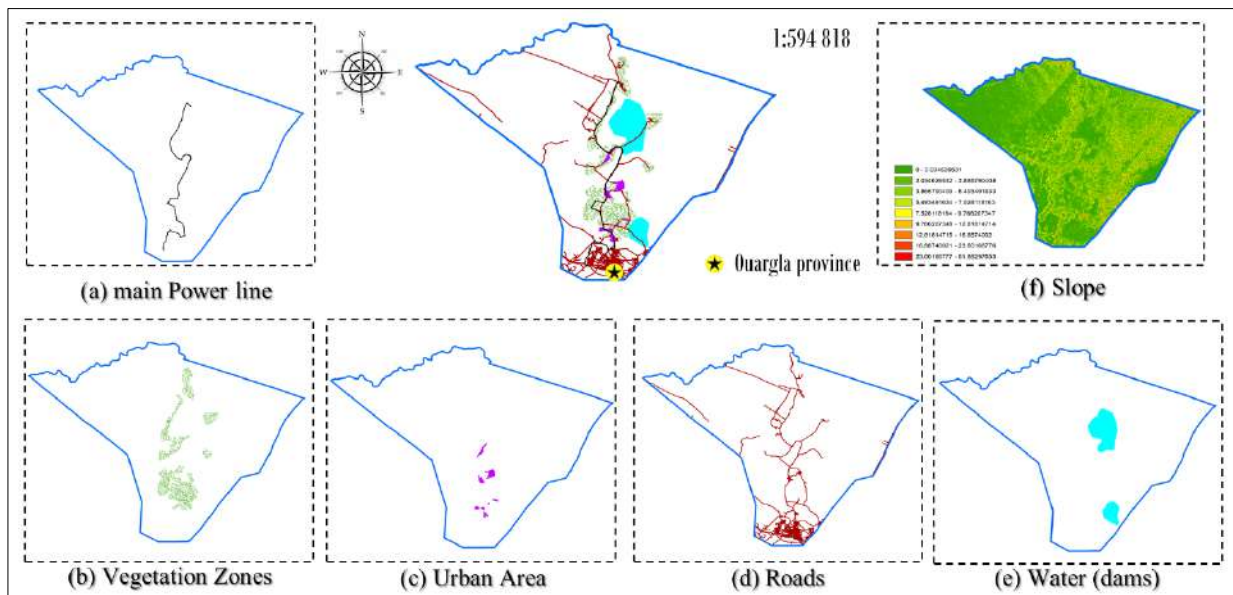


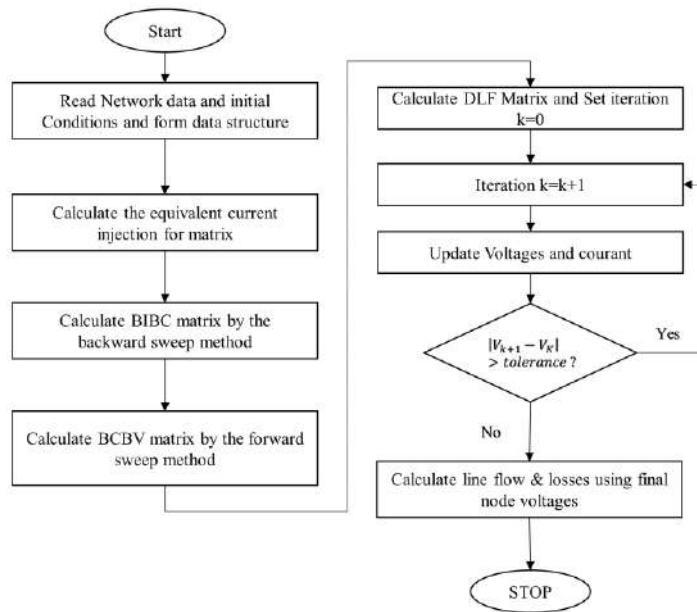
Figure 4-21 Informations spatiales sur les critères d'évaluation.

Tous les critères d'évaluation et les contraintes ont été développés sous forme de cartes numérisées (vectorsielles et raster) à l'aide d'outils SIG (logiciel ArcGIS), des zones tampons ont été considérées séparément pour chaque critère de contraintes comme détaillé dans le Tableau A 5 (annexe). Les valeurs de pondération pour chaque critère d'évaluation ont été calculées selon la méthode AHP.

#### 4.6.4 Algorithme Backward/Forward Sweep process

Comme mentionné ci-dessus, la méthode de "*Backward/Forward Sweep*" est généralement utilisée pour surmonter le problème radial en raison de ses performances de calcul supérieures

et de sa facilité de mise en œuvre (Cheng and Shirmohammadi 1995) , Pour cette raison, dans cette section, la méthode BFS sera utilisée pour analyser le flux de puissance dans le système de distribution radiale dans notre zone d'étude. Effectuer des études de flux d'énergie sur le système d'alimentation pour comprendre la nature du réseau installé. Le flux d'énergie est utilisé pour déterminer les performances statiques du système (Jabari et al. 2020)(Rupa and Ganesh 2014). Cette section propose une méthode basée sur la méthode BFS pour une répartition optimale des centrales photovoltaïques (production distribuée) dans le réseau de distribution, visant à minimiser la perte totale de puissance active et l'indice de sensibilité en tension de l'ensemble du système. L'influence de la centrale GED sur la norme de courbe de tension est considérée comme une contrainte d'optimisation. La **Figure 4-22** montre l'organigramme des étapes de simulation de la méthode BFS qui s'appliquait au problème de placement de GED mené dans le réseau de distribution à 464 bus de la zone de N'goussa pour étudier ses performances sous différents niveaux de pénétration de GED.



**Figure 4-22** : Algorithme du calcul de BFS.

#### 4.6.5 Emplacement optimal basé sur l'indice de sensibilité de la tension (VSI)

Tout d'abord, identifiez le nœud sensible à la tension pour chaque GED de pénétration (de 10% à 100%) de la capacité de charge totale de chaque départ sur chaque nœud, puis calculez l'indice de sensibilité en tension (VSI) (Murthy and Kumar 2013). Lorsque GED est connecté au bus j, la définition VSI du bus j est indiquée dans l'équation 4.2 :

$$VSI_j = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (1-V_i)^2}}{n} \quad \text{Équation 4-2}$$

Où ;  $V_j$  est la tension au jème nœud et  $n$  est le nombre de nœuds ( $n = 464$  dans notre étude de cas). Le nœud avec la valeur VSI minimale sera sélectionné comme meilleur emplacement pour le placement par le GED. Les étapes suivantes sont réalisées pour déterminer la taille optimale GED :

Initialement, le GED est installé sur le nœud qui avait la valeur VSI minimale.

1. La taille du GED varie par étapes constantes «10% » d'une valeur minimale «10%» à une valeur égale à la capacité de chargement du chargeur «100%»; jusqu'à ce que trouvé la perte minimale de l'appareil.
2. La taille de la GED entraînant des pertes minimales est considérée comme optimale.

#### 4.6.6 Impact du GED sur le profil de tension et les pertes de puissance

Afin de minimiser les pertes de puissance totale réelle dans un système de distribution, il existe trois formules différentes telles que ; Formule de perte d'Elgerd, formule de perte de courant de branche et formule de perte de puissance de branche (Hung et al. 2013). Dans cette étude, la formule de perte de puissance utilisée comme fonction objective ; dans un système de distribution avec  $n$  bus, l'injection de puissance active et réactive est fonction de tous les bus peut être calculée à l'aide de l'Equation 4.3 (Sultana et al. 2016):

$$P_{Lozz} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{P_{bi}^2 + Q_{bi}^2}{|V_i|^2} \right) R_{bi} \quad (\text{Équation.4.3})$$

Où  $P_{bi}$  et  $Q_{bi}$  sont le flux de puissance active et réactive à travers la branche  $i$ .

La GED devrait soutenir et améliorer la tension du système, telle que la surtension et la sous-tension, qui est l'un des principaux problèmes à résoudre pour améliorer le profil de tension (Vita 2017). Cependant, une pénétration excessive de GED peut avoir un impact négatif sur les performances du système et peut entraîner de graves problèmes de surtension (Ismael et al. 2019).

#### 4.6.7 Analyse technico-économique pour chaque stratégie

L'intégration d'une centrale photovoltaïque dans un système de distribution est récemment devenue une stratégie importante pour économiser l'énergie et réduire les émissions de GES des systèmes de distribution basse tension. L'évaluation technico-économique des systèmes de centrales solaires (PV) intégrés à ces systèmes (distribution basse tension) est très importante pour garantir leur bonne application dans le système de distribution. Dans le but de comparer

une stratégie de serval (niveaux de pénétration de 10 à 100%) d'un point de vue économique, les coûts de production d'énergie électrique sont calculés comme le coût nivelé de l'électricité (LCOE) (Eq.4.4). Le LCOE<sub>j</sub> spécifique à la technologie par technologie j (centrale photovoltaïque et centrales électriques conventionnelles, etc.) englobe tous les coûts pendant la durée de vie de la production d'électricité, y compris le coût en capital (I<sub>0</sub>), le coût de remplacement (R<sub>c</sub>) et le coût d'exploitation et de maintenance (O&M). Ces éléments de coût sont donnés sous forme de valeurs annuelles et normalisés par l'électricité fournie annuellement (E<sub>el</sub>). Les coûts clés en main des unités de production d'électricité sont actualisés en utilisant le coût moyen pondéré du capital WACC, N est égal à la durée de vie des technologies considérées (Timmerberg et al. 2019).

$$LCOE_{PV} = \frac{\frac{I_0}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+WACC)^n}} + C_{Rc} + C_{M\&O,j}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{el,j}}{(1+r)^t}} \quad (\text{Equation.4.4})$$

Le coût moyen de l'électricité par région est donné sous forme de valeurs agrégées en tant que système LCOE selon (Eq. 4.5). La part d'électricité es correspond à la part d'électricité produite par la technologie des centrales électriques j. En Algérie, le prix de l'électricité est égal à 0,25 \$ / kWh (Ghedamsi et al. 2016).

$$LCOE_{sys} = \sum_j LCOE_j e_j \quad (\text{Equation.4.5})$$

En dépit de la croissance continue des émissions, le secteur de l'énergie a connu une transformation importante au cours des dernières années. Aujourd'hui, l'intensité carbone moyenne de l'électricité produite est de 475 gCO<sub>2</sub>/kWh (IEA 2019). Les émissions de CO<sub>2</sub> réduites par la capacité solaire PV (centrale électrique) sont calculées en prenant la quantité de production de combustibles fossiles (gaz naturel) compensée par PV et en multipliant par l'intensité moyenne des émissions pour ces combustibles, les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> réduites sont calculées par (Eq .4.6).

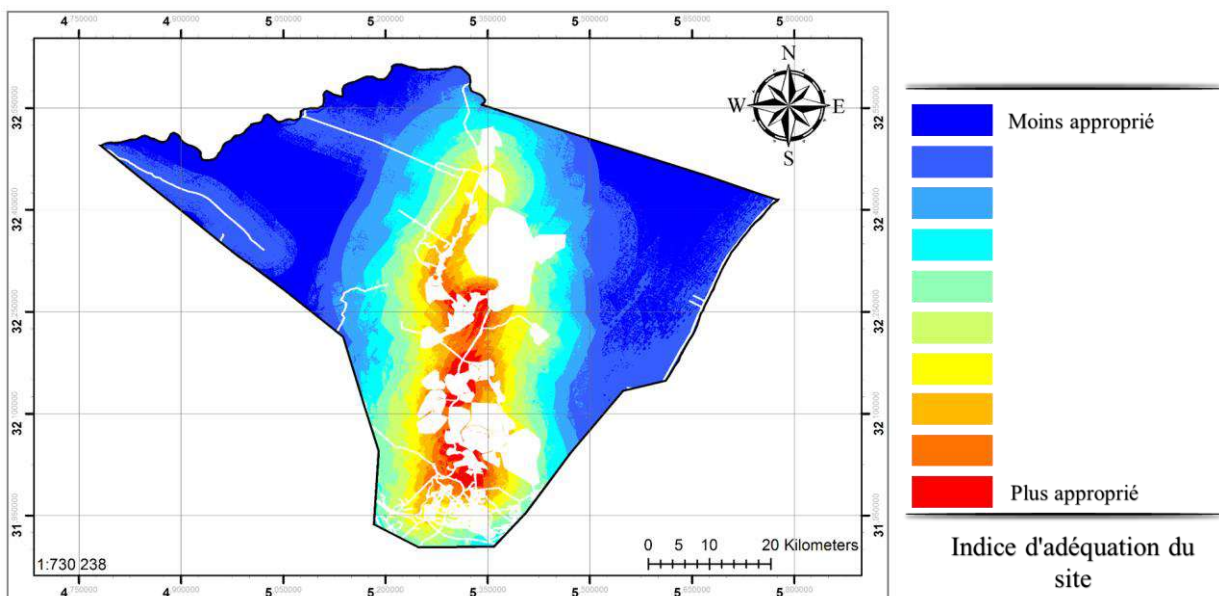
$$\text{Annual CO}_2 \text{ emission (metric ton)} = E_{el,PV} \times C_{i_{CO_2}} \quad (\text{Equation.4.6})$$

En utilisant une centrale photovoltaïque pour produire une quantité ( $E_{el,PV}$ ) d'électricité qui permettra d'économiser son équivalent d'énergie fossile. Sur la base de la centrale électrique algérienne, un mètre cube de gaz naturel consommé produira 0,246 kWh d'électricité (Algerian Ministry of Energy 2018a). Le Tableau-A 6 présente les caractéristiques du module PV dans les conditions de test standard utilisées dans cette section.

#### 4.6.8 Carte des terrains d'aptitude pour la centrale solaire PV : cas de N'goussa

Dans cette partie de la méthode proposée (figure 4-23), six critères sont utilisés pour déterminer l'emplacement de la centrale solaire le plus approprié. Afin de calculer l'indice d'applicabilité, le tableau 6 donne la matrice de comparaison par paire obtenue à partir de la méthode AHP et détermine le poids des critères utilisés dans l'analyse. Ces résultats (comparaison de paires) peuvent être considérés comme acceptables, et leurs valeurs sont très cohérentes, car le rapport de concordance (CR) est égal à 3,5%, ce qui est inférieur à 10%. Les poids calculés sont : la distance à la ligne électrique est de 41,74%, la distance à la route est de 28,55%, la distance à la zone urbaine est de 12,57%, la distance à la végétation est de 8,91%, la pente est de 4,89% et 3,34% est le lac.

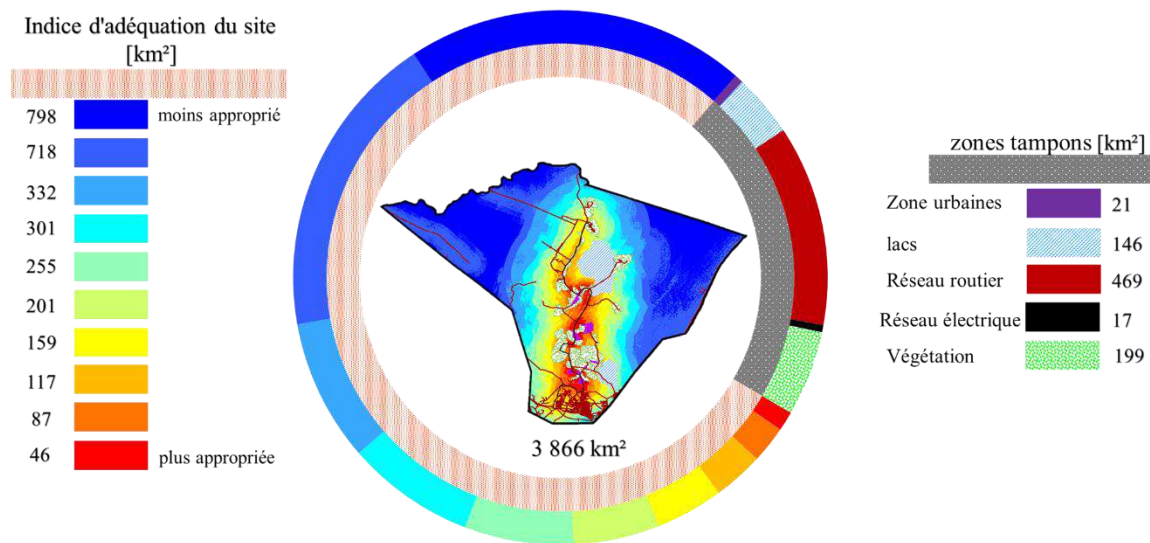
Comme mentionné précédemment, la combinaison entre l'AHP et le SIG pour une localisation optimale du site des fermes solaires générera une carte de l'indice d'aptitude des terres (LSI) de la zone de N'goussa ; qui est représenté sur la **Figure 4-23** et utilise les critères d'évaluation (**Figure 4-21**) pour calculer les indices d'aptitude, sur la base des attributs de la zone d'étude, les 6 critères sont un effet sur la décision de sélection du site. Ces critères ont été préparés à l'aide d'ArcGIS avec des valeurs de pondération à l'aide d'AHP. Un système de classement d'excellent (le plus approprié) à doux (le moins approprié) a été utilisé pour classer (une méthode de classification à intervalle égal) les différentes régions de la zone d'étude jugées exploitables pour le déploiement de l'infrastructure PV.



**Figure 4-23 :** Carte d'indice d'aptitude des terres.

La carte révèle que les emplacements les plus appropriés pour les fermes photovoltaïques sont les districts de la région nord et sud de la ville de N'goussa, ainsi que le sud de Bour-Aicha, EL-bour et le nord de H.miloud. Ces sites sont classés comme les plus adaptés en raison de leur distance par rapport aux villes plus que d'autres sites tels que H.khefif.

En conséquence, la zone appropriée représente 77,95% (3 013,31 km<sup>2</sup>) de la zone d'étude qui a été divisée en dix intervalles avec une méthode de classification à intervalles égaux de 26,47% (797,62 km<sup>2</sup>) comme étant le moins adapté à 1,52% (45,81 km<sup>2</sup>) le plus adapté. 22,05% (852,62 km<sup>2</sup>) de la zone d'étude ne sont pas adaptés aux zones de parcs solaires (qui comprennent les zones tampons ligne électrique, routes, végétation, zones urbaines et lacs). La **Figure 4-24** présente une répartition détaillée de la superficie des terres en km<sup>2</sup> par types de contraintes (sur le côté droit) et l'indice d'aptitude des terres (sur le côté gauche). Les résultats dépendent directement des critères sélectionnés, qui sont déterminés, catégorisés, puis organisés pour cette étude de cas en fonction de l'expertise et des opinions des décideurs, et en tenant compte de la disponibilité des données.

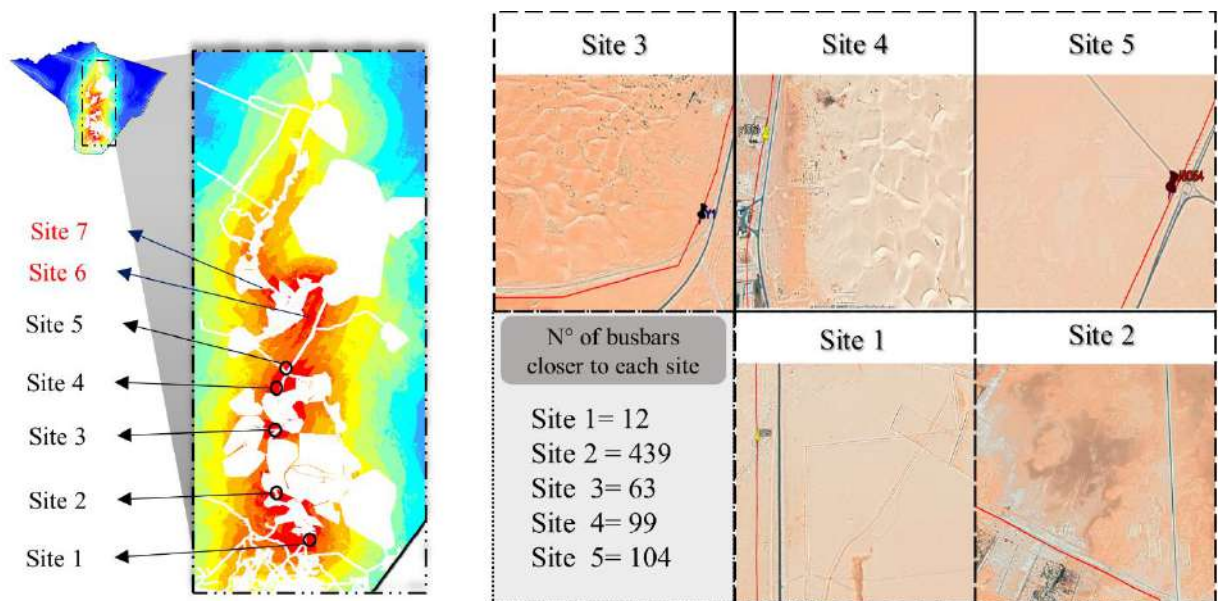


**Figure 4-24** : Répartition des superficies terrestres de l'indice d'aptitude à la zone d'étude / contraintes [km<sup>2</sup>].

#### 4.6.9 Validation des résultats par Google Earth

La carte révèle que les emplacements les plus appropriés pour les fermes photovoltaïques sont les districts de la région nord et sud de la ville de N'goussa, ainsi que le sud de Bour-Aicha, EL-bour et le nord de H.miloud. Ces sites sont classés comme les plus adaptés en raison de leur distance par rapport aux villes plus que d'autres sites tels que H.khefif.

Les résultats de l'indice d'aptitude des terres ont montré qu'il existe 7 sites potentiels comme classe la plus appropriée, qui sont examinés dans Google Earth. Deux sites sont éloignés des jeux de barres du réseau existants (sous-station), ce qui les rend non nominés pour l'installation d'une centrale solaire. Cinq sites semblent très appropriés en raison des jeux de barres du réseau existants. Ces sites sont classés en haut de la liste des meilleures zones pour accueillir une grande installation de centrale solaire. La **Figure 4-25** montre la vérification manuelle des résultats (validation de l'adéquation) à l'aide de Google Earth. Les 5 sites potentiels sont zoomés sur Google Earth. La **Figure 4-25** a démontré que les zones présentant le plus grand potentiel de production sont les meilleures alternatives. En raison de la présence de plusieurs critères (aspects techniques, économiques et environnementaux) tels que le faible coût d'accès au poste, la valeur de la pente presque nulle (ne pas avoir de frais de terrassement), plus près des routes réduit les coûts d'expédition / d'entretien. Des résultats qui démontrent la performance fiable de la méthodologie proposée.



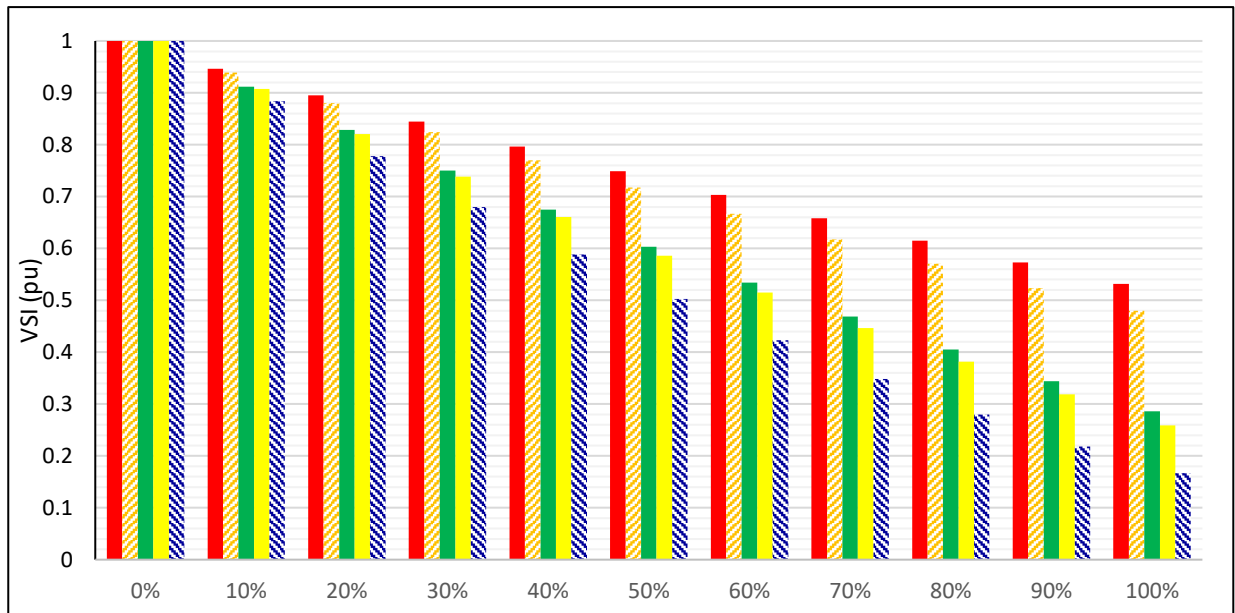
**Figure 4-25** : Vérification de la précision de l'adéquation à l'aide de Google Earth par sites et par jeux de barres.

#### 4.6.10 Analyse du flux de puissance optimal à l'aide de la méthode BFS

Sur la base de l'analyse spatiale, les sites les plus appropriés ont été déterminés. L'étape suivante, l'utilisation de la méthode BFS pour trouver le jeu bar optimal basé sur l'analyse du flux de puissance, les fonctions objectives sélectionnées sont (l'indice de sensibilité à la tension, les pertes de puissance) doivent être minimisées et l'amélioration du profil de tension, les résultats de la trois indices techniques (VSI, pertes de puissance et amélioration de la tension).

#### 4.6.10.1 Emplacement optimal basé sur l'indice de sensibilité de la tension (VSI)

Le but de la recherche de VSI est de trouver le nœud le plus sensible du système du point de vue de l'indice de sensibilité de tension. Après le calcul des sensibilités à tous les jeux de barres, le jeu de barres avec la valeur minimale de VSI sera utilisé comme emplacement optimal. Le taux de pénétration de GED a été examiné avec une taille de pas de 10% de la charge totale. Les résultats ont montré que le jeu de barres 104 a la valeur minimale de VSI dans chaque taux de pénétration à partir de 0,884 p.u à 10% à 0,166 p.u à 100% de pénétration GED. De plus, dans le cas de l'intégration, 10% de GED la différence entre les cinq cas est légère d'environ 0,05. Chaque fois que le taux de pénétration augmente, la différence augmente à 0,365 p.u entre les jeux de barres 12 et 104 en tant que meilleur et moins jeu de barres du point de vue VSI. L'indice de sensibilité de la tension dans le cas de base et après l'intégration GED avec différents taux de pénétration pour les 5 jeux de barres candidats a été montré sur la Figure 4-26.



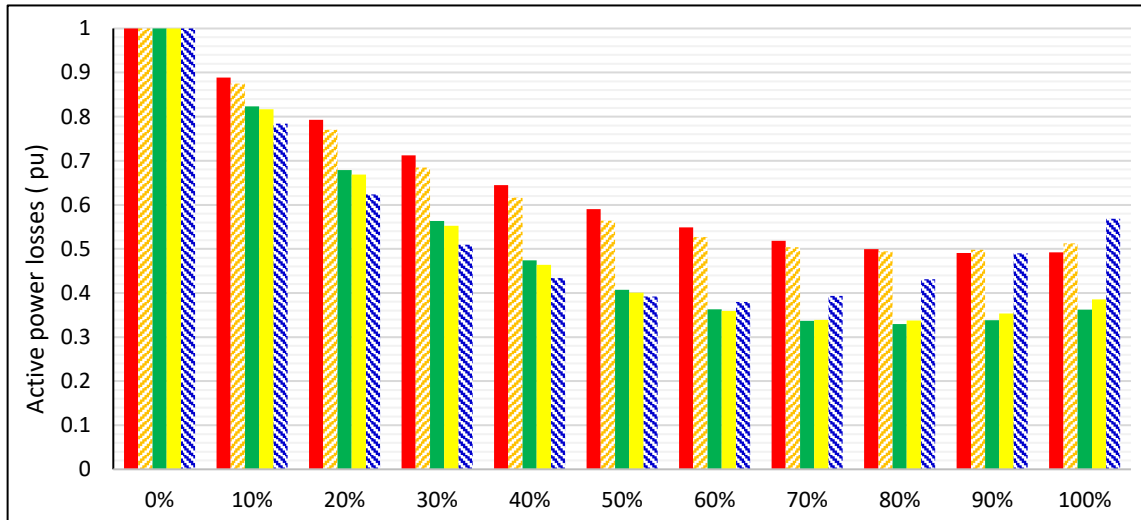
**Figure 4-26** : Variation de l'indice de sensibilité de la tension avec la taille du GED (taux de pénétration).

#### 4.6.10.2 Emplacement optimal basé sur la puissance active réelle

Afin d'identifier le jeu de barres optimal et le taux de pénétration de GED dans le système de distribution en fonction des pertes de puissance, la méthode BFS a été utilisée dans les 5 jeux de barres fondés via des analyses spatiales avec des changements dans le taux de pénétration de GED. Les résultats des pertes de puissance présentés sur la Figure 4-27 montrent que ; l'intégration de la GED dans le système de distribution réduira les pertes de puissance, mais à



un niveau de pénétration élevé des GED, les pertes de puissance augmenteront. Dans le cas du jeu de barres N ° 12, la perte de puissance a été atteinte une valeur minimale de 0.4904 p.u à un taux de pénétration de 90%, également dans le cas de jeux de barres 439, 63 et 99 une valeur minimale de perte de puissance a été atteinte à un taux de pénétration 80% (leurs valeurs de pertes de puissance présentées sur la Figure 4-27), dans le cas des jeux de barres 104 la pénétration optimale de GED est de 60% avec une valeur de 0,3797 p.u.



**Figure 4-27** : Variation totale de la perte de puissance réelle avec la taille du GED (taux de pénétration).

#### 4.6.10.3 Amélioration du profil de tension à l'aide de BFS

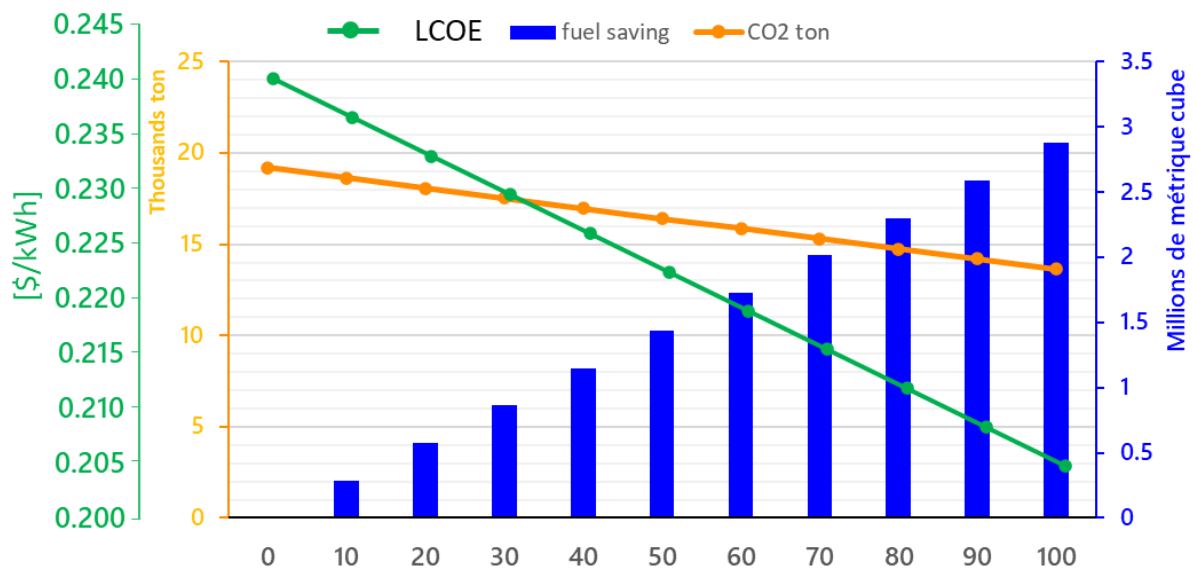
L'utilisation de la méthode BFS pour optimiser l'emplacement le plus approprié de GED devrait satisfaire de nombreuses contraintes (Huy et al. 2020), l'une de ces contraintes étant la tension du bus qui doit se situer à  $\pm 5\%$  de sa valeur nominale. Pour ce faire, une comparaison entre le potentiel des 5 sites en utilisant l'approche proposée ci-dessus, où l'intégration de différentes pénétrations de GED dans les jeux de barres nominés 12, 63, 99, 104 et 439 respectivement avec / sans GED est présentée sur la **Figure 4-28**. Au départ, nous pensons que l'amélioration des profils de tension n'était pas de la même manière dans tous les cas, il y a une augmentation des niveaux de profil de tension dans chaque pénétration GED d'une moyenne de 0,008084, 0,0124, 0,0142, 0,0120 et 0,00895 (pu) pour les jeux de barres 12, 99, 104, 63 et 439. Ce que l'on retrouve clairement sur la **Figure 4-28**. Cependant, le meilleur profil de tension est obtenu au jeu de barres 104 pour 70 à 100% par rapport à d'autres cas. De plus, nos résultats semblent confirmés que l'amélioration du profil de tension dépend de la pénétration optimale de la GED aux jeux de barres appropriés.



#### 4.6.11 Évaluation technico-économique des taux de pénétration du GED

Comme mentionné ci-dessus, les analyses technico-économiques sont considérées comme un outil utile utilisé dans l'évaluation des rentabilités du système. Dans cette section, l'approche technico-économique était basée sur trois facteurs, tels que le LCOE, la quantité d'économie de carburant (gaz naturel) et le CO<sub>2</sub> évité. La Figure 4-29 présente les trois facteurs de l'évaluation technico-économique considérés dans cette analyse.

Les résultats ont montré que la valeur LCOE dans le cas de base (sans intégration GED) qui est dans sa valeur maximale est égale à 0,240 [\$/kWh], tandis que dans chaque taux de pénétration de GED (+ 10% de la charge totale) la valeur LCOE sera diminuée de 0,003 \$ / kWh, ce qui signifie qu'elle atteint 0,205 \$ / kWh comme valeur finale du LCOE total. L'estimation de la quantité d'économie de carburant et de CO<sub>2</sub> évitée a été calculée sur la base de l'équation (4.7) et de la valeur équivalente de chaque kWh dans un mètre cube de gaz naturel. **Figure 4-29** le montre ; la quantité de CO<sub>2</sub> sera évitée dans le cas d'une pénétration de 100% de GED est égale à 5 553 tonnes. Alors que la quantité d'économie de carburant est de plus de 3 millions de mètres cubes dans le cas d'un taux pénétration de 100% de GED.



**Figure 4-29 :** Evaluation technico-économique dans la perspective de LCOE, d'économie de carburant et les émissions de CO<sub>2</sub> évitées.

## **4.7 Intégration des technologies de l'énergie hydrogène dans les systèmes électriques autonomes**

Avec le développement de la production décentralisée d'électricité à partir de sources renouvelables, il est fort probable que les micro-réseaux joueront un rôle central dans les réseaux du futur, non seulement pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et maximiser l'utilisation d'énergie produite localement, mais également pour améliorer la résilience du système global. Du fait de l'intermittence et de l'incertitude sur la production renouvelable (par exemple photovoltaïque), des systèmes de stockage de l'énergie doivent être intégrés. Cependant, déterminer leur dimensionnement et comment les contrôler pose plusieurs défis, en particulier parce que le dimensionnement optimal dépend de la stratégie de gestion utilisée, ou encore lorsque différents types d'énergie sont utilisés. Dans cette section, nous présentons la modélisation et l'optimisation d'un système hybride de stockage d'énergie à base d'hydrogène dans un réseau électrique autonome cas du N'goussa.

### **4.7.1 Modélisation de systèmes hybrides PV/hydrogène connectée au réseau électrique ; cas de la région de N'goussa.**

Une économie de l'hydrogène reposerait sur deux processus électrolytiques associés à de fortes pertes d'énergie : l'électrolyse et les piles à combustible. De plus, entre la conversion d'électricité en hydrogène par électrolyse et la reconversion de l'hydrogène en électricité par les piles à combustible, le gaz vecteur d'énergie doit être conditionné par compression ou liquéfaction. Il doit être distribué par des engins ou par des pipelines, stocké et transféré, quelle que soit l'utilisation finale de l'hydrogène, dans les applications fixes, mobiles ou portables. Dans ce travail, nous analysons la consommation d'énergie de toutes les étapes importantes des processus de conversion d'énergie. Nous présentons et discutons les résultats de l'ensemble des essais de simulation conduits dans notre étude. Dans un premier temps, nous présentons le cas d'étude, en l'occurrence, la daïra de n'goussa dans la wilaya d'Ouargla. En deuxième temps, les résultats relatifs à la modélisation du système choisi composé d'une ferme PV, d'un électrolyseur type PEM « SILYZER-200 », d'une pile à combustible PEM, d'un réservoir et d'un compresseur. La procédure de résolution et la présentation des résultats sont basées sur les quatre volets suivants :

- Production d'hydrogène  $H_2$  à partir l'électrolyseur.
- L'énergie électrique générée à partir de la pile à combustible.
- Recherche du niveau optimal de production à partir source fossile.

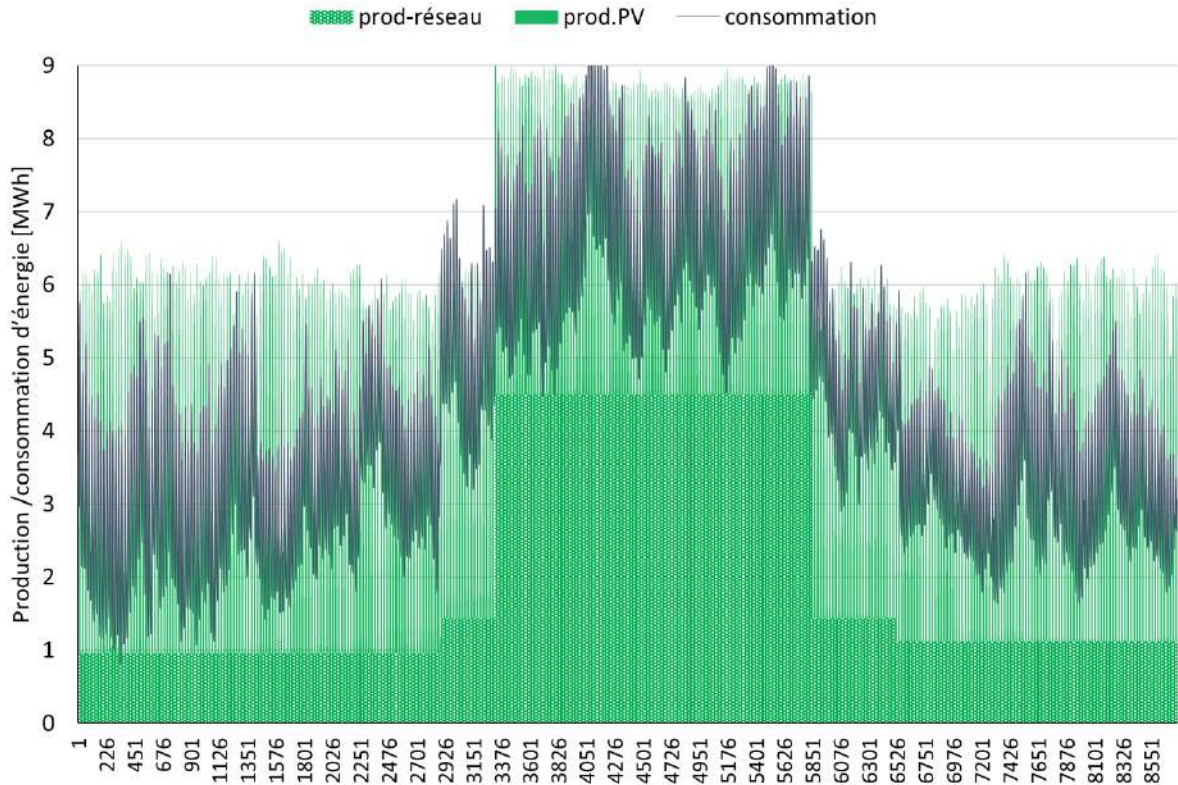
- Étude techno-économique du système.

**Tableau 4.4** : Modèles du sous-système.

Sous-système	Modèles de chaque sous-système
Photovoltaïque	$P_{PV} = (P_{rate} N_{pv} D_f) \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) (1 + k_t (T_{cell} - T_{ref}))$ $T_{cell} = T_{amb} + G \left( \frac{NOCT - 20}{0.8} \right)$
Compresseur	$P_{Com-Gaz} = \frac{T_{In} C_{p(gaz)}}{\eta_{c-1}} \left( \left( \frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \dot{m}_{Gaz}$
Réservoir	$E_{h2}(t) = E_{0,h2} + \int_0^t \left( \frac{\dot{V}_{el}(t)\Delta H}{V_T} - \frac{\dot{V}_{PàC}(t)\Delta H}{V_T} \right) dt$
Électrolyseur	$\dot{m}_{el} = N_{cell,el} \frac{\eta_{el} I(t)_{el}}{C_{H2}}$
Pile à combustible	$\dot{m}_{PàC} = N_{cell,PàC} \frac{\eta_{PàC} I(t)_{PàC}}{C_{H2}}$
Convertisseur boost	$P_{dis} = \eta_{con} \times P_{cc}$

#### 4.7.2 Modèle de profil de charge électrique

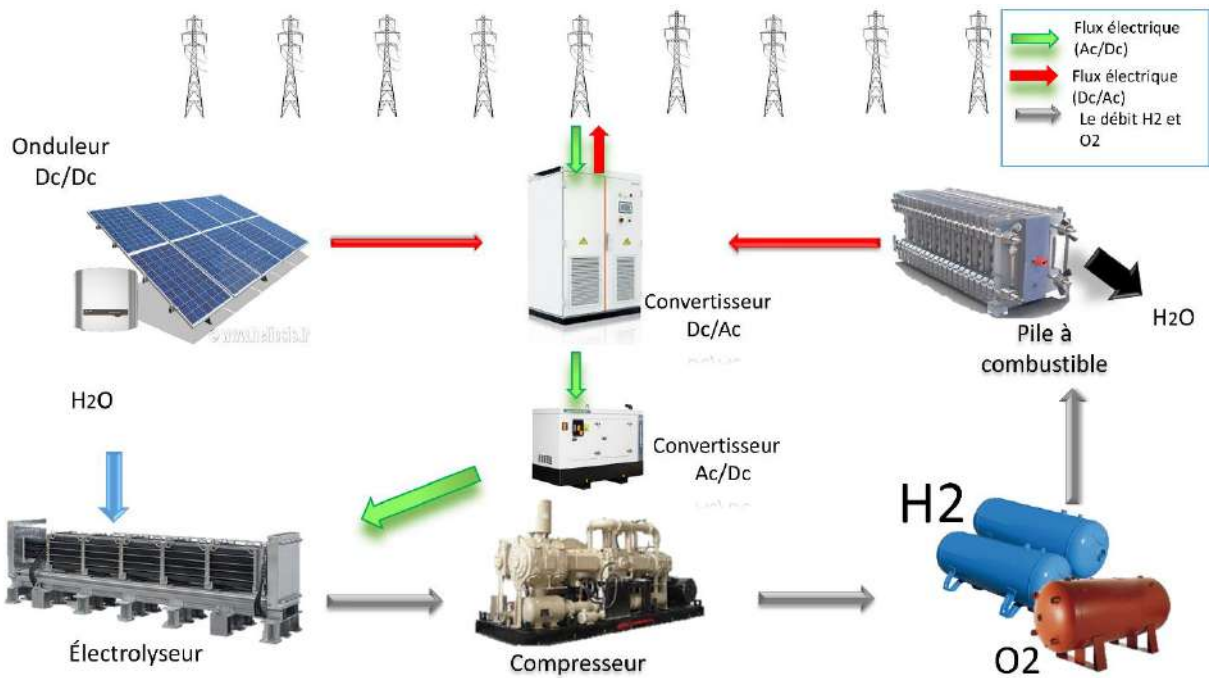
Nous utilisons comme donnée principale pour la problématique développée dans cette partie du travail le profil de charge électrique qui correspond à la consommation électrique annuelle. Dans le profil de charge utilisé, il est clair que ; il y a deux périodes, la première en saison hivernale avec une faible consommation d'énergie. Le second, en été avec un niveau de consommation élevé (près du triple de la saison d'hiver).



**Figure 4-30** : Profil de charge électrique annuelle (en MWh) et la production du réseau et le parc photovoltaïque.

### 4.7.3 Description du système hybride à base hydrogène

Les énergies du solaire sont omniprésents, disponibles gratuitement, et respectueux de l'environnement. Au cours des dernières années, la combinaison de ces sources d'énergie renouvelables système hybride photovoltaïque est devenue une alternative attrayante et viable à l'énergie fossile produite pour répondre à la demande d'électricité. Les composants de ce système d'énergie hybride se composent de deux sources d'énergie (PV et réseaux électrique). Dans la Figure 4-31, nous présentons un système hybride de stockage d'énergie à base d'hydrogène dans un réseau autonome. Selon les besoins en énergie durant la journée, Le système hybride d'énergie renouvelable est étudié pour l'alimentation électrique utilisée l'électrolyseur pour fractionner l'eau en hydrogène et en oxygène.

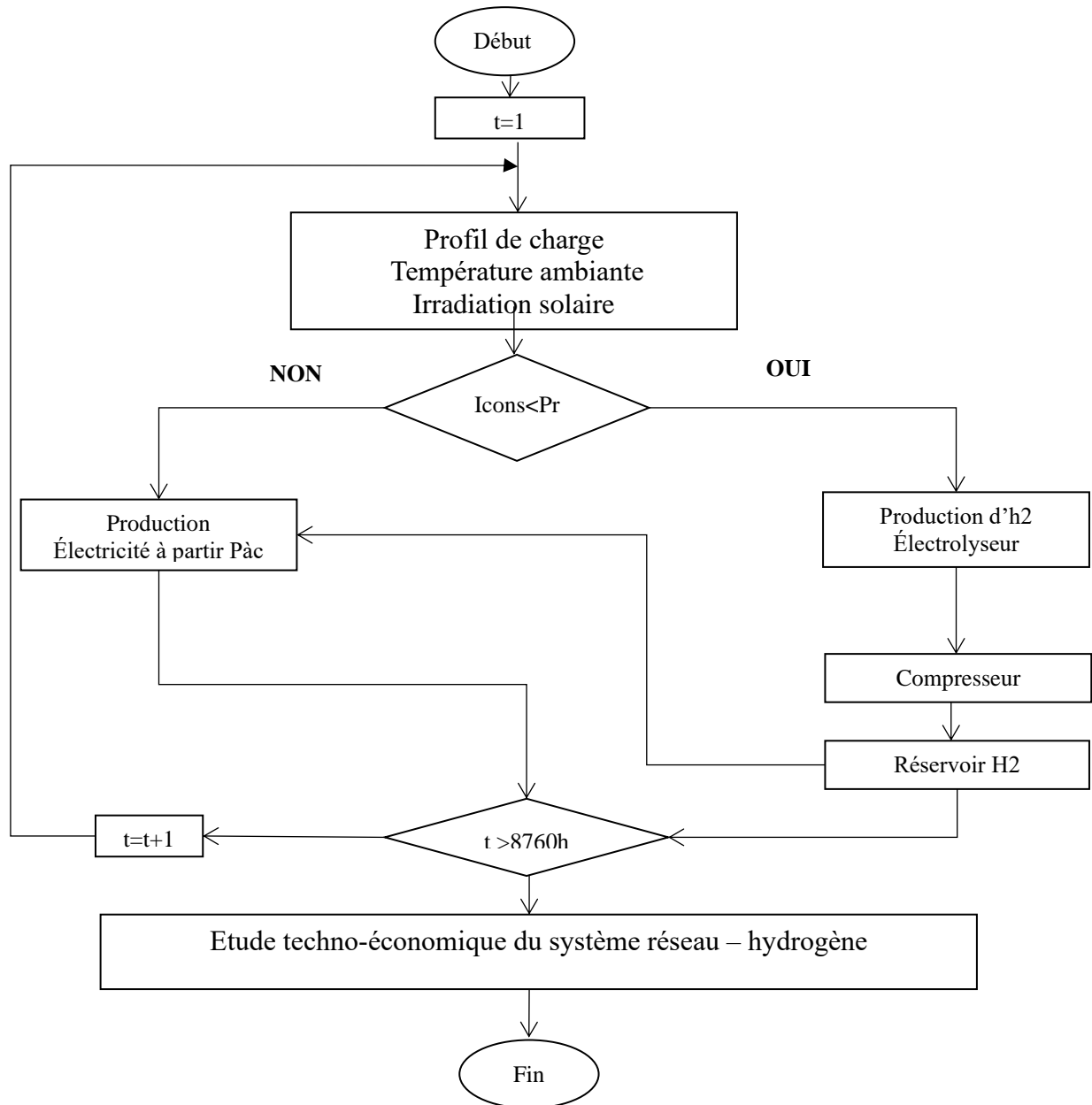


**Figure 4-31** : Structure du système hybride basée sur l'hydrogène comme vecteur énergétique de stockage.

Dans ce système il y'a un électrolyseur de type PEM, un convertisseur AC/DC associé à l'électrolyseur et photovoltaïque DC/DC un convertisseur DC/AC qui est inclus dans ce sous-système. Une pile à combustible de type PEM et un convertisseur DC / AC associé aux piles à combustible est inclus dans ce sous-système, Deux réservoirs H<sub>2</sub> et un réservoir O<sub>2</sub> d'une capacité individuelle équivalente et un réservoir d'eau qui récupère la production d'eau issue de la pile à combustible et assure l'alimentation en eau de l'électrolyseur.

#### 4.7.4 Algorithme de processus du calcul (gestion d'énergie)

Après avoir défini les fonctions objectives et la stratégie de gestion de l'énergie sur la base du modèle de performance proposé, la stratégie d'optimisation est définie à la **Figure 4-32** et est mise en œuvre à l'aide d'un algorithme. Le modèle d'optimisation pour le système à grille à hydrogène est développé dans Matlab.et comprend deux parties. La première partie est basée sur le cycle de simulation du système, défini par la stratégie de gestion de l'énergie en fonction du modèle de performance de chacun des sous-systèmes. Cependant, la deuxième partie recherche la valeur optimale des paramètres optimisés, en remplissant toutes les fonctions objectives. En entrée du code d'optimisation.



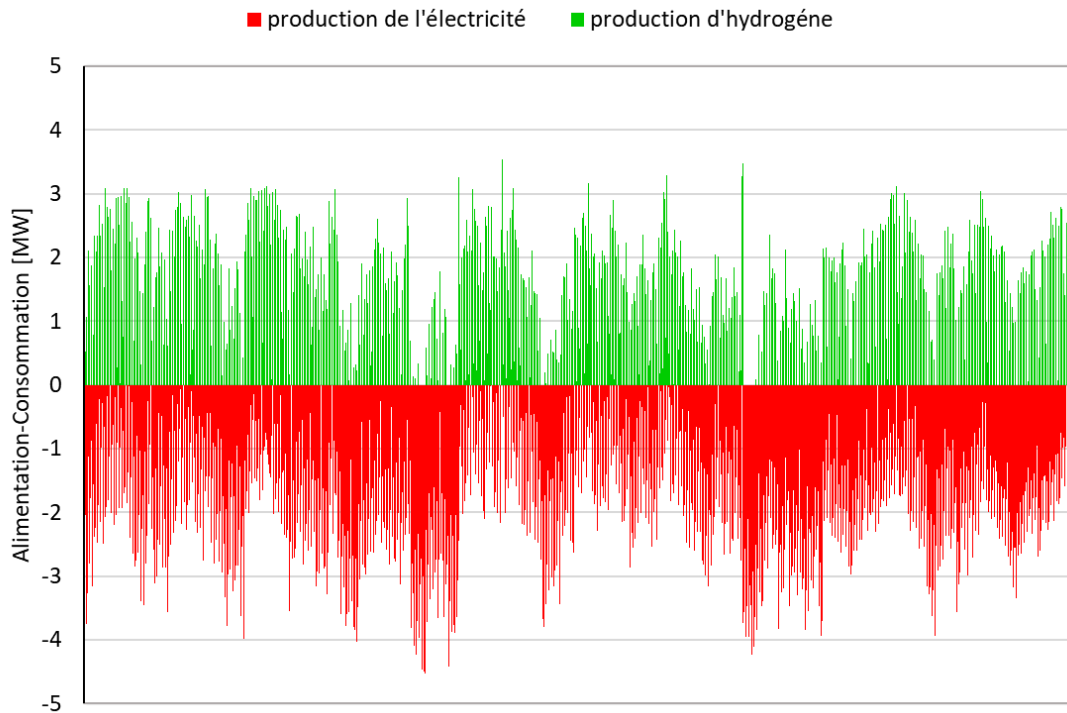
**Figure 4-32** Organigramme du système hybride (réseau, photovoltaïque) à base hydrogène.

#### 4.7.5 Evolution des périodes de production d'hydrogène et d'électricité

Dans cette partie du travail, nous avons appliqué l'algorithme de calcul au système énergétique proposé composé de l'électrolyseur, de la pile à combustible et des organes auxiliaires. Nous présentons ensuite les résultats obtenus pour chaque sous-système du processus technologique de stockage et déstockage d'hydrogène. Nous utilisons comme donnée principale le profil de charge exprimé en courant électrique qui est directement proportionnel à la consommation énergétique de la région concernée. Nous allons d'abord déterminer le niveau de production d'énergie électrique optimal qui sera délivré par la société Sonelgaz, et qui est calculé



en égalant la quantité d'énergie électrique pour les deux périodes de stockage (la consommation est inférieure à l'alimentation par le réseau électrique) / déstockage (la consommation est supérieure au niveau de l'alimentation de Sonelgaz) d'hydrogène (**Figure 4-33**). Ce bilan nous permet de déterminer exactement le niveau d'alimentation de l'énergie électrique assurée par l'opérateur énergétique, en l'occurrence Sonelgaz, et ceci en tenant compte des différents rendements de conversion énergétique de chaque sous-système (électrolyseur, pile à combustible et compresseur).



**Figure 4-33** Evolution des périodes de production d'hydrogène et d'électricité

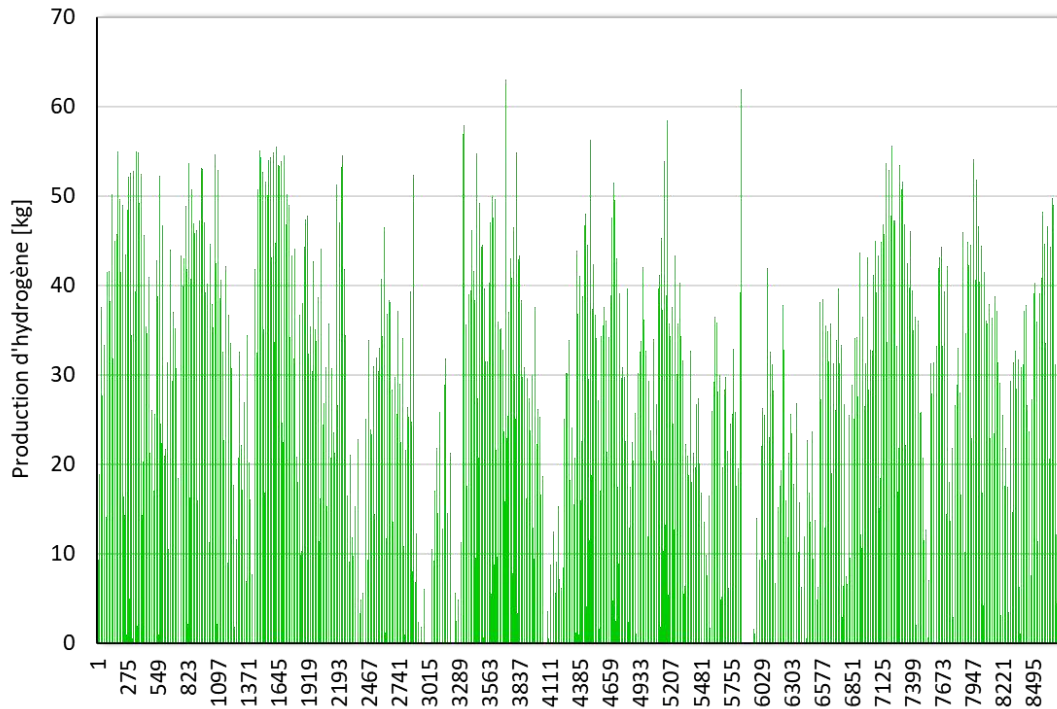
La figure 4-33 représente l'évolution des périodes de production d'hydrogène et d'électricité, pour fixer le niveau de production optimal, il devrait y avoir une égalité de quantités d'énergie dans les deux périodes, mais la grandeur physique n'est pas en même unité, pour cela et après soustraction des pertes d'énergie dans le processus de stockage de l'hydrogène (efficacité de l'électrolyseur et puissance de compresseur). Il convient d'estimer la quantité d'énergie équivalente à la quantité d'hydrogène produite. L'égalité de l'énergie électrique équivalente à la quantité de l'hydrogène stocké dans le réservoir et d'électricité produit au niveau de la pile à combustible, nous permet d'écrire l'équation (4.6):

$$E_{eq} = (I_{elec} \times U_{Res} \times \eta_{elec} \times HHV \times \dot{m}_{H_2}) - W_c \quad (\text{Equation.4.8})$$

- $E_{eq}$     Energie électrique équivalente à la quantité de l'hydrogène
- $I_{elec}$     Courant électrique passé dans électrolyseur
- $U_{Res}$     Tension électrique du l'électrolyseur
- $\eta_{elec}$     Rendement de l'électrolyseur
- $HHV$     Pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène
- $\dot{m}_{H2}$     Débit massique sortant à électrolyseur

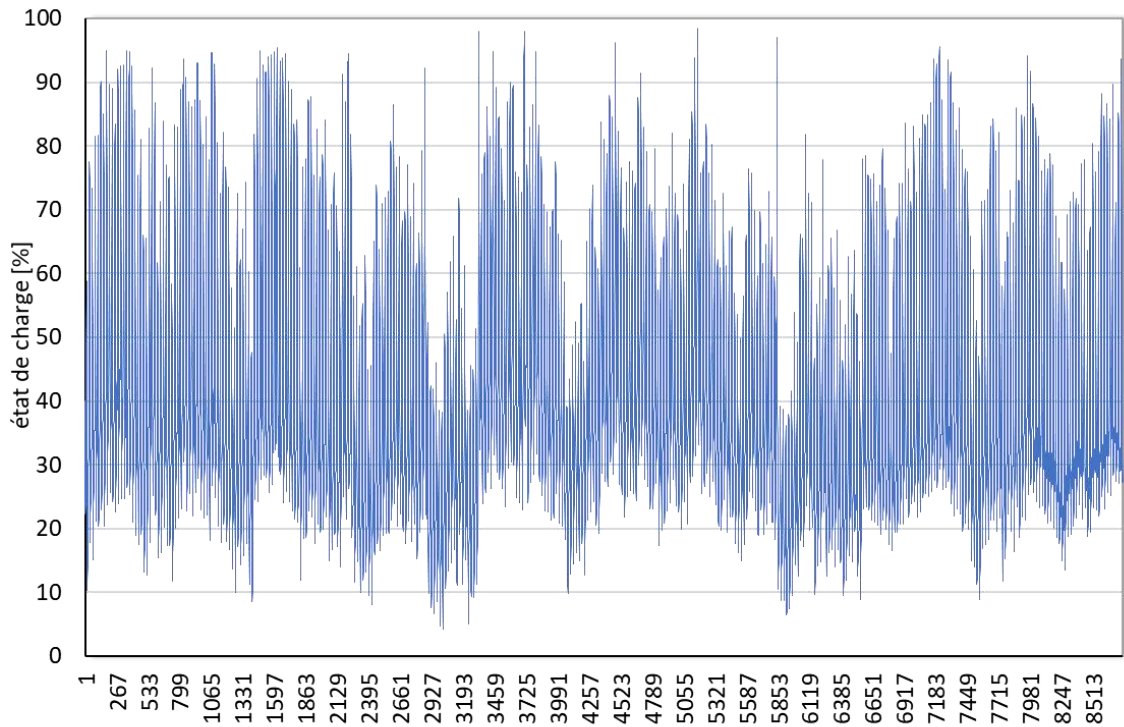
#### 4.7.6 Production et stockage d'hydrogène (fonctionnement de l'électrolyseur)

Afin d'estimer la quantité de l'énergie équivalente à la quantité d'hydrogène stocké dans le réservoir, il faut calculer la quantité l'hydrogène produit à la sortie de l'électrolyseur et l'énergie électrique consommée par le compresseur pour stocker de l'hydrogène sous forme de gaz à haute pression.



**Figure 4-34** : la variation temporelle de la production d'hydrogène à la sortie de l'électrolyseur [kg/h].

Les figures 4-34 représentent la variation de la production d'hydrogène et la puissance du compresseur respectivement en fonction de temps, ceci correspond aux heures où le niveau de la production est supérieur au niveau de la consommation, ce qui signifie qu'il y a un excès d'énergie électrique fourni par l'opérateur.

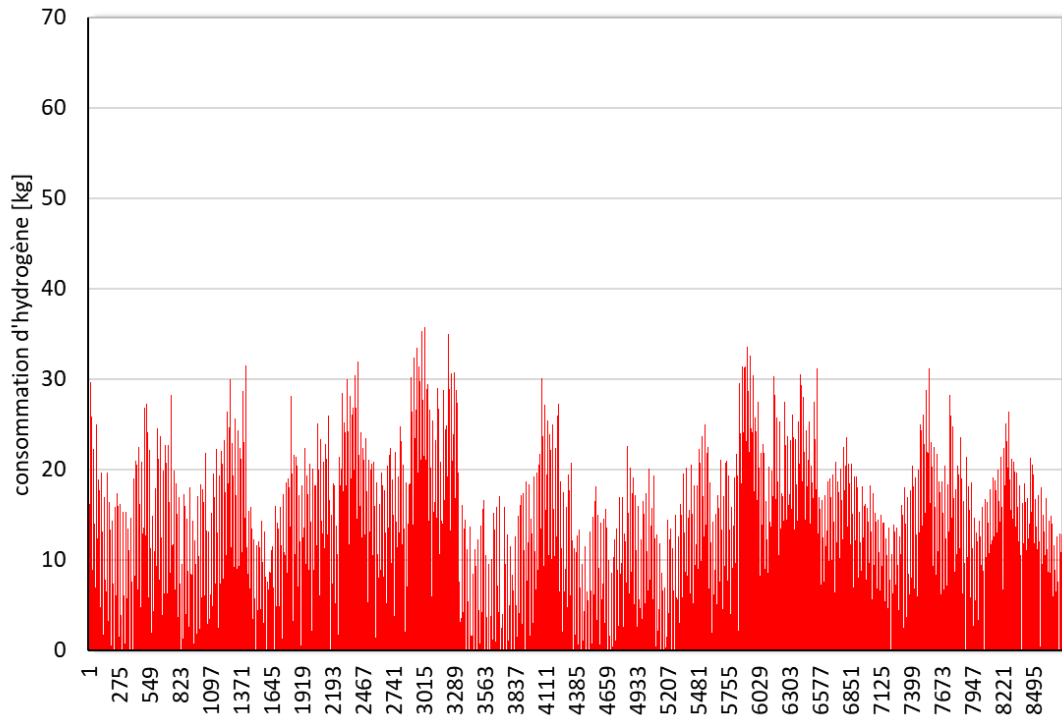


**Figure 4-35** : état de charge de réservoir d'hydrogène [%].

L'état de charge du réservoir montre que le niveau d'hydrogène dans les réservoirs est compris entre 8 et 98% ; dans l'heurs creux (11h -14h) l'état de charge attendre plus 90%, et lors que nos besoins plus qu'énergie (pile à combustible en marche) le niveau de l'hydrogène attendre mois de 25 %.

#### **4.7.7 Production de l'électricité (fonctionnement de la pile à combustible)**

Pour évaluer la quantité de l'électricité injectée dans le réseau électrique, nous avons estimé la quantité de l'électricité produite à partir de la pile à combustible pendent les périodes où l'alimentation de Sonelgaz est inférieure à la consommation de la localité.



**Figure 4-36** : périodes du fonctionnement de la pile à combustible.

La **Figure 4-36** montre que la pile à combustible marché dans une plage du 15-17 h / par jour et la production maximal à 38.6 kg dans le mois du Mai avec une valeur dépassée 3.75 MW, malgré la pile fonctionnée dans des heures plus que l'électrolyseur, la quantité d'énergie électrique est égale à celle-lui ce de la période de production d'hydrogène, cette quantité électrique est liée à une grande demande énergétique due aux conditions environnementales de la région pendant cette saison d'été.

#### 4.7.8 Etude économique du système

A l'heure actuelle, la démarche utilisée pour apprécier l'intérêt économique d'un système énergétique s'appuie sur un schéma de fonctionnement fixé. Ensuite, à partir d'un scénario incluant la durée de vie de système, ainsi qu'un taux d'actualisation, il est possible de calculer le coût de production d'énergie. Dans le cas de notre système, afin de calculer le coût de l'électricité produite, une analyse du coût de cycle de vie (Life Cycle Cost, LCC) (Sieglinde and Stephen 1995), devra inclure le coût de financement du capital ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement sur la durée de vie prévue du système.

##### 4.7.8.1 Coût d'investissement total :

Le coût d'investissement total est le coût global d'une installation du système qui est composé de deux parties distinctes : l'investissement initial et les frais d'exploitation et de

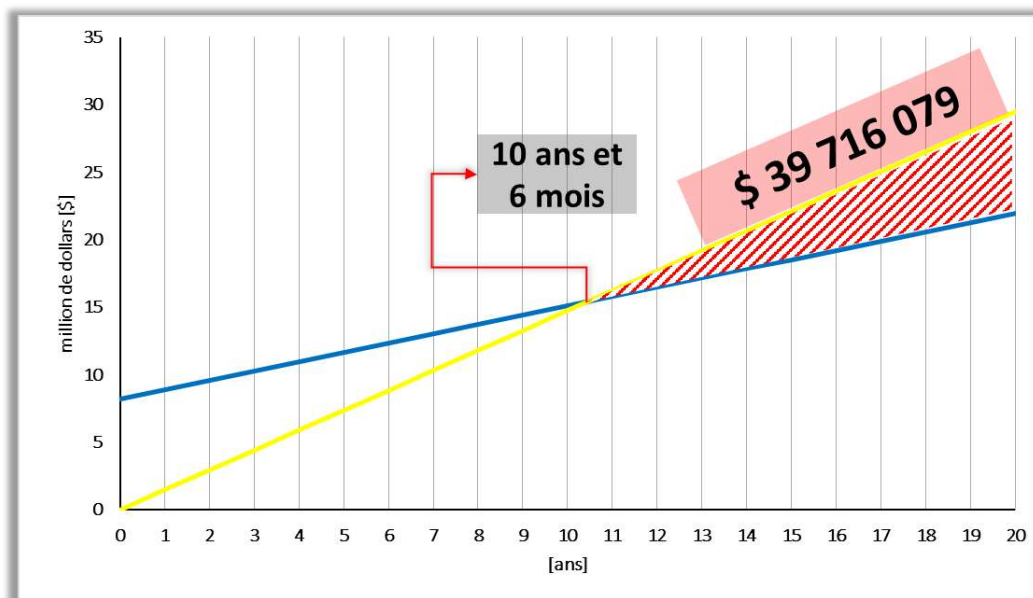
maintenance. Le coût moyen actualisé d'électricité est le rapport des valeurs actualisées nettes des coûts de cycle de vie (life cycle cost) du système de production d'électricité (coût d'investissement initial, dépenses de maintenance et de remplacement), sur la quantité d'énergie électrique produite durant la vie de système (Matt 2008).

**Tableau 4.5** : Coûts et autres paramètres pour l'analyse économique (Dawood et al. 2020; Mokhtara et al. 2021; Samy et al. 2019)

	FC	L'électrolyseur	PV	Réservoir
Durée de vie [ $N$ ]	50000 h	15 ans	25	25 ans
Coût initiale [ $I_0$ ]	600 \$/kW	886 \$/kW	770 \$/kW	35 \$/kWh
Coût de remplacement [ $C_r$ ]	75 \$/kW	40 \$/kW	23 \$/kW	100 \$
Coût d'exploitation et de maintenance [ $C_{O\&M}$ ]	0,01 \$/h/kW	20.5 \$/année/kW	38 \$/kW	10 \$/année/kW

#### 4.7.8.2 La rentabilité de système :

Les critères de rentabilité choisis dans le cadre de cette analyse sont le délai de récupération et le taux de rentabilité interne (TRI). Le délai de récupération correspond à la période de temps au bout de laquelle les rentrées nettes de fonds auront permis de rembourser l'investissement initial. Au-delà de cette période, l'énergie récupérée est considérée comme gain pour notre système. La **Figure 4-37** montre l'évolution des revenus et des dépenses d'investissement en fonction des années.



**Figure 4-37** : Evolution des revenus et des dépenses d'investissement.

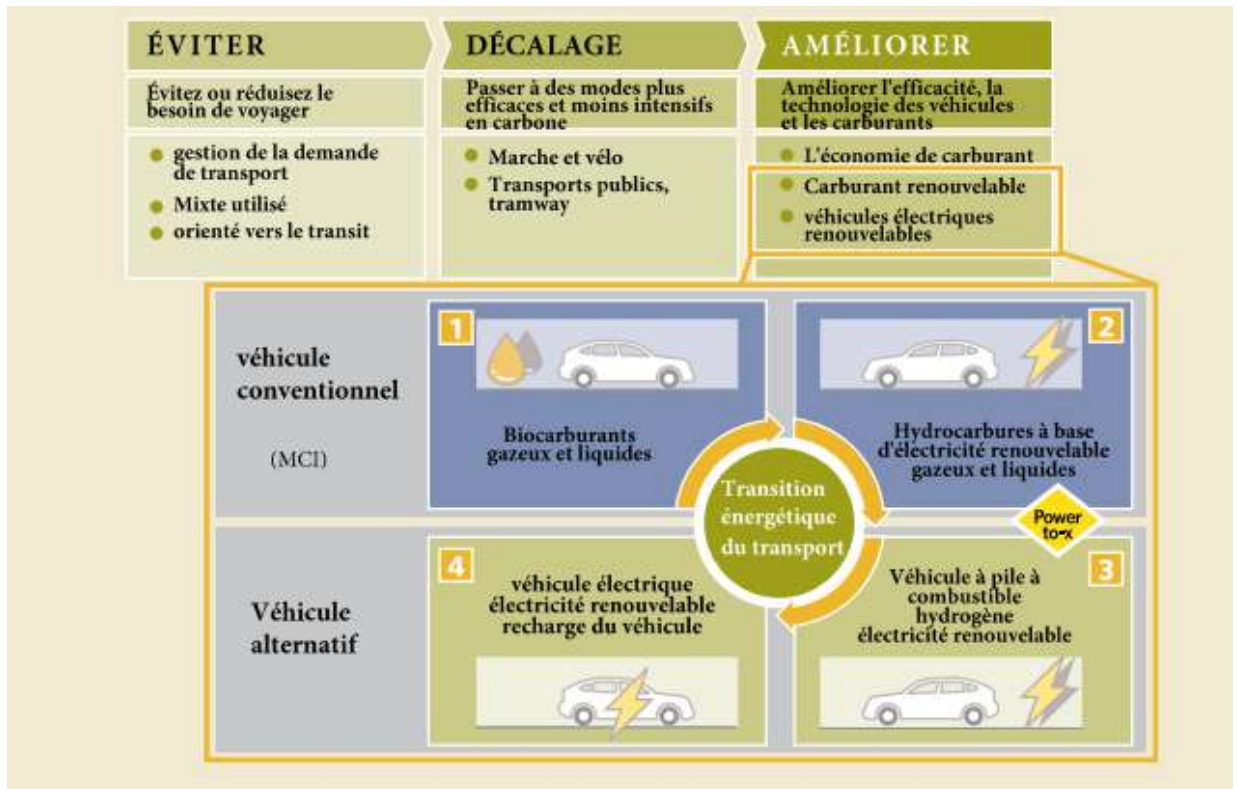
Nous avons étudié la durée de vie de chaque composant du système, et nous avons pris la plus grande durée de vie qui est de 20 ans. Les composants des sous-systèmes qui ont des durées de vie inférieure à celle proposée, connaîtrons des remplacements en fonction des durées de vie de chaque sous-système. La courbe bleue qui représente les dépenses engagées pour réaliser le projet comprenant un cout initial (cout des équipements et auxiliaires) et des dépenses variables au cours des années (maintenance, exploitation et remplacement). La deuxième courbe en jaune représente les revenus issus de la production d'énergie électrique à partir du stockage d'hydrogène. Le point d'intersection des deux courbes représente l'égalité entre les dépenses et les revenus. La durée nécessaire à la récupération des investissements engagés est de 10 ans et 6 mois. L'énergie récupérée au-delà de cette période est estimée à 9 929 GWh et qui correspond à un gain net estimé à 39 716 079 \$ sur la base du tarif standard international. Les revenus peuvent être calculés à partir de la formule suivante (Eq.4.9) :

$$Revenus = \sum_{n=1}^{N=20} [(E_{vente} \times P_{vente}) - (E_{acheter} \times P_{acheter})] \quad (4.9)$$

#### 4.8 Quelles évolutions pour les transports dans la transition énergétique ?

Compte tenu de la situation actuelle, les évolutions de la transition énergétique dans les transports routiers tendent à se tourner vers des solutions alternatives et variées pour faire fonctionner les flottes. Électrique, biocarburants ou encore gaz, tour d'horizon de quelques énergies pouvant être utilisées par les parcs de véhicules.

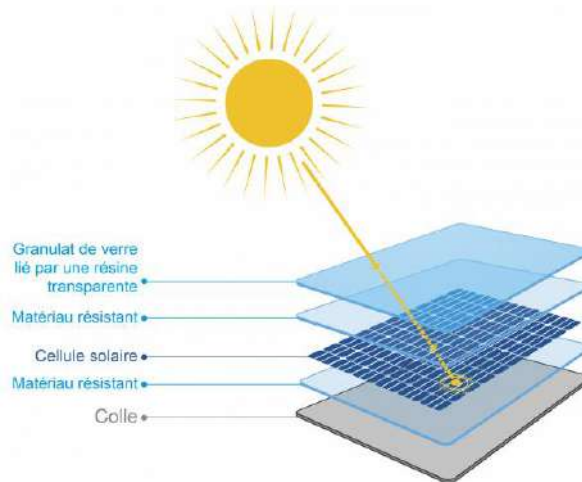
L'énergie renouvelable devra jouer un rôle fondamental dans le secteur des transports de l'avenir. L'avenir du secteur des transports sera beaucoup plus complexe, avec de multiples acteurs, technologies et liens directs avec le système électrique. Il est clair que les solutions d'énergies renouvelables pour le secteur du transport routier doivent être intégrées dans un cadre plus large d'actions qui réduisent également la demande de services de transport, modifient le choix des modes de transport et augmentent l'efficacité des véhicules - la méthode Éviter-Décaler-Améliorer (**Figure 4-38**) (EDA) (REN21, 2018).



**Figure 4-38** énergie renouvelable dans le contexte de la méthodologie Éviter-Décaler-Améliorer (EDA) dans le secteur des transports.

#### 4.8.1 Routes solaires : les bases de l'approvisionnement énergétique

Les routiers solaires sont une nouvelle technologie conçue pour servir de couche supérieure de l'infrastructure de chaussée. Le principal avantage de cette approche est qu'il s'agit d'une structure modulaire qui intègre des cellules photovoltaïques qui convertissent directement l'énergie solaire incidente en électricité. Cette électricité pourrait avoir un certain nombre d'utilisations, comme alimenter des lampadaires, recharger des véhicules électriques ou être vendue à des entreprises de distribution locales. Alors que la plus grande influence de ces panneaux proviendrait du remplacement des chaussées routières, des applications à vitesse et volume beaucoup plus faibles sont actuellement considérées comme des emplacements idéaux pour l'installation de ces panneaux. Les panneaux sont une structure composite à trois couches qui se compose de couches transparentes, optiques et de base, comme le montre la **Figure 4-39** (Lee et al. 2013). La couche transparente gère l'interaction directe avec les véhicules et permet au rayonnement solaire de passer à travers la couche optique. La couche optique transfère la charge sur la couche transparente à la couche de base en la dirigeant autour des cellules solaires intégrées dans les découpes structurelles. Enfin, la couche de base transfère la charge à la base structurée sous le panneau (Northmore 2014).



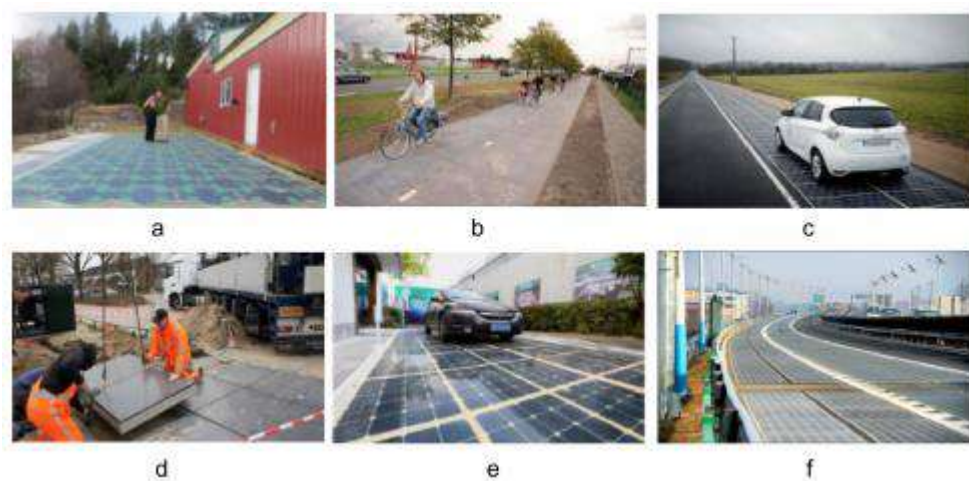
**Figure 4-39** couche de routes solaire.

#### 4.8.2 Approche historique du développement des routes solaires

En 2014, Scott et Julie Brusaw ont construit le premier parking à chaussée solaire dans la cour de leur maison à l'aide de panneaux de chaussée solaires hexagonaux qu'ils avaient eux-mêmes conçus (**Figure 4-40** (a)). La même année, la première piste cyclable solaire au monde, une piste cyclable de 230 pieds de long (environ 70 m), a été construite à Krommenie, en Hollande, pour un coût de 3 500 000 €. La piste cyclable a été construite avec des panneaux solaires en silicium cristallin recouverts de béton et de verre trempé translucide (TNO Annual Report 2014) (**Figure 4-40** (b)). En 2016, la première route solaire au monde, « Wattway », a été construite le long d'un kilomètre de route de campagne à Tourouvre, en Normandie, en France pour un coût de 5 000 000 € (**Figure 4-40** (c)). Wattway est recouvert de 2800 m<sup>2</sup> de panneaux solaires qui sont protégés par une couche de silicone et peuvent supporter environ 2000 véhicules par jour (Colas 2016a). La même année, le groupe Hanergy a achevé le développement d'une série de produits de chaussées solaires flexibles à membrane mince et les a utilisés pour construire deux tronçons de routes cyclables de démonstration en Belgique et aux Pays-Bas (**Figure 4-40** (d)). Actuellement, Hanergy développe une technologie de revêtement solaire pliable en forme de tapis et des équipements de construction basés sur leur cellule solaire à membrane mince et conçus pour un déploiement rapide. En 2017, le tronçon de route photovoltaïque expérimental « Sun No.1 » a été posé à Shaoxing, en Chine (**Figure 4-40** (e)). La même année, la première autoroute photovoltaïque au monde, une autoroute photovoltaïque de 1 080 m de long qui peut transporter de lourdes charges (**Figure 4-40** (f)), a été construite dans le réseau routier périphérique de Jinan au coût de 41000000 RMB, correspondant à un coût par mètre carré d'environ 7 000 RMB. La chaussée est actuellement en phase de test et des



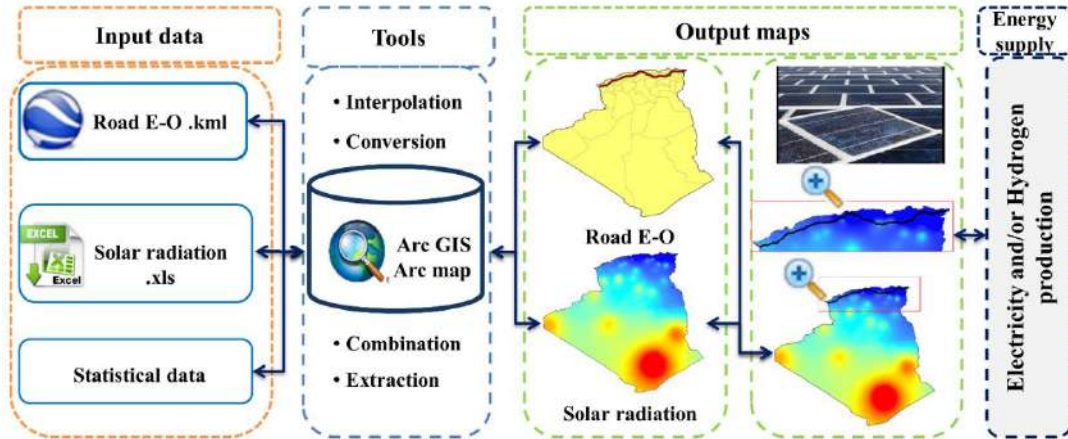
expériences ont été menées pour évaluer sa production d'électricité et ses performances routières. Dans le Zhejiang, en Chine, la recherche et le développement de la « Trinity » Super Road, qui combine le stockage d'énergie photovoltaïque intégré, la recharge sans fil mobile et les véhicules intelligents sans conducteur, est actuellement en cours. Ces exemples d'ingénierie illustrent la faisabilité et le potentiel de développement des chaussées solaires. En tant que source d'énergie de récupération, l'énergie des chaussées photovoltaïques est propre, non polluante et stable. Les chaussées photovoltaïques peuvent non seulement répondre aux exigences de développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable propres, mais peuvent également fournir un large éventail d'applications pour l'énergie électrique convertie, y compris l'alimentation des installations d'ingénierie de la circulation, des équipements routiers intelligents et des voitures électriques.



**Figure 4-40** Récentes réalisations commerciales et expérimentales dans les routes solaires (Pei et al. 2019).

#### 4.9 La méthodologie d'estimation de l'énergie disponible produite par la route solaire ; étude de cas route E-O

Afin d'évaluer la production d'électricité et d'hydrogène dérivée de la technologie de la route solaire de l'OE routier d'Algérie basée sur l'utilisation d'outils SIG, il y a trois étapes de calcul importantes comme le montre la **Figure 4-41**. Deux types de bases de données sont utilisées pour nos calculs. Le premier comprend les attributs des routes qui incluent les noms de routes, les longueurs de routes, les emplacements (coordonnées de chaque segment) et le volume de trafic. L'autre concerne les informations sur l'énergie solaire qui incluent l'irradiation solaire annuelle pour chaque pixel donné par (KWh / m<sup>2</sup>/ An).



**Figure 4-41** Schéma de principe pour évaluer l'approvisionnement en énergie solaire disponible des routes dans la route E-O.

#### 4.9.1 Sources de données et préparation de la route EO

Afin de générer le jeu de données de polygones E-O de la route. Google-Earth, en tant que plate-forme de visualisation et outils de conversion développés appelés « générateurs KML », a été utilisé. L'image satellite haute résolution disponible dans Google Earth a été suffisamment utilisée pour la visualisation et la numérisation de la route E-O. À l'aide ses outils, la ligne E-O de la route a été générée et stockée sous forme de fichiers (.kml), puis importée dans ArcGIS pour être convertie en fichier de formes (.shp).

#### 4.9.2 Estimation of solar electricity/hydrogen production

En utilisant les formules suivantes (équation 4.10) pour estimer la quantité annuelle d'électricité et d'hydrogène produite par la route E-O, l'électrolyseur PEM utilisé dans le processus de production d'hydrogène avec un rendement de 75%. à considérer, l'électrolyseur a consommé 53,2 KWh pour produire un kg d'hydrogène (Rahmouni et al. 2017).

$$E_{H_2} = \eta_{SRP} \times G \times \eta_{Elec} \quad (4.10)$$

Où  $G$  l'irradiation solaire horizontale annuelle [ $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{an}$ ] et  $\eta_{SRP}$  l'efficacité du panneau routier solaire [%]. Pour estimer le potentiel d'énergie électrique, nous avons utilisé le rendement des panneaux COLAS qui est égal à 15%. (Colas 2016b).  $\eta_{Elec}$  ; est l'efficacité de fonctionnement de l'électrolyseur.  $E_{SRP}$  ; est énergie électrique produite à partir de panneaux solaires routiers [ $\text{kWh} / \text{m}^2.\text{an}$ ]. Lorsque le potentiel de la moyenne annuelle de l'énergie électrique solaire disponible par panneau solaire routier est estimé, la production annuelle

d'hydrogène à partir de cette ressource renouvelable peut être calculée comme suit (Settou et al. 2019);

$$M_{H_2} = \frac{E_{H_2}}{HHV_{H_2}} = \frac{\eta_{Elec} E_{SRP}}{HHV_{H_2}} \quad (4.11)$$

Où  $M_{H_2}$  est la production annuelle d'hydrogène [kg/m<sup>2</sup>.an],  $E_{H_2}$  est l'énergie équivalente à l'hydrogène produit [kWh/m<sup>2</sup>/an] and  $HHV_{H_2}$ : pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène (39.4 kWh/kg).

#### 4.9.3 Estimation des émissions de CO<sub>2</sub> de la route E-O

La quantité de CO<sub>2</sub> générée par la combustion d'un kilogramme de carburant dépend de la quantité de carbone dans le carburant. Par exemple, le dioxyde de carbone émis par la combustion de 1 kg d'essence et de diesel est respectivement de 3216,02 g et 3232,3 g (ADEME 2014). Selon (Salvi and Subramanian 2015) pour une voiture de tourisme moyenne. L'émission annuelle de CO<sub>2</sub> est calculée par :

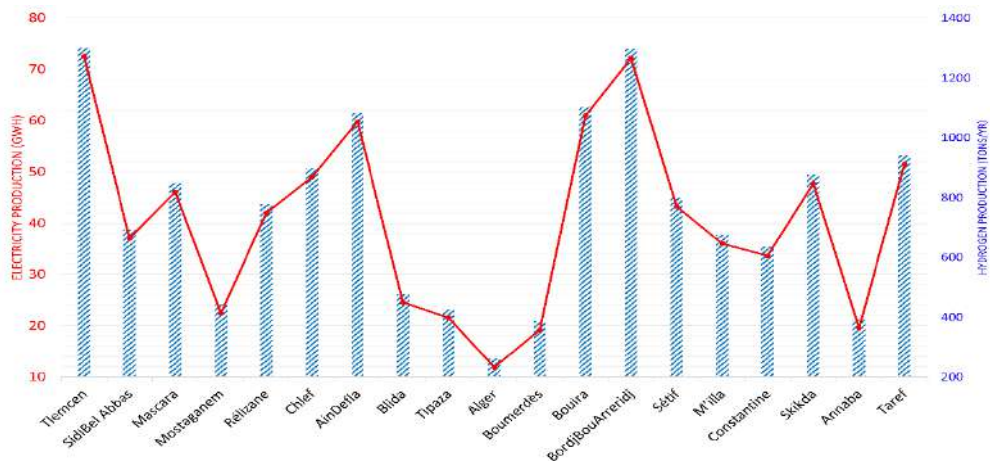
$$Annual\ CO_2\ emission\ (metric\ ton) = \frac{CO_2\ emission\ \left[ \frac{g}{kg}\ of\ gasoline \right]}{fuel\ economy\ \left[ \frac{km}{kg}\ of\ gasoline \right]} \times L \quad (4.12)$$

Où  $L$ ; est la distance parcourue en voiture en km / an. Un véhicule de tourisme typique avec un trajet annuel de plus de 100 000 km, l'estimation des économies de carburant (essence / diesel) par une analyse comparative entre un ICE moyen et un FCEV était en deux parties; un aperçu des véhicules à moteur à combustion interne les plus répandus sur les routes algériennes; qui est basé sur les statistiques de l'Office national des statistiques (ONS 2017) les fiches techniques de chaque type de véhicule comme sources; dans notre analyse comparative des véhicules sélectionnés qui en fonction des paramètres techniques (volume des réservoirs, consommation de carburant pour 100 km) qui servent de critères de véhicule moyen sur les routes algériennes est: 4,9 L aux 100 km; qui permettent de le compartimenter avec des FCEV (Toyota Mirai 1 kg H<sub>2</sub> pour 100 km (TOYOTA 2016)).

#### 4.9.4 Quantité d'électricité / d'hydrogène produite par la route solaire

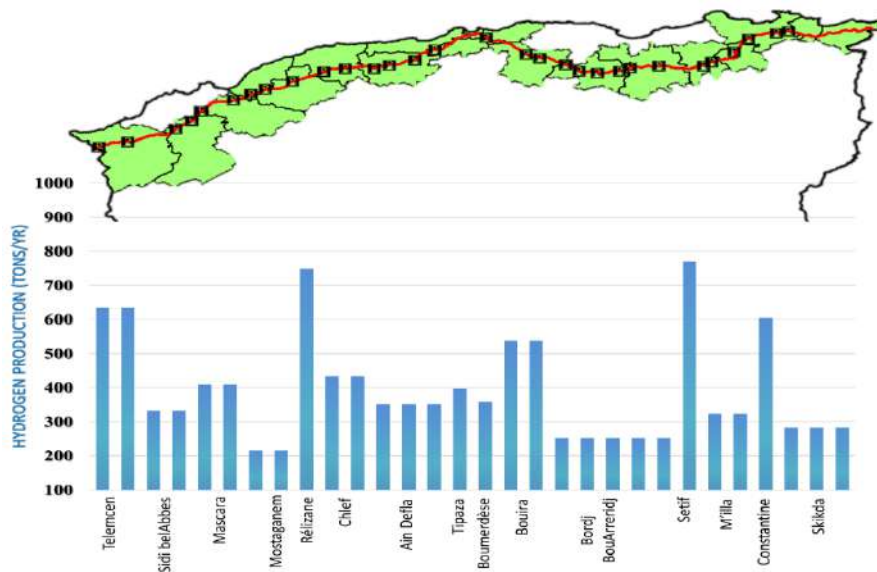
En suivant la méthode décrite dans la section précédent (4.9) ; et en utilisant Eq. (4.7) et les valeurs sont présentées sur la **Figure 4-42**, cela donnera une estimation de la production d'électricité du RSP sur plus de 804 GWh par an, l'estimation de l'irradiation solaire disponible

pour chaque province est calculée en fonction de l'irradiation solaire annuelle disponible et la superficie des segments, due à une répartition inégale de l'irradiation solaire entre les différentes régions de la route EO, qui sera l'effet sur l'électricité produite ou l'hydrogène de cette route; cela est observé dans le cas des provinces de Skikda et Chlef, elles ont produit en moyenne une électricité proche de 50 GWh / an mais avec un écart de près de 3 km de longueur de segment de route E-O entre elles.



**Figure 4-42** Production d'électricité et d'hydrogène à partir de RSP pour chaque segment de province

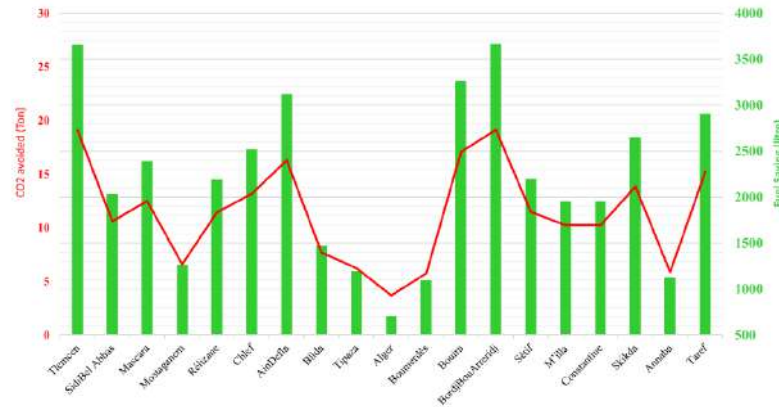
Au cours de cette estimation, le problème le plus important est que l'hydrogène produit répond aux besoins de la demande en infrastructure de la station, dans cette phase, nous nous basons sur les stations d'infrastructure classiques des ICE et calculons l'hydrogène fourni pour chaque station comme le montre la **Figure 4-43**.



**Figure 4-43** La quantité d'hydrogène fournie aux stations-service conventionnelles.

#### 4.9.5 Estimation de la quantité de carburant économisée et de CO2 évitée

Dans cette partie de l'analyse, et l'évaluation de l'élimination des émissions de CO<sub>2</sub> à l'aide d'un véhicule FCHEV (1 kg H<sub>2</sub> pour 100 km) a été comparée à un véhicule à essence moyen (4,9 litres pour 100 km), et des estimations dérivées des économies de carburant dans la même longueur parcourue, qui correspond à la capacité d'entraînement de l'hydrogène complet produit dans la route EO grâce à la technologie solaire routière pendant un an.



**Figure 4-44** Quantité de dioxyde de carbone évitée et économie de carburant dans le RSP

Dans la **Figure 4-44** émissions de dioxyde de carbone évitées pour chaque province, il a montré les émissions de CO<sub>2</sub> dans certaines parties de la route EO plus de 15 tonnes / an (Telemcen, Bouira, Aindefla et Taref) c'est dû à la longueur de la route dans ces provinces, la longueur parcourue n'est pas le seul facteur sur l'émission de CO<sub>2</sub>, ce sont d'autres facteurs tels que ; le CO<sub>2</sub> dans le carburant utilisé par le véhicule et son économie (km par kg de carburant). D'autre part, les économies de carburant (essence / diesel) lors de l'utilisation de FCHEV à base d'hydrogène comme carburant à la place de ces combustibles fossiles, c'est plus de 41 000 litres par an.

#### 4.10 Technologie des Routes solaire alimenté une voie de Tramway : cas d'application tramway d'Ouargla.

Le tramway d'Ouargla, construit dans la ville d'Ouargla en Algérie, est le tout premier tramway du désert, conçu pour résister aux conditions climatiques extrêmes liées à la proximité du désert. La ligne relie la vieille ville d'El Ksar (gare de Sid Rouhou) à la nouvelle ville de Hai Nasr (gare de Chenine Kadour) en passant par la nouvelle ville ainsi que la nouvelle gare routière, faisant du tramway une ligne centrale le centre-ville d'Ouargla. Le tramway a été inauguré en mars 2018, exploité par Entreprise métro d'Alger (EMA). La ligne permet le transport de 3 450

passagers par heure dans chaque direction. Le nombre annuel moyen de passagers sur la ligne devrait atteindre 34 millions de passagers. La ligne de tramway et Ouargla s'étend sur 9,6 km et 16 stations et comprend également (SETRAM 2018):



Figure 4-45 Ligne du tramway d'Ouargla

#### 4.10.1 Consommation énergétique mensuelle du Tramway

La figure 4-47, représente la consommation mensuelle du Tramway pour la période allant de juillet à décembre (nous ne disposons pas des données énergétiques pour le reste de l'année).

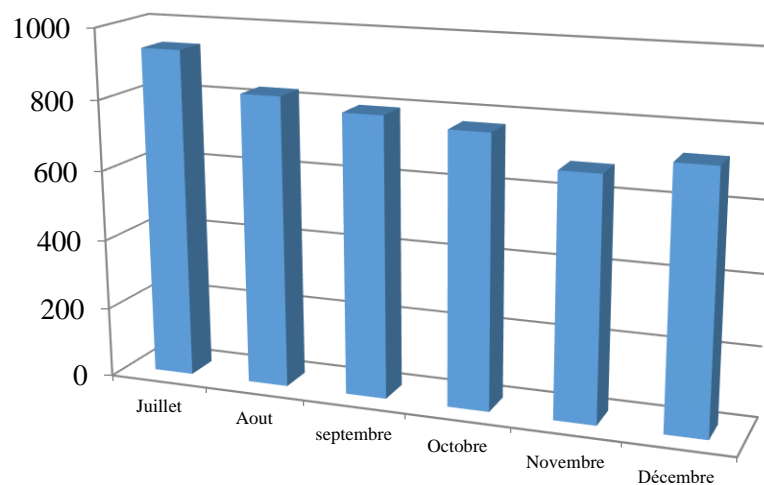
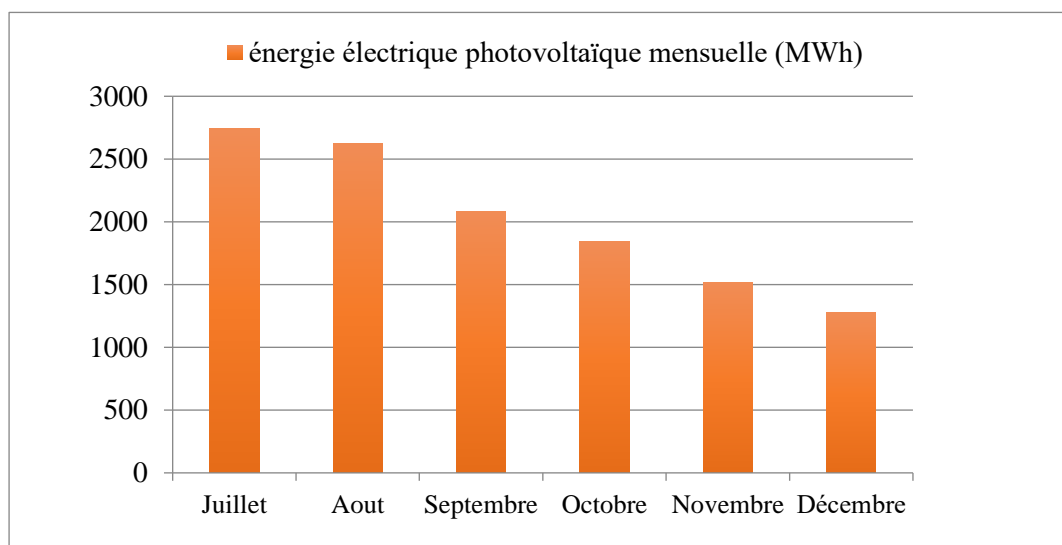


Figure 4-46 : Evaluation de la consommation mensuelle de tramway d'Ouargla en MWh.

La consommation mensuelle énergétique est variable allant de 937 MWh à 684 MWh respectivement pour les mois de juillet à novembre. Ceci est dû au nombre de rames circulant sur la voie du tramway qui est variable en fonction de la fréquentation des usagers et variant de 28 à 32 selon les mois de l'année.

#### 4.10.2 Production photovoltaïque mensuelle des panneaux disposés sur la route du tramway

La **Figure 4-47** représente la production énergétique mensuelle des panneaux photovoltaïques disposés sur la route du tramway et ceci en utilisant le modèle mathématique déjà présenté pour les données météorologiques du site choisi.

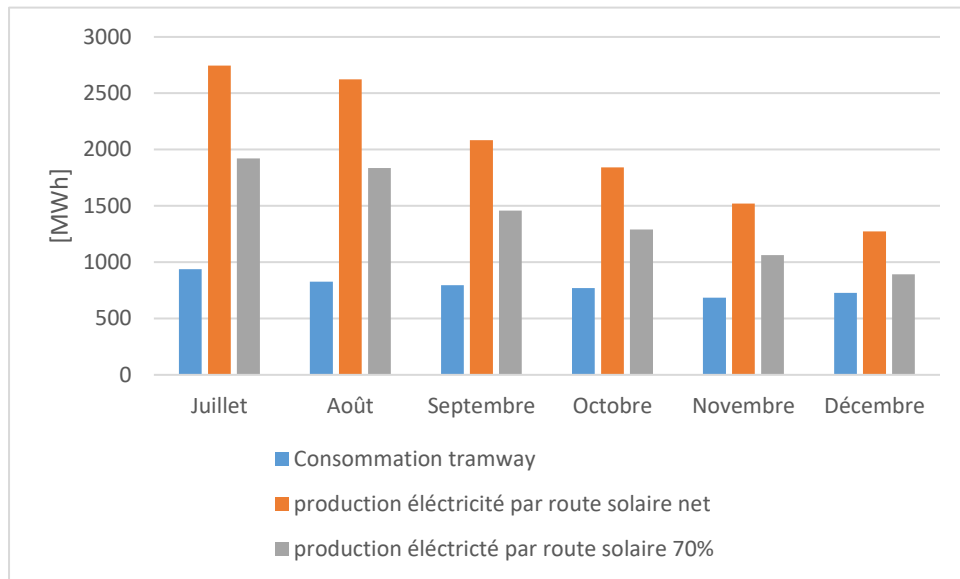


**Figure 4-47** : Evaluation de la production mensuelle de l'électricité photovoltaïque dans la route tramway d'Ouargla en MWh.

En analysant la **Figure 4-47**, on remarque que la production d'énergie électrique n'est pas uniforme pour tous les mois, elle est maximale au mois de Août et de Juillet, et elle est moins importante pour les autres mois de l'année. Car c'est à ces deux mois qu'on obtient la valeur maximale de l'irradiation solaire. La production énergétique est maximale pour le mois de juillet avec une valeur de 2745 MWh, et minimale pour le mois de décembre avec une valeur de 1274 MWh qui représente moins de la moitié du mois de juillet.

La **Figure 4-48** représente la consommation énergétique du tramway et l'énergie électrique photovoltaïque produite par les panneaux disposés sur la route. Nous remarquons que la production d'énergie d'origine solaire sur la surface globale de la route (environ 7 ha) dépasse les besoins énergétiques du tramway. Le surplus d'énergie est évalué à environ 14.12 GWh. Cette quantité produite durant la journée peut être cédée à l'opérateur énergétique, en

l'occurrence, l'entreprise SONELGAZ et facturée selon le prix standard international qui est de 0.213 €/kWh. Ce surplus annuel d'énergie peut nous rapporter la somme de 3 M€.



**Figure 4-48** : Comparaison entre production et consommation en MWh.

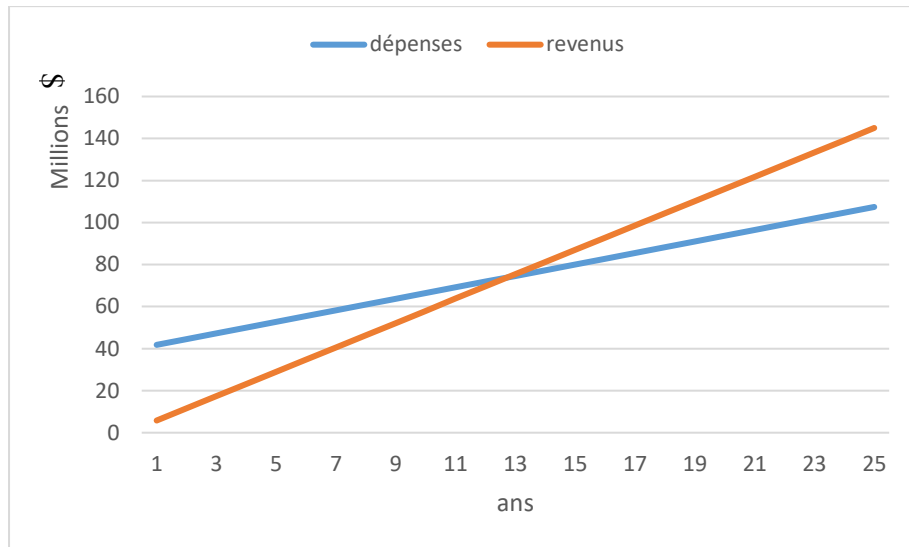
En analysant cette **Figure 4-48**, on peut conclure que la production d'électricité est supérieure à la consommation pour tous les mois, c'est-à-dire qu'il existe un surplus de production.

#### 4.10.3 Bilan économique (dépenses et revenus)

Les critères de rentabilité choisis dans le cadre de cette analyse sont le délai de récupération et le taux de rentabilité interne (TRI). Le délai de récupération correspond à la période de temps au bout de laquelle les rentrées nettes de fonds auront permis de rembourser l'investissement initial. Au-delà de cette période, l'énergie récupérée est considérée comme gain pour notre système. La courbe suivante (**Figure 4-49**) montre l'évolution des revenus et des dépenses d'investissement en fonction des années.

La **Figure 4-49** représente les dépenses engagées dans la réalisation du projet de la route solaire pour les besoins énergétiques du tramway et les revenus issus des surplus de l'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques du système proposé.





**Figure 4-49** : Dépense et revenus issus du système proposé.

Nous avons étudié la durée de vie de chaque composant du système, et nous avons pris la plus grande durée de vie qui est de 25 ans. La courbe bleue qui représente les dépenses engagées pour réaliser le projet comprenant un cout initial (cout des équipements et auxiliaires) et des dépenses variables au cours des années (maintenance, exploitation et remplacement). La deuxième courbe en jaune représente les revenus issus de la production d'énergie électrique à partir des panneaux photovoltaïques. Le point d'intersection des deux courbes représente l'égalité entre les dépenses et les revenus. La durée nécessaire à la récupération des investissements engagés est de 12 ans et 9 mois. L'énergie récupérée au-delà de cette période est estimée à 1Million GWh et qui correspond à un gain net estimé à 249 M\$ sur la base du tarif standard international. Les revenus peuvent être calculés à partir de la formule suivante :

$$Revenus = \sum_{n=1}^{N=25} [(E_{vente}) \times P_{vente}] \quad (\text{Equation 4.13})$$

#### 4.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de plusieurs actions qui visent à aider à l'intégration des sources renouvelables dans le système énergétique national. Tout d'abord, l'estimation du potentiel technique solaire (photovoltaïque et thermique « CSP ») et la quantité d'électricité produite à partir de ces technologies. Suivie d'une méthodologie de sélection de site, qui vise à trouver le site optimal pour l'intégration du PV dans le réseau électrique de distribution. Puis la mobilité de l'hydrogène utilisée comme vecteur d'énergie dans les réseaux électriques couplée au solaire PV pour assurer sa source renouvelable. Dans la dernière partie de ces actions, la route solaire comme solution d'avenir dans le secteur des transports a été appliquée dans le cas d'AutoRoute E-O et alimenté d'une voie de Tramway.

# Conclusion Générale



# Conclusion Générale

L'intégration des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité est un défi d'une part pour le système électrique actuel et d'autre part pour la répartition géographique. Dans cette optique, il faut aborder toutes les questions liées à la fois aux ressources et l'évaluation des sites qui peuvent contribuer à une meilleure mise en œuvre de centrales de production électrique basé sur les énergies renouvelables. En outre, pour intégrer les aspects environnementaux et sociaux dans la conception, et aider à conduire le développement des projets énergétiques, il faut utiliser des systèmes d'aide à la décision basée sur des Systèmes d'Information Géographique.

Une méthodologie d'analyse critique d'acceptabilité des programmes de prospectives énergétiques est proposée en se basant sur les différents paramètres influençant la prise de décision tels que : les conditions environnementales, les caractéristiques des différentes technologies et les situations énergétiques. Dans ce contexte, l'utilisation d'un outil de traitement des données spatiales devient nécessaire et peut se faire selon les étapes suivantes :

- La quantification du potentiel des ressources énergétiques renouvelables et leur exploitabilité technique, développement des cartographies numérisées du potentiel solaire, du vent et du durée d'ensoleillement ;
- L'état des infrastructures du pays et leur adéquation avec des projets de grande envergure d'énergies renouvelables et leur l'impact environnemental et socio-économique,
- Une méthodologie d'analyse et d'évaluation énergétique pour le choix des sites favorables pour chaque type de technologie présenté dans le PNER ;

Dans la méthodologie de choix des sites, plusieurs facteurs ont été testés tels que ; l'effet de la résolution raster de la base de données sur les résultats finaux (superficies potentielles techniques), testé les critères de pondération par différentes méthodes ADMC et leur impact sur les résultats tels que :

- L'estimation du potentiel technique photovoltaïque et l'évaluation de la quantité d'énergie électrique ont montré que :

- Une différence dans la zone de l'aptitude des terres de 25,286 km<sup>2</sup> entre le cas résolution raster de 92 et 1000 mètres.
- La quantité d'électricité produite à partir de zones très appropriées et le plus approprié, il est plus de 5500 TWh qui est 70 fois plus que l'énergie électrique produite en Algérie 2019.
- La comparaison de nos résultats avec ceux fournis par le Plan de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique pour les projets photovoltaïques indique que seulement 2 projets sur 21 sont situés à l'intérieur de la zone optimale.
- L'estimation du potentiel technique centrales CSP et l'évaluation de la quantité d'énergie électrique ont montré que :
  - Une analyse de sensibilité est appliquée pour les terrains appropriés et enfin, les résultats montrent qu'environ 11% de la zone d'étude est considérée comme des terrains disponibles pour la production d'énergie CSP avec une production annuelle d'électricité de 71 TWh, qui couvrent 1,22 fois la demande nationale d'électricité.
  - La consommation annuelle nationale d'électricité en 2018 atteint 58153 GWh, où seulement 13.94% selon BWM et 12.52% selon AHP de la zone la plus appropriée peuvent suffire pour les besoins en demande énergétique nationale.
  - Seulement 9,2%, 10,31% (dans les scénarios AHP et BWM respectivement) de la zone sélectionnée accueillent la zone la plus appropriée pour la production de CSP, où situées dans les wilayas de peuvent accueillir Béchar, Naama, Elbayadh et Laghouat présentent.
- L'utilisation de SIG et AHP couplés à BFS pour sélectionner l'emplacement optimal de la centrale photovoltaïque dans la zone de N'goussa et son injection dans le réseau électrique de distribution a montré que :
  - Les zones les plus appropriées représentées sont 7 zones, dont deux sont très éloignées des jeux de barres existants de la ligne électrique du réseau.
  - Après utilisation de la méthode BFS les résultats ont montré que le jeu de barres 104 est le meilleur endroit pour l'injection selon le paramètre indice de sensibilité de la

tension (VSI) avec une pénétration de GED de 100%, selon le critère de pertes de puissance active le jeu de barres 63 représente le point d'injection optimal avec une pénétration de 80% de GED.

- Dans le cas d'une pénétration de GED de 100%, le LCOE est égal à 0,205 \$ / kWh, la quantité d'économie de carburant (gaz naturel) est supérieure à 3 millions de mètres cubes et 5000 tonnes de CO<sub>2</sub> non émises dans l'atmosphère.
- L'utilisation de la technologie des routes solaires dans le secteur des transports en Algérie, et en particulier, dans l'autoroute E-O, comme étude de cas donne :
- La production annuelle d'électricité est supérieure à 804 GWh d'énergie solaire incidente sur la route E-O. et la quantité d'hydrogène qui peut être produite avec cette électricité est de 13778 tonnes par an.

Nous terminons cette conclusion en évoquant les différentes perspectives de recherche que nous envisageons d'aborder dans le futur :

- La création d'une instance chargée de la stratégie nationale de l'énergie : l'institution ainsi proposée est une assemblée constitutionnelle peut être composée de représentants des différents acteurs du secteur de l'énergie et présidée par le chef du gouvernement. Cette institution peut avoir plusieurs missions consultatives, organisationnelles et juridiques (projets de loi à caractère économique, social ou environnemental, loi de finances, ...). Les principales missions de ladite institution peuvent être énumérées comme suit :
  - Elaboration des politiques énergétiques nationales.
  - Planification énergétique territoriale.
  - Elaboration des bases de données énergétiques.
  - Coordination entre les différents acteurs énergétiques.
  - Mise en œuvre et suivi des programmes nationaux pour réussir la transition énergétique.

# Bibliographie



- 
- Abramowitch, L.: La loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015: perspectives de recherche, colloque international «Energie et Territoire», 15-16 octobre 2015, Dijon. In: Colloque international «Energie et Territoire» (2015)
  - Al Abri, R.S., El-Saadany, E.F., Atwa, Y.M.: Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. *IEEE Trans. power Syst.* 28, 326–334 (2013)
  - Adam Smith International: “International Organisations (Petroleum),” <https://extractiveshub.org/topic/view/id/46/>
  - ADEME: base carbone. (2014)
  - Adib, R., Murdock, H.E., Appavou, F., Brown, A., Epp, B., Leidreiter, A., Lins, C., Murdock, H.E., Musolino, E., Petrichenko, K.: Renewables 2015 global status report. *REN21 Secr. Paris, Fr.* 162, (2015)
  - Alami Merrouni, A., Elwali Elalaoui, F., Ghennioui, A., Mezrhab, A., Mezrhab, A.: A GIS-AHP combination for the sites assessment of large-scale CSP plants with dry and wet cooling systems. Case study: Eastern Morocco. *Sol. Energy.* 166, 2–12 (2018)(a). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.03.038>
  - Alami Merrouni, A., Elwali Elalaoui, F., Mezrhab, A., Mezrhab, A., Ghennioui, A.: Large scale PV sites selection by combining GIS and Analytical Hierarchy Process. Case study: Eastern Morocco. *Renew. Energy.* 119, 863–873 (2018)(b). <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2017.10.044>
  - Algerian Ministry of Energy: Bilan Energétique National 2017. (2018)(a)
  - Algerian Ministry of Energy: Bilan des réalisations du secteur année 2017. (2018)(b)
  - Algerian Ministry of Energy: Réseau Electrique National, <https://www.energy.gov.dz/>
  - Algerian Ministry of Energy: Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l’Energie, <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>
  - Algerian Ministry of Public works: Atlas Routier, [http://www.mtpt.gov.dz/?page\\_id=965](http://www.mtpt.gov.dz/?page_id=965)
  - Aly, A., Jensen, S.S., Pedersen, A.B.: Solar power potential of Tanzania: Identifying CSP and PV hot spots through a GIS multicriteria decision making analysis. *Renew. Energy.* 113, 159–175 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.077>
  - Anwarzai, M.A., Nagasaka, K.: Utility-scale implementable potential of wind and solar energies for Afghanistan using GIS multi-criteria decision analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 71, 150–160 (2017). <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.12.048>
  - Aqachmar, Z., Allouhi, A., Jamil, A., Gagouch, B., Kousksou, T.: Parabolic trough solar thermal power plant Noor I in Morocco. *Energy.* 178, 572–584 (2019). <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2019.04.160>

- 
- Araujo, L.R. De, Penido, D.R.R., Júnior, S.C., Pereira, J.L.R., Garcia, P.A.N.: Comparisons between the three-phase current injection method and the forward/backward sweep method. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* (2010). <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.01.020>
  - Asakereh, A., Soleymani, M., Sheikhdavoodi, M.J.: A GIS-based Fuzzy-AHP method for the evaluation of solar farms locations: Case study in Khuzestan province, Iran. *Sol. Energy.* 155, 342–353 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.075>
  - Awan, A.B., Zubair, M., Praveen, R.P., Bhatti, A.R.: Design and comparative analysis of photovoltaic and parabolic trough based CSP plants. *Sol. Energy.* 183, 551–565 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.037>
  - Aykut, S.C., Evrard, A.: Une transition pour que rien ne change? Changement institutionnel et dépendance au sentier dans les «transitions énergétiques» en Allemagne et en France. *Rev. Int. Polit. comparée.* 24, 17–49 (2017)
  - Azouzoute, A., Alami Merrouni, A., Touili, S.: Overview of the integration of CSP as an alternative energy source in the MENA region. *Energy Strateg. Rev.* 29, 100493 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100493>
  - Balghouthi, M., Trabelsi, S.E., Amara, M. Ben, Ali, A.B.H., Guizani, A.: Potential of concentrating solar power (CSP) technology in Tunisia and the possibility of interconnection with Europe. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 56, 1227–1248 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.052>
  - Baumann, M., Weil, M., Peters, J.F., Chibeles-Martins, N., Moniz, A.B.: A review of multi-criteria decision making approaches for evaluating energy storage systems for grid applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 107, 516–534 (2019). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.016>
  - Belgasim, B., Aldali, Y., Abdunnabi, M.J.R., Hashem, G., Hossin, K.: The potential of concentrating solar power (CSP) for electricity generation in Libya. *Renew. Sustain. energy Rev.* 90, 1–15 (2018)
  - Benasla, M., Hess, D., Allaoui, T., Brahami, M., Denai, M.: The transition towards a sustainable energy system in Europe: What role can North Africa’s solar resources play? *Energy Strateg. Rev.* 24, 1–13 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.007>
  - Bishoyi, D., Sudhakar, K.: Modeling and performance simulation of 100 MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India. *Case Stud. Therm. Eng.* 10, 216–226 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.csite.2017.05.005>
  - Bp: BP Statistical Review of World Energy. (2019)
  - Brauwer, C.P.-S. de: Feature: Public Support for Renewables. In: *Renewables 2020: Global Status Report.* pp. 196–203. Ren21 (2020)



- 
- Bridge, G., Bouzarovski, S., Bradshaw, M., Eyre, N.: Geographies of energy transition: Space, place and the low-carbon economy. *Energy Policy*. 53, 331–340 (2013).  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.066>
  - British, P.: BP Statistical Review of World Energy. (2019)
  - Brown, A., Beiter, P., Heimiller, D., Davidson, C., Denholm, P., Melius, J., Lopez, A., Hetteringer, D., Mulcahy, D., Porro, G.: Estimating renewable energy economic potential in the United States. Methodology and initial results. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States) (2016)
  - Buttigieg, S.: Transition énergétique: stratégies d'innovation des groupes électriques européens, (2016)
  - Castro, D.M., Parreiras, F.S.: A review on multi-criteria decision-making for energy efficiency in automotive engineering. *Appl. Comput. Informatics*. (2020)
  - Cheng, C.S., Shirmohammadi, D.: A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Trans. Power Syst.* 10, 671–679 (1995).  
<https://doi.org/10.1109/59.387902>
  - Colas: Wattway
  - Colas: La Route Solaire, <https://www.colas.com/fr/innovation/la-route-solaire>
  - Daemen, J.J.K.: Coal Industry, History of. Presented at the (2004)
  - Dahbi, S., Aboutni, R., Aziz, A., Benazzi, N., Elhafyani, M., Kassmi, K.: Optimised hydrogen production by a photovoltaic-electrolysis system DC/DC converter and water flow controller. *Int. J. Hydrogen Energy*. 41, 20858–20866 (2016).  
<https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2016.05.111>
  - Darras, C.: Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque/hydrogène: applications site isolé, micro-réseau et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H)., (2010)
  - Dawood, F., Shafiullah, G.M., Anda, M.: Stand-alone microgrid with 100% renewable energy: A case study with hybrid solar pv-battery-hydrogen. *Sustain.* (2020).  
<https://doi.org/10.3390/su12052047>
  - Dawson, L., Schlyter, P.: Less is more: Strategic scale site suitability for concentrated solar thermal power in Western Australia. *Energy Policy*. 47, 91–101 (2012).  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.025>
  - Dent, C.J., Ochoa, L.F., Harrison, G.P.: Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints. *IEEE Trans. Power Syst.* 25, 296–304 (2010)
  - Deshmukh, R., Wu, G.C., Callaway, D.S., Phadke, A.: Geospatial and techno-economic analysis of wind and solar resources in India. *Renew. Energy*. 134, 947–960 (2019).  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.11.073>

- 
- Direction Générale Trésor (DGT): publications des services économiques,. (2013)
  - Djebbar, R., Belanger, D., Boutin, D., Weterings, E., Poirier, M.: Potential of Concentrating Solar Power in Canada. *Energy Procedia*. 49, 2303–2312 (2014). <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2014.03.244>
  - Doorga, J.R.S., Rughooputh, S.D.D.V., Boojhawon, R.: Multi-criteria GIS-based modelling technique for identifying potential solar farm sites: A case study in Mauritius. *Renew. Energy*. (2018). <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.08.105>
  - Dožić, S., Kalić, M.: Comparison of two MCDM methodologies in aircraft type selection problem. *Transp. Res. Procedia*. 10, 910–919 (2015)
  - El-Khattam, W., Hegazy, Y.G., Salama, M.M.A.: An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning. *IEEE Trans. power Syst.* 20, 1158–1165 (2005)
  - Elsner, P.: Continental-scale assessment of the African offshore wind energy potential: Spatial analysis of an under-appreciated renewable energy resource. *Renew. Sustain. Energy Rev.* (2019). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.034>
  - Espinosa-López, M., Darras, C., Poggi, P., Glises, R., Baucour, P., Rakotondrainibe, A., Besse, S., Serre-Combe, P.: Modelling and experimental validation of a 46 kW PEM high pressure water electrolyzer. *Renew. Energy*. 119, 160–173 (2018). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.081>
  - Esri: Data classification methods, <https://pro.arcgis.com/en/pro-app/help/mapping/layer-properties/data-classification-methods.html>
  - Firozjaei, M.K., Nematollahi, O., Mijani, N., Shorabeh, S.N., Firozjaei, H.K., Toomanian, A.: An integrated GIS-based Ordered Weighted Averaging analysis for solar energy evaluation in Iran: Current conditions and future planning. *Renew. Energy*. 136, 1130–1146 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.090>
  - Fléty, Y.: Vers une mise en observation des systèmes énergétiques territoriaux: une approche géographique pour territorialiser l'énergie, (2014)
  - Fouquet, R., Pearson, P.J.G.: Past and prospective energy transitions: Insights from history, (2012)
  - de FSM Russo, R., Camanho, R.: Criteria in AHP: a systematic review of literature. *Procedia Comput. Sci.* 55, 1123–1132 (2015)
  - Fu, Y., Li, J., Weng, Q., Zheng, Q., Li, L., Dai, S., Guo, B.: Characterizing the spatial pattern of annual urban growth by using time series Landsat imagery. *Sci. Total Environ.* 666, 274–284 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.02.178>
  - Fuentes, S., Villafafila-Robles, R., Olivella-Rosell, P., Rull-Duran, J., Galceran-Arellano, S.: Transition to a greener Power Sector: Four different scopes on energy security. *Renew.*

Energy Focus. 33, 23–36 (2020)

- Al Garni, H.Z., Awasthi, A.: Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia. *Appl. Energy*. 206, 1225–1240 (2017).  
<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.10.024>
- Gašparović, I., Gašparović, M.: Determining optimal solar power plant locations based on remote sensing and GIS methods: A case study from Croatia. *Remote Sens*. 11, (2019).  
<https://doi.org/10.3390/rs11121481>
- GECF: The Gas Exporting Countries Forum, <https://www.gecf.org/>
- Ghani, B., Tayeb, S., Lakhdar, B.: Industrial Risks Impacts on Urban Ecosystems of Algerian Cities, Case of Study: Skikda City. In: *Energy Procedia*. pp. 1298–1305. Elsevier Ltd (2015)
- Ghasemi, G., Noorollahi, Y., Alavi, H., Marzband, M., Shahbazi, M.: Theoretical and technical potential evaluation of solar power generation in Iran. *Renew. Energy*. 138, 1250–1261 (2019). <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.02.068>
- Ghedamsi, R., Settou, N., Gouareh, A., Khamouli, A., Saifi, N., Reciou, B., Dokkar, B.: Modeling and forecasting energy consumption for residential buildings in Algeria using bottom-up approach. *Energy Build*. 121, 309–317 (2016).  
<https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2015.12.030>
- Gherboudj, I., Ghedira, H.: Assessment of solar energy potential over the United Arab Emirates using remote sensing and weather forecast data, (2016)
- Ghosh, S., Ghoshal, S.P., Ghosh, S.: Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system. *Int. J. Electr. Power Energy Syst*. 32, 849–856 (2010)
- Giamalaki, M., Tsoutsos, T.: Sustainable siting of solar power installations in Mediterranean using a GIS/AHP approach. *Renew. Energy*. 141, 64–75 (2019).  
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.03.100>
- Global CCS Institute: The Global Status of CCS – 2018. (2019)
- Gouareh, A.: Maîtrise et optimisation de la gestion énergétique en Algérie, (2017)
- Gouareh, A., Settou, B., Settou, N.: A new geographical information system approach based on best worst method and analytic hierarchy process for site suitability and technical potential evaluation for large-scale CSP on-grid plant: An application for Algeria territory. *Energy Convers. Manag*. 235, 113963 (2021).  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113963>
- grtg: Réseau de transport et de distribution de gaz. (2019)
- Guinot, B.: Evaluation multicritère des technologies de stockage couplées aux énergies renouvelables: conception et réalisation de la plateforme de simulation ODYSSEY pour l'optimisation du dimensionnement et de la gestion énergétique, (2013)

- 
- Hafeznia, H., Yousefi, H., Razi Astaraei, F.: A novel framework for the potential assessment of utility-scale photovoltaic solar energy, application to eastern Iran. *Energy Convers. Manag.* 151, 240–258 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.076>
  - Hillebrandt, K., Samadi, S., Fishedick, M.: Pathways to deep decarbonization in Germany. (2015)
  - Hung, D.Q., Mithulananthan, N., Bansal, R.C.: Analytical strategies for renewable distributed generation integration considering energy loss minimization. *Appl. Energy.* (2013). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.12.023>
  - Huy, P.D., Ramachandaramurthy, V.K., Yong, J.Y., Tan, K.M., Ekanayake, J.B.: Optimal placement, sizing and power factor of distributed generation: A comprehensive study spanning from the planning stage to the operation stage. *Energy.* 195, 117011 (2020)
  - Hwang, C.-L., Masud, A.S.M.: Multiple objective decision making—methods and applications: a state-of-the-art survey. Springer Science & Business Media (2012)
  - IEA: Global Energy & CO2 Status Report 2019. , Paris (2019)
  - IEA: Countries and regions, <https://www.iea.org/countries>
  - IEA: Key World Energy Statistics 2020. (2020)(b)
  - IEA: Global Energy Review 2020. , Paris (2020)(c)
  - Islam, M.T., Huda, N., Abdullah, A.B., Saidur, R.: A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 91, 987–1018 (2018). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.097>
  - Ismael, S.M., Aleem, S.H.E.A., Abdelaziz, A.Y., Zobaa, A.F.: State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renew. energy.* 130, 1002–1020 (2019)
  - Jabari, F., Sohrabi, F., Pourghasem, P., Mohammadi-Ivatloo, B.: Backward-Forward Sweep Based Power Flow Algorithm in Distribution Systems. In: Pesaran Hajiabbas, M. and Mohammadi-Ivatloo, B. (eds.) *Optimization of Power System Problems : Methods, Algorithms and MATLAB Codes.* pp. 365–382. Springer International Publishing, Cham (2020)
  - Jain, N., Singh, S.N., Srivastava, S.C.: A generalized approach for DG planning and viability analysis under market scenario. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60, 5075–5085 (2012)
  - Juanuwattanakul, P., Masoum, M.A.S.: Increasing distributed generation penetration in multiphase distribution networks considering grid losses, maximum loading factor and bus voltage limits. *IET Gener. Transm. Distrib.* 6, 1262–1271 (2012)
  - Kanjanapinyowong, N.: National debate on energy transition in France (2013) : discourse and textual analysis, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02178356>, (2019)

- 
- Khan, M.J., Iqbal, M.T.: Dynamic modeling and simulation of a small wind–fuel cell hybrid energy system. *Renew. Energy*. 30, 421–439 (2005).  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.05.013>
  - Kim, J.-O., Nam, S.W., Park, S.K., Singh, C.: Dispersed generation planning using improved Hereford ranch algorithm. *Electr. Power Syst. Res.* 47, 47–55 (1998)
  - Kumar, A., Gao, W.: Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets. *IET Gener. Transm. Distrib.* 4, 281–298 (2010)
  - Kumar, A., Sah, B., Singh, A.R., Deng, Y., He, X., Kumar, P., Bansal, R.C.: A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 69, 596–609 (2017)
  - Lavallez, C., Desthieux, G., Camponovo, R.: Information géographique et planification énergétique territoriale à Genève-Vers un système de connaissances partagées. *Rev. Int. Géomatique.* 27, 65–93 (2017)
  - Lee, K.W., Correia, A.J., Neilan, B.D.J., Dahn, B.: Comparative Study of Solar Panels for Roadway Operations. *Adv. Mater. Res.* 723, 594–600 (2013).  
<https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.723.594>
  - Lee, S.-H., Park, J.-W.: Selection of optimal location and size of multiple distributed generations by using Kalman filter algorithm. *IEEE Trans. Power Syst.* 24, 1393–1400 (2009)
  - Linard, C., Tatem, A.J., Gilbert, M.: Modelling spatial patterns of urban growth in Africa. *Appl. Geogr.* 44, 23–32 (2013). <https://doi.org/10.1016/j.apgeog.2013.07.009>
  - Lopez, A., Roberts, B., Heimiller, D., Blair, N., Porro, G.: U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GISBased Analysis. (2012)
  - Majumdar, D., Pasqualetti, M.J.: Analysis of land availability for utility-scale power plants and assessment of solar photovoltaic development in the state of Arizona, USA. *Renew. Energy.* 134, 1213–1231 (2019). <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.08.064>
  - Malagueta, D., Szklo, A., Soria, R., Dutra, R., Schaeffer, R., Moreira Cesar Borba, B.S.: Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. *Renew. Energy.* 68, 223–235 (2014).  
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2014.01.050>
  - Martins, I.D., Moraes, F.F., Távora, G., Soares, H.L.F., Infante, C.E., Arruda, E.F., Bahiense, L., Caprace, J., Lourenço, M.I.: A review of the multicriteria decision analysis applied to oil and gas decommissioning problems. *Ocean Coast. Manag.* 184, 105000 (2020)
  - Matt, C.: The Drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics.

(2008)

- Mensour, O.N., Ghazzani, B. El, Hlimi, B., Ihlal, A.: A geographical information system-based multi-criteria method for the evaluation of solar farms locations: A case study in Souss-Massa area, southern Morocco. *Energy*. 182, 900–919 (2019).  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.063>
- Messaoudi, D., Settou, N., Negrou, B., Rahmouni, S., Settou, B., Mayou, I.: Site selection methodology for the wind-powered hydrogen refueling station based on AHP-GIS in Adrar, Algeria. In: *Energy Procedia* (2019)(a)
- Messaoudi, D., Settou, N., Negrou, B., Settou, B.: GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria. *Int. J. Hydrogen Energy*. (2019)(b). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.099>
- Messaoudi, D., Settou, N., Negrou, B., Settou, B., Mokhtara, C., Amine, C.M.: Suitable Sites for Wind Hydrogen Production Based on GIS-MCDM Method in Algeria. In: *Advances in Renewable Hydrogen and Other Sustainable Energy Carriers*. pp. 405–412. Springer (2020)
- México, G. de: LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA, <https://www.gob.mx/>
- Mohammadi, K., Khorasanizadeh, H.: The potential and deployment viability of concentrated solar power (CSP) in Iran. *Energy Strateg. Rev.* 24, 358–369 (2019).  
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.04.008>
- Mokhtara, C., Negrou, B., Settou, N., Gouareh, A., Settou, B.: Pathways to plus-energy buildings in Algeria: Design optimization method based on GIS and multi-criteria decision-making. In: *Energy Procedia* (2019)
- Mokhtara, C., Negrou, B., Settou, N., Settou, B., Samy, M.M.: Design optimization of off-grid Hybrid Renewable Energy Systems considering the effects of building energy performance and climate change: Case study of Algeria. *Energy*. (2021).  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119605>
- Murthy, V.V.S.N., Kumar, A.: Comparison of optimal DG allocation methods in radial distribution systems based on sensitivity approaches. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 53, 450–467 (2013). <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2013.05.018>
- Muttaqi, K.M., Le, A.D.T., Negnevitsky, M., Ledwich, G.: An algebraic approach for determination of DG parameters to support voltage profiles in radial distribution networks. *IEEE Trans. Smart Grid.* 5, 1351–1360 (2014)
- Northmore, A.: Canadian solar road panel design: a structural and environmental analysis, (2014)
- Ochoa, L.F., Dent, C.J., Harrison, G.P.: Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks. *IEEE Trans. Power Syst.* 25, 87–95 (2009)

- 
- Ochoa, L.F., Padilha-Feltrin, A., Harrison, G.P.: Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. *IEEE Trans. Power Deliv.* 21, 1452–1458 (2006)
  - Ochoa, L.F., Padilha-Feltrin, A., Harrison, G.P.: Evaluating distributed time-varying generation through a multiobjective index. *IEEE Trans. Power Deliv.* 23, 1132–1138 (2008)
  - ONS: Office National des Statistiques
  - OPEC: OPEC : OPEC Share of World Crude Oil Reserves. *Opec.* (2017)
  - OSM: open street map, <https://www.openstreetmap.org/>
  - Palmer, D., Gottschalg, R., Betts, T.: The future scope of large-scale solar in the UK: Site suitability and target analysis. *Renew. Energy.* 1136–1146 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.109>
  - Pei, J., Zhou, B., Lyu, L.: e-Road: The largest energy supply of the future? *Appl. Energy.* 241, 174–183 (2019). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.033>
  - Pesaran H.A, M., Huy, P.D., Ramachandramurthy, V.K.: A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms, (2017)
  - Phonrattanasak, P., Miyatake, M., Sakamoto, O.: Optimal location and sizing of solar farm on Japan east power system using multiobjective Bees algorithm. In: 2013 IEEE Energytech. pp. 1–6. IEEE (2013)
  - Pohekar, S.D., Ramachandran, M.: Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renew. Sustain. energy Rev.* 8, 365–381 (2004)
  - Porkar Koumleh, S.: Planification technico-économique de la production décentralisée raccordée aux réseaux de distribution, <https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01747098>, (2011)
  - Právělie, R., Patriche, C., Bandoc, G.: Spatial assessment of solar energy potential at global scale. A geographical approach, (2019)
  - Rahmouni, S., Negrou, B., Settou, N., Dominguez, J., Gouareh, A.: Prospects of hydrogen production potential from renewable resources in Algeria. *Int. J. Hydrogen Energy.* (2017). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.214>
  - Raj, P.A.-D.-V., Senthilkumar, S., Raja, J., Ravichandran, S., Palanivelu, T.G.: Optimization of distributed generation capacity for line loss reduction and voltage profile improvement using PSO. *Elektr. J. Electr. Eng.* 10, 41–48 (2008)
  - Ramezanzade, M., Saebi, J., Karimi, H., Mostafaeipour, A.: A new hybrid decision-making framework to rank power supply systems for government organizations: A real case study. *Sustain. Energy Technol. Assessments.* 41, 100779 (2020)
  - Rau, N.S., Wan, Y.: Optimum location of resources in distributed planning. *IEEE Trans. Power Syst.* 9, 2014–2020 (1994)

- 
- Rezaei, J.: Best-worst multi-criteria decision-making method. *Omega (United Kingdom)*. 53, 49–57 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.omega.2014.11.009>
  - Rezaei, J.: Best-worst multi-criteria decision-making method: Some properties and a linear model. *Omega (United Kingdom)*. 64, 126–130 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.omega.2015.12.001>
  - Rupa, J.A.M., Ganesh, S.: Power flow analysis for radial distribution system using backward/forward sweep method. *Int. J. Electr. Comput. Electron. Commun. Eng.* 8, 1540–1544 (2014)
  - SAATY, T.L., KEARNS, K.P.: The Analytic Hierarchy Process. *Anal. Plan.* 19–62 (1985). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-032599-6.50008-8>
  - Salvi, B.L., Subramanian, K.A.: Sustainable development of road transportation sector using hydrogen energy system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 51, 1132–1155 (2015). <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.07.030>
  - Samy, M.M., Barakat, S., Ramadan, H.S.: A flower pollination optimization algorithm for an off-grid PV-Fuel cell hybrid renewable system. *Int. J. Hydrogen Energy*. (2019). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.127>
  - Sands, P.: The United Nations framework convention on climate change. *Rev. Eur. Comp. Int'l Eenvtl. L.* 1, 270 (1992)
  - Schlecht, M., Meyer, R.: Site selection and feasibility analysis for concentrating solar power (CSP) systems. *Conc. Sol. Power Technol.* 91–119 (2012). <https://doi.org/10.1533/9780857096173.1.91>
  - Schrodgers, Mark, L., Alex, M.: Investir dans la transition énergétique mondiale :La troisième transition énergétique mondiale a commencé. (2019)
  - SETRAM: Tramway de Ouargla
  - Settou, B., Settou, N., Gouareh, A., Negrou, B., Mokhtara, C., Messaoudi, D.: GIS-Based Method for Future Prospect of Energy Supply in Algerian Road Transport Sector Using Solar Roads Technology. *Energy Procedia*. 162, 221–230 (2019). <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2019.04.024>
  - Settou, B., Settou, N., Gouareh, A., Negrou, B., Mokhtara, C., Messaoudi, D.: A high-resolution geographic information system-analytical hierarchy process-based method for solar PV power plant site selection: a case study Algeria. *Clean Technol. Environ. Policy*. 23, 219–234 (2021). <https://doi.org/10.1007/s10098-020-01971-3>
  - Shao, M., Han, Z., Sun, J., Xiao, C., Zhang, S., Zhao, Y.: A review of multi-criteria decision making applications for renewable energy site selection. *Renew. Energy*. 157, 377–403 (2020). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.137>
  - Sieglinde, K.F., Stephen, R.P.: Life-Cycle Costing Manual for the Federal Energy



Management Program. (1995)

- Simsek, Y., Watts, D., Escobar, R.: Sustainability evaluation of Concentrated Solar Power (CSP) projects under Clean Development Mechanism (CDM) by using Multi Criteria Decision Method (MCDM). *Renew. Sustain. Energy Rev.* 93, 421–438 (2018).  
<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.04.090>
- Singh, D., Singh, D., Verma, K.S.: Multiobjective optimization for DG planning with load models. *IEEE Trans. power Syst.* 24, 427–436 (2009)
- Singh Doorga, J.R., Rughooputh, S.D.D.V., Boojhawon, R.: High resolution spatio-temporal modelling of solar photovoltaic potential for tropical islands: Case of Mauritius. *Energy.* 169, 972–987 (2019). <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.12.072>
- Singh, H.V., Bocca, R., Gomez, P., Dahlke, S., Bazilian, M.: The energy transitions index: An analytic framework for understanding the evolving global energy system. *Energy Strateg. Rev.* 26, 100382 (2019). <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100382>
- SolarPACES: CSP projects around the world, [www.solarpaces.org/csp-technology/csp-projects-around-the-world](http://www.solarpaces.org/csp-technology/csp-projects-around-the-world)
- Sonelgaz: PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2018 / 2028, <https://www.sonelgaz.dz/fr/835/plan-de-developpement-2018-2028>
- Springer, T.E., Zawodzinski, T.A., Gottesfeld, S.: Polymer electrolyte fuel cell model. *J. Electrochem. Soc.* 138, 2334 (1991)
- Stambouli, A.B., Khat, Z., Flazi, S., Kitamura, Y.: A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 4445–4460 (2012).  
<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2012.04.031>
- Sultana, U., Khairuddin, A.B., Aman, M.M., Mokhtar, A.S., Zareen, N.: A review of optimum DG placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system, (2016)
- Tahri, M., Hakdaoui, M., Maanan, M.: The evaluation of solar farm locations applying Geographic Information System and Multi-Criteria Decision-Making methods: Case study in southern Morocco. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 51, 1354–1362 (2015).  
<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.07.054>
- Timmerberg, S., Sanna, A., Kaltschmitt, M., Finkbeiner, M.: Renewable electricity targets in selected MENA countries – Assessment of available resources, generation costs and GHG emissions. *Energy Reports.* 5, 1470–1487 (2019).  
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.10.003>
- Tlhalerwa, K., Mulalu, M.: Assessment of the concentrated solar power potential in Botswana. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 109, 294–306 (2019).

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.019>

- TNO Annual Report: Solaroad: sustainable energy from a SMART Road Surface. (2014)
- TOYOTA: Mirai Product Information. (2016)
- Trabelsi, S.E., Qoaider, L., Guizani, A.: Investigation of using molten salt as heat transfer fluid for dry cooled solar parabolic trough power plants under desert conditions. *Energy Convers. Manag.* 156, 253–263 (2018). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.10.101>
- United, N.: World Population Prospects 2019:Data Booklet. Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2019)
- USGS: Earth Explorer, <https://earthexplorer.usgs.gov/>
- Uyan, M.: GIS-based solar farms site selection using analytic hierarchy process (AHP) in Karapinar region, Konya/Turkey. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 28, 11–17 (2013). <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.07.042>
- Uzunoglu, Mehmet;Onar, Omer;Alam, M.: Dynamic modeling, design and simulation of a wind/fuel cell/ultra-capacitor-based hybrid power generation system. *J. Power Sources.* (2006)
- Vanegas Cantarero, M.M.: Of renewable energy, energy democracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries, (2020)
- Vita, V.: Development of a decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution networks. *Energies.* 10, 1433 (2017)
- WEC: World Energy scenarios. (2016)
- WEF: Fostering Effective Energy Transition. (2020)
- Wishart, J., Dong, Z., Secanell, M.: Optimization of a PEM fuel cell system based on empirical data and a generalized electrochemical semi-empirical model. *J. Power Sources.* 161, 1041–1055 (2006)
- Worldbank: Global Solar Atlas,PVout, <https://olc.worldbank.org/content/global-solar-atlas>
- Wu, Y., Zhang, B., Wu, C., Zhang, T., Liu, F.: Optimal site selection for parabolic trough concentrating solar power plant using extended PROMETHEE method: A case in China. *Renew. Energy.* 143, 1910–1927 (2019). <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.05.131>
- Yushchenko, A., de Bono, A., Chatenoux, B., Kumar Patel, M., Ray, N.: GIS-based assessment of photovoltaic (PV) and concentrated solar power (CSP) generation potential in West Africa. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81, 2088–2103 (2018). <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.06.021>
- Zhou, J., Wu, Y., Wu, C., He, F., Zhang, B., Liu, F.: A geographical information system

based multi-criteria decision-making approach for location analysis and evaluation of urban photovoltaic charging station: A case study in Beijing. *Energy Convers. Manag.* 205, 112340 (2020). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112340>

- Zou, K., Agalgaonkar, A.P., Muttaqi, K.M., Perera, S.: Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties. *IEEE Trans. Sustain. Energy.* 3, 112–123 (2011)

-

# Annexes

# Choix du site pour application PV AHP

Tableau-A 1 Matrice de comparaison par paires et rapport d'accord

	GHI solaire	D, Réseau électrique	Pente	Sol	Distance aux routes principales	Distance aux villes	L'utilisation des terres	Ratio de cohérence
GHI solaire	1	2	7	9	4	5	6	0.035
D, Réseau électrique	$1/2$	1	6	8	3	4	5	
Pente	$1/7$	$1/6$	1	2	$1/4$	$1/3$	$1/3$	
Sol	$1/9$	$1/8$	$1/2$	1	$1/5$	$1/4$	$1/3$	
Distance aux routes principales	$1/4$	$1/3$	4	5	1	2	3	
Distance aux villes	$1/5$	$1/4$	3	4	$1/2$	1	2	
L'utilisation des terres	$1/6$	$1/5$	3	3	$1/3$	$1/2$	1	

	(Yushchenko et al. 2018)	(Giamalaki and Tsoutsos 2019)	(Mensour et al. 2019)	(Alami Merrouni et al. 2018b)	(Anwarzai and Nagasaka 2017)	(Singh Doorga et al. 2019)	(Tahri et al. 2015)	(Majumdar and Pasqualetti 2019)	Ce travaille
<b>Rayonnement solaire kWh / m<sup>2</sup> / an</b>	<b>GHI maximum pour PV PV-ON / OFFG :</b> <i>Ls</i> : < 1800 1800 – 2100 2100 – 2300 <i>Bs</i> : > 2300 <i>W<sub>off</sub></i> : 11.7% <i>W<sub>1</sub> ON</i> : 46.9% <i>W<sub>2</sub> ON</i> : 35 % <b>Pour CSP, maximisez DNI CSP-ONG:</b> <i>Ls</i> : < 1800 1800 – 2300 2300 – 2700 <i>Bs</i> : > 2700 <i>W<sub>1</sub></i> : 46.9% <i>W<sub>2</sub></i> : 35%	<i>Ls</i> : < 1000 1000 – 1200 1200 – 1400 1400 – 1800 <i>Bs</i> : > 1800	Le potentiel solaire n'est pas évalué comme critère d'évaluation de la compétitivité des sites ;	<i>W</i> : 59 % <i>Bs</i> : 2175 – 2304 2050 – 2175 1925 – 2050 <i>Ls</i> : 1816 – 1925	<b>GHI &gt; 3.5</b> [kWh/m <sup>2</sup> /day] <b>Vitesse du vent</b> > 6 m/s at 50 m La taille <b>DNI &gt; 5</b> [kWh/m <sup>2</sup> /day]	(kWh/m <sup>2</sup> / month) 18.56 – 18.96 18.25 – 18.56 17.96 – 18.25 17.64 – 17.96 17.31 – 17.64 16.96 – 17.31 16.60 – 16.96 16.15 – 16.60 15.23 – 16.15	<i>Bs</i> : 1717 – 1967 1640 – 1717 1563 – 1640 1414 – 1563 <i>Ls</i> : 741 – 1414	<i>Bs</i> : > 2055 1750 – 2055 <i>Ls</i> < 1750	<b>ONG Bs</b> : 2231 2340 2121 – 2231 2010 – 2120 1899 – 2009 1788 – 1898
<b>Température moyenne (° C)</b>	//				//		<i>Bs</i> : 0 – 15° 15 – 30 30 – 45 <i>Ls</i> : > 45		
<b>Distance au réseau routier / tramway (Km)</b>	<b>Minimisez la distance CSP / PV-ON :</b> <i>Ls</i> : > 5 3 – 5 1 – 3 <i>Bs</i> : < 1 <i>W<sub>1</sub> ON</i> : 14 % <i>W<sub>2</sub> ON</i> : 10.1 %	<i>Ls</i> : > 10 7 – 10 4 – 7 1 – 4 <i>Bs</i> : < 1	<i>Bs</i> : < 0.2 0.2 – 01 01 – 03 03 – 05 <i>Ls</i> : > 05	<i>Bs</i> : < 1.5 1.5 – 5 5 – 7.5 <i>Ls</i> : > 7.5 <i>W</i> : 1.25%	<b>Panneau photovoltaïque</b> <b>Parc éolien</b> CSP < 10 km	0 – 0.433 0.433 – 0.866 0.866 – 1.300 1.300 – 1.733 1.733 – 2.166 2.166 – 2.600 2.600 – 3.033 3.033 – 3.466 3.466 – 4.500	<i>Bs</i> : 1.4 – 3 3 – 5 5 – 10 <i>Ls</i> : > 10	<i>Bs</i> : 0.08 – 1.6 1.6 – 4.8 4.8 – 8 <i>Ls</i> : > 8	<i>Bs</i> 0 – 10 10 – 20 20 – 30 30 – 40 40 – 50
<b>Distance au réseau électrique</b>	<b>Pour PV-CSP ON-G,</b>	<i>Ls</i> : < 0.1 et > 4,000 3 – 4	<i>Bs</i> : < 0.8 0.8 – 01 01 – 10	<i>Bs</i> : < 1 km 1 – 5 5 – 10		0.998 – 1.998 1.998 – 2.998		<i>Bs</i> : < 1.6 1.6 – 4.8 4.8 – 9.5	<i>Bs</i> 0 – 10 10 – 20

(Km)	<p>minimisez la distance</p> <p><i>Ls</i>: &gt; 30</p> <p>5 – 30</p> <p>1 – 5</p> <p><i>Bs</i>: &lt; 1</p> <p><i>W</i><sub>1</sub> <i>ON</i>: 24.9 %</p> <p><i>W</i><sub>2</sub> <i>ON</i>: 46.3 %</p> <p>Pour la distance maximale PV OFF-G</p> <p><i>Ls</i> :&lt; 1 km</p> <p>1 – 5 km</p> <p>5 – 30 km</p> <p><i>Bs</i>: &gt; 30 km</p> <p><i>W</i><sub>OFF</sub>: 23.1 %</p>	<p>2 – 3</p> <p>1 – 2</p> <p><i>Bs</i> : 0.1 – 1</p>	<p><i>Ls</i> : &gt; 10</p>	<p><i>Ls</i>: &gt; 10 km</p> <p><i>W</i>: 1.82%</p>		<p>2.998</p> <p>– 3.998</p> <p>3.998 – 4.998</p> <p>4.998</p> <p>– 5.998</p> <p>5.998 – 6.998</p> <p>6.998 – 7.998</p> <p>7.998 – 8.998</p> <p>8.998 – 9.998</p>		<p><i>Ls</i>: &gt; 9.5</p>	<p>20 – 30</p> <p>30 – 40</p> <p>40 – 50</p>
Distance de la zone résidentielle (ville) (km)	<p>Pour PV-CSP-ONG (&gt; 10000 résidents)</p> <p><i>Ls</i> :&lt; 1</p> <p>1 – 2</p> <p>2 – 5</p> <p><i>Bs</i>: &gt; 5</p> <p><i>W</i><sub>1</sub> <i>ON</i>: 4.7 %</p> <p><i>W</i><sub>2</sub> <i>ON</i>: 3.1 %</p>		<p><i>Bs</i> : &lt; 0.5</p> <p>0.5 – 02</p> <p>02 – 05</p> <p>05 – 10</p> <p><i>Ls</i> : &gt; 10</p>	<p><i>Bs</i> : &lt; 1 km</p> <p>1 – 5</p> <p>5 – 20</p> <p><i>Ls</i> : &gt; 20 km</p> <p><i>W</i>: 2.62%</p>	<p>Panneau photovoltaïque</p> <p>CSP</p> <p>&lt; 10</p> <p>Parc éolien</p> <p>&gt; 2</p>	<p>0.8 – 0.9</p> <p>0.7 – 0.8</p> <p>0.6 – 0.7</p> <p>0.5 – 0.6</p> <p>0.4 – 0.5</p> <p>0.3 – 0.4</p> <p>0.2 – 0.3</p> <p>0.1 – 0.2</p> <p>0 – 0.1</p>	<p><i>Bs</i>:</p> <p>0 – 1.5</p> <p>1.5 – 3</p> <p>3 – 5</p> <p>5 – 10</p> <p><i>Ls</i>: &gt; 10</p>		<p><i>Bs</i></p> <p>0 – 10</p> <p>10 – 20</p> <p>20 – 30</p> <p>30 – 40</p> <p>40 – 50</p>
Pente du terrain %		<p><i>Ls</i>: &gt; 28</p> <p>21 – 28</p> <p>14 – 21</p> <p>7 – 14</p> <p><i>Bs</i> : 0 – 7</p>	<p><i>Bs</i> : 01 %</p> <p>&lt; 03 %</p> <p><i>Ls</i> :&gt; 03 %</p>	<p><i>Ls</i>: &gt; 5%</p> <p><i>Bs</i> :&lt; 1%</p> <p><i>W</i>1: 46.9%</p> <p>&lt; 1</p> <p>1 – 2.5</p> <p>2.5 – 5</p> <p>&gt; 5</p> <p><i>W</i>: 23.50 %</p>	<p>Panneau photovoltaïque</p> <p>CSP</p> <p>1 à 3%</p> <p>Parc éolien</p> <p>&lt; 10%</p>	<p>0 – 1.31</p> <p>1.31 – 4.24</p> <p>4.24 – 7.83</p> <p>7.83</p> <p>– 12.40</p> <p>12.40</p> <p>– 16.65</p> <p>16.65</p> <p>– 20.57</p> <p>20.57</p> <p>– 24.16</p> <p>24.16</p> <p>– 28.75</p>	<p><i>Bs</i>:</p> <p>0 – 4 %</p> <p>4 – 8</p> <p>8 – 12</p> <p>12 – 24</p> <p><i>Ls</i>: &gt; 24</p>	<p><i>Bs</i>: &lt; 3%</p> <p>3 – 5 %</p> <p>5 8.75 %</p> <p><i>Ls</i>:</p> <p>&gt; 8.75 %</p>	<p><i>Bs</i>: &lt; 2 %</p> <p>2 – 4 %</p> <p>4 – 6 %</p> <p>6 – 8 %</p> <p>8 – 10 %</p>

						28.75 – 35.00			
<b>Orientation du terrain</b>		<i>Ls: N NE &amp; NW E &amp; W SE &amp; SW Bs : S</i>				<i>Ls: N NE &amp; NW E &amp; W SE &amp; SW Bs : S</i>	<i>S S – E S – W W N – E N – W N</i>		
<b>Utilisation du sol</b>	<b>Est prioritaire pour les zones privilégiées OFF-PV</b> <b>Ls</b> : Non classé comme aire protégée <b>Bs</b> : classée zone protégée WOFF : 16,8%		<b>BS</b> : stérile <b>Ls</b> : Agriculture		Zone d'installation requise <b>Panneau photovoltaïque</b> <b>e</b> > 0,4 km <sup>2</sup> <b>CSP</b> > 2,2 km <sup>2</sup> <b>Parc éolien</b> > 4 km <sup>2</sup>		Zone sans végétation	<b>Bs</b> : < 1.6 1.6 - 8 <b>Ls</b> : > 8	<b>Bs</b> 40 – 50 30 – 40 20 – 30 10 – 20 0 – 10
<b>distance Barrage / rivière / littoral [Km]</b>		<u>Littoral</u> <b>Ls</b> : < 0.05 0.05 – 0.1 0.1 – 0.15 0.15 – 0.2 <b>Bs</b> : > 0.2	<b>Bs</b> : < 0.5 0.5 – 05 05 – 10 <b>Ls</b> : > 10	<b>Bs</b> : < 10 10 – 15 15 – 25 <b>Ls</b> > 25 <b>W</b> : 3.07% <u>voie navigable</u> <b>Bs</b> : > 5 5 – 10 10 – 15 <b>Ls</b> : > 15 <b>W</b> : 7.67%	<b>Panneau photovoltaïque</b> <b>e</b> <b>CSP</b> < 0.1 <b>Parc éolien</b> < 0.4	< 17.3		<b>Bs</b> : < 1.6 1.6 – 8 <b>Ls</b> : > 8	
<b>Distance eaux souterraines / Plan d'eau</b>		<b>Ls</b> : 0.1 0.1– 0.2 0.2 – 0.3 0.3 – 0.4 > 0.4		<ul style="list-style-type: none"> <li>• À la surface des eaux souterraines</li> <li>• • 2,5 kilomètres</li> </ul>				<b>Bs</b> : < 1.6 1.6 – 8 <b>Ls</b> : > 8	



				de la limite de l'eau <ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 kilomètres de la limite de surface</li> <li>• À plus de 5 kilomètres de la limite de surface</li> </ul> <b>W: 1.06%</b>					
<b>La densité de population</b> [Habitants / km <sup>2</sup> ]	<b>Pour PV-CSP, minimisez la densité</b> <b>CSP / PV-ON:</b> <i>Ls</i> :> 500 100 – 500 0 – 100 <i>Bs</i> : 0 <i>W<sub>1</sub> ON</i> : 9.5 % <i>W<sub>2</sub> ON</i> : 5.4 % <b>Pour OFF, maximiser la densité</b> <b>PV-OFF:</b> <i>Ls</i> : 0 0 – 100 100 – 500 <i>Bs</i> : > 500 <i>W<sub>OFF</sub></i> : 48.4%								
<b>Tampon</b>	Habitat urbain (> 10000 habitants) 1 km	Route : 100m.	À 100m des rivières, des zones humides et des zones protégées. Utilisation du sol 300m. Zone urbaine 100 m	100m pour Réseau routier et ferroviaire Végétation 500m 500m pour Hydrologie (barrages et voies navigables),			2 km Autour de la ville	<1km (zone protégée) <0,5 km (route principale) ≤5 ° (incliné) <1 km (zone urbaine)	2 km Villes et utilisation des terres partout. 500 m de route et de réseau électrique

			300 m en milieu rural. La superficie forestière est de 100 m. Autoroute et chemin de fer à 100m. Terrain acceptable 100m.	Les zones résidentielles des grandes villes et des petites villes sont respectivement de 5 kilomètres et 2 kilomètres.					
<b>Zone d'étude</b>	Afrique de l'Ouest	Méditerranée n	Région de Sous Massa, sud du Maroc	Maroc oriental	Afghanistan	Ile Maurice	Sud marocain	Arizona, États-Unis	Algérie
<b>La technologie</b>	Photovoltaïque / CSP	Photovoltaïque	Photovoltaïque	Photovoltaïque	Photovoltaïque / vent / CSP	Photovoltaïque	Photovoltaïque	Photovoltaïque	Photovoltaïque
<b>Taille de pixel</b>	1 km <sup>2</sup>	NR	NR	1 km <sup>2</sup>	NR	1 – 300000	NR	NR	92 m 250 m 500 m 1000 m
<b>Instructions</b>	AHP	AHP	AHP	AHP	AHP	AHP	AHP	AHP	AHP
<b>Hors réseau / en réseau</b>	OFFG/ONG	ONG	ONG	NR	NR	NR	NR		ONG

OFFG : Hors réseau / ONG : Connecté au réseau / L : Grande échelle / W : poids / Ls : moins convenable / Bs : Plus convenable / NR :

Aucun rapport.

## Choix de site pour application CSP

Tableau-A 2 Comparaison des principaux critères et pondérations locales

	DNI	Réseau	Durée D'enseillement	Router	Ville	Pente	L'utilisation des terres	poinds [ %]
DNI	1,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	9,00	39
Réseau	0,33	1,00	2,00	4,00	5,00	6,00	8,00	23
Durée D'enseillement	0,25	0,50	1,00	2,00	4,00	5,00	6,00	15
Router	0,20	0,25	0,50	1,00	3,00	4,00	5,00	10
Ville	0,17	0,20	0,25	0,33	1,00	2,00	4,00	6
Pente	0,14	0,17	0,20	0,25	0,50	1,00	3,00	4
L'utilisation des terres	0,11	0,13	0,17	0,20	0,25	0,33	1,00	2
SUM								100
$\lambda_{max} = 7,456$			$CI = 0,076$			$CR = 0,0576$		

Tableau-A 3 Meilleur vecteur de comparaison standard par paire

Meilleurs	DNI	Réseau	Durée D'enseillement	Router	Ville	Pente	L'utilisation des terres
DNI	1	2	3	5	6	7	9

Tableau-A 4 Le vecteur de comparaison par paire le plus défavorable.

L'autre pire	Terre
DNI	9
Réseau	8
Durée d'enseillement	7
Router	5
Ville	4
Pente	2
L'utilisation des terres	1

# *Application d'intégration PV dans un réseau de distribution (N'Goussa)*

Tableau-A 5 Normes et sous-normes utilisées dans l'analyse d'adéquation des sites photovoltaïques

Nombre de couches	La norme	Sous-standard	Tampon	Références / logiciels utilisés
L1	Économique	Distance au réseau électrique	100 m	Google earth
L2		Distance de la route	500 m	(OSM 2018)
L3	Alentours	Distance à la ville	500 m	(OSM 2018)
L4		Distance à la zone de végétation	200 m	Google earth
L5	Topographie	Pente	< 5 %	(USGS 2018)
L6		Distance au lac	750 m	Google earth

Tableau-A 6 Données techniques et de coût du convertisseur

Paramètres	Spécification	
	Convertisseur	Module PV
<b>Efficacité</b>	90%	16.8 %
<b>Coût en capital</b>	\$ 800/kW	\$ 750/kW
<b>Coût de remplacement</b>	\$ 750/kW	\$ 23.12/kW
<b>Coût O&amp;M</b>	0	\$ 38.54/kW
<b>Durée de vie</b>	20 Années	20 Années

Tableau-A 7 La matrice de comparaison par paires et le ratio de cohérence

	Facteur	C1	C2	C3	C4	C5	C6	Wight [%]	C.R
La distance au réseau électrique	C1	1	2	4	6	7	9	41.74	0.041
Distance aux routes	C2	1/2	1	3	5	6	7	28.55	
Distance aux zones urbaines	C3	1/4	1/3	1	2	4	3	12.57	
Distance aux zones de végétation	C4	1/6	1/5	1/2	1	2	5	8.91	
Pente	C5	1/7	1/6	1/4	1/2	1	2	4.89	
Distance aux lacs	C6	1/9	1/7	1/3	1/5	1/2	1	3.34	

## *Caractérisation technique des sous-systèmes de stockage à base hydrogène*

Tableau-A 8 Spécifications du module PV « TSM-PD 265W »

Numéro de modèle Trina	TSM-275DD05A.05(II)
Classement STC	275.0 Watts
Évaluation	251.1
Tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	38.7 Volts
Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )	9.26 Amps
Tolérance de puissance	-0 / +5W
Efficacité du module	16.8%
Surface	1.64 m <sup>2</sup>
Poids	18.5 kg
Longueur	165 cm
Largeur	99 cm.

Tableau-A 9 L'électrolyseur que nous avons utilisé est de type PEM « SILYZER-200 »  
(Espinosa-López et al. 2018).

Main Technical Data - SILYZER 200	
▪ Electrolysis type / principe	PEM
▪ Rated Stack Power	1.25 MW
▪ Dimension Skid	6,3 x 3,1 x 3,0 m
▪ Start up time (from stand-by)	< 10 sec
▪ Output pressure	Up to 35 bar
▪ Purity H <sub>2</sub> (depends on operation)	99.5% - 99.9%
▪ H <sub>2</sub> Quality 5.0	DeOxo-Dryer option
▪ Rated H <sub>2</sub> production	225 Nm <sup>3</sup> /h
▪ Overall Efficiency (system)	65 – 70 %
▪ Design Life Time	> 80.000 h
▪ Weight per Skid	17 t
▪ CE-Conformity	yes
▪ Tap Water Requirement	1,5 l / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>

Tableau-A 10 Spécifications techniques de pile à combustible PEM (Gemmen 2003)

<b>Tension d'activation (B)</b>	<b>0,04777 A<sup>-1</sup></b>	<b>Constante de temps de l'oxygène (τO<sub>2</sub>)</b>	<b>6,74 s</b>
<b>Constante de Tension d'activation (B)</b>	0,0136 V	Constante de valve à oxygène (KO <sub>2</sub> )	2,11×10 <sup>-5</sup> k mol/s.atm
<b>Constante de Faraday(F)</b>	964846 cmol <sup>-1</sup>	Résistance interne (R int)	0,00303 Ω
<b>Constante de temps de l'hydrogène (τH<sub>2</sub>)</b>	3,37 s	Température absolue (T)	343 K
<b>Constante de valve à hydrogène (KH<sub>2</sub>)</b>	4,22×10 <sup>-6</sup>	Constante de gaz universelle (R)	8,314 [J/ mol. K]
<b>Constante de Kr</b>	1,8449×10 <sup>-6</sup>	Facteur d'utilisation (U)	0,8
<b>Tension de charge initiale (E<sub>0</sub>)</b>	1,229 V	Constante de temps de l'eau (τO <sub>2</sub> )	18,418 s
<b>Nombre de cellules (N<sub>0</sub>)</b>	712	Constante de vanne d'eau (K H <sub>2</sub> O)	7,716×10 <sup>-6</sup> k mol/s.atm

## Modélisation du système hybride

Pour les systèmes d'électrolyse considérés dans les études en cours, les performances et les caractéristiques d'un électrolyseur PEM ont été utilisées. Semblable à la pile à combustible, son modèle de performances est le suivant :

### Modélisation de photovoltaïque

Dans ce travail, le modèle de simulation est utilisé pour apprécier les performances du système PV. Le rayonnement solaire utilisé pour la zone étudiée située à 29 °10 N de latitude et 30 °5,20 N de longitude. l'équation (3.1) a été utilisé pour estimer le puissance générée des panneaux PV (Mokhtara et al. 2019).

$$p_{pv} = (P_{rated} N_{pv} D_f) \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) (1 + K_T (T_c - T_{ref})) \quad (A.1)$$

$$K_T = -3,5 \times 10^{-3} \text{ (1/}^\circ\text{C)}$$

$$T_c = T_{amb} + G \left( \frac{\tau \alpha}{U_l} \right) \quad (A.2)$$

$$\frac{\tau \alpha}{U_l} = \frac{NOCT - 20}{0.8} \quad (A.3)$$

La caractéristique I-V de ce module est représentée par les équations suivantes :

$$I = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{q(V + R_{sh}I)}{\alpha K T N_s} \right) - 1 \right) - \frac{(V + R_{sh}I)}{R_{sh}} \quad (A.4)$$

$$I_{ph} = (I_{sc} + K_i(T - 298.15)) \frac{G}{1000} \quad (A.5)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} + K_i(T - 298.15)}{\exp \left( \frac{q(V_{oc} + K_v(T - 298.15))}{\alpha K T N_s} \right) - 1} \quad (A.6)$$

### Modélisation de l'électrolyseur

les équations mathématiques utilisées pour calculer la quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur utilisé dans la configuration proposée dans la problématique sont (Dahbi et al. 2016)

$$\dot{n}_{H_2O} = \frac{n_c I_{ele}}{2F} \quad (A.7)$$

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{n_c I_{ele}}{2F} n_f \quad (A.8)$$

$$\dot{n}_{O_2} = \frac{n_c I_{ele}}{4F} n_f \quad (A.9)$$

$$\eta_F = 96,5 \exp\left(\frac{0,09}{I_{ele}} - \frac{75,5}{I_{ele}^2}\right) \quad (A.10)$$

Où :

**$N_c$**  : Nombre de cellules d'électrolyseur (connectées en série)

**$I$**  : Courant électrique exprimé en A

**$F$**  : Constante de Faraday (96485 C mol<sup>-1</sup>)

### Modélisation du compresseur

La puissance consommée par le compresseur est modélisée de façon classique par la relation suivante (Darras 2010)[(Springer et al. 1991) (Wishart et al. 2006):

$$P_{Com-Gaz} = \frac{T_{In} C_p(gaz)}{\eta_{c-I}} \left( \left( \frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \dot{m}_{Gaz} \quad (A.11)$$

**$P_{Com-Gaz}$**  : Puissance consommée par le compresseur pour le gaz choisi (hydrogène ou oxygène) (W)

**$T_{In}$**  : Température à l'entrée du compresseur, ce qui correspond à la température à la sortie de l'électrolyseur (K)

**( $gaz$ )** : Capacité massique du gaz (hydrogène ou oxygène) à pression constante pour la température  $T_{In}$  ( $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ )

**$\eta_{c-I}$**  : Rendement isentropique du compresseur (%)

**$P_{out}$**  : Pression en sortie du compresseur, ce qui correspond à la pression dans le stockage ( $bar$ )

**$P_{in}$**  : Pression en entrée du compresseur, ce qui correspond à la pression à la sortie de l'électrolyseur ( $bar$ )

**$\gamma$**  : Rapport isentropique ( $CP/CV$ ) du gaz considéré (-)

**$\dot{m}_{Gaz}$**  : Débit massique de gaz comprimé ( $kg \cdot s^{-1}$ ).

### Modélisation de la pile à combustible



Les équations mathématiques utilisées pour calculer la production de l'électricité produite suite au fonctionnement de la pile à combustible :

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{I_{PAC}}{4F} \quad (A.12)$$

$$\dot{n}_{O_2} = \frac{I_{PAC}}{2F} \quad (A.13)$$

Les différentes pressions partielles peuvent être données comme suit (Uzunoglu, Mehmet;Onar, Omer;Alam 2006):

$$P_{H_2} = \frac{1/K_{H_2}}{\tau_{H_2} \times s + 1} \times (m_{H_2}^{in} - 2 \times I_{PAC} \times Kr) \quad (A.14)$$

$$P_{O_2} = \frac{1/K_{O_2}}{\tau_{O_2} \times s + 1} \times (m_{O_2}^{in} - I_{PAC} \times Kr) \quad (A.15)$$

$$P_{H_2O} = \frac{1/K_{H_2O}}{\tau_{H_2O} \times s + 1} \times (2 \times I_{PAC} \times Kr) \quad (A.16)$$

a. Le potentiel thermodynamique E est donné par (Stambouli et al. 2012):

$$E = 1,229 - 0,85 \cdot 10^{-3} (T - 298,15) + 4,3085 \cdot 10^{-5} \cdot T \cdot (\log(P_{H_2} + 0,5 \cdot \log P_{O_2})) \quad (A.17)$$

b. La perte de tension ohmique dans la pile à combustible est donnée par (Khan and Iqbal 2005)

$$N_{ohm} = I_{PAC} \times R_{int} \quad (A.18)$$

c. la résistance d'activation est donnée comme (Khan and Iqbal 2005):

$$N_{act} = B \times \log(C \times I_{PAC}) \quad (A.19)$$

d. La tension de sortie de la cellule : Elle peut être déterminée à partir de l'effet combiné de thermodynamique, de transport de masse, de cinétique et de résistance ohmique (Khan and Iqbal 2005) :

$$V_{cell} = E - N_{act} - N_{ohm} \quad (A.20)$$

e. La tension de sortie de la pile à combustible (Khan and Iqbal 2005):

$$V_{\text{stack}} = N_{\text{cell}} \times V_{\text{cell}} \quad (\text{A.21})$$

f. La puissance de la pile à combustible : est fonction du courant et de la tension :

$$P = V_{\text{stack}} \times I_{PAC} \quad (\text{A.22})$$

## الملخص:

تبدأ الجزائر ديناميكية الطاقة الخضراء من خلال إطلاق برنامج طموح لتنمية الطاقات المتجددة تستند هذه الرؤية للحكومة الجزائرية إلى استراتيجية تركز على تنمية الموارد التي لا تنضب مثل الطاقة الشمسية واستخدامها لتنويع مصادر الطاقة وإعداد الجزائر الغد (انتقال الطاقة). بفضل مزيج المبادرات والذكاء ، تشرع الجزائر في حقبة جديدة من الطاقة المستدامة. في هذه الأطروحة ، تم تطوير العديد من الإجراءات لضمان اعتماد استراتيجية تخطيط الطاقة الوطنية ، بدءاً بمنهجية لتقدير الإمكانيات التقنية للطاقة الشمسية لتقنيات الكهروضوئية / الطاقة الشمسية المركزة مع مراعاة عدة عوامل مثل (الدقة المكانية للخطوط النقطية، طريقة متعددة الخيارات MCDM ، مصادر الخرائط الشمسية ...). بعد ذلك ، حدد الموقع الأمثل لدمج PV في شبكة التوزيع (باستخدام عملية اختيار الموقع وطريقة التدفق الأمثل). ثم نمذجة ومحاكاة نظام طاقة يعتمد على نظام تخزين يستخدم الهيدروجين كمتجه للطاقة. طور الإجراء الأخير في قسم النقل منهجية لتقدير الطاقة الكهربائية المنتجة من الطرق الشمسية.

**الكلمات المفتاحية:** إدارة الطاقة ; إستراتيجية الطاقة ; دعم القرار ; التحسين ; انتقال الطاقة.

O \_\_\_\_\_ OooO \_\_\_\_\_ O

## Résumé

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR). Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain (transition énergétique). Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Dans cette thèse, plusieurs actions pour garantir l'adoption de la stratégie nationale de planification énergétique, commençant par une méthodologie d'estimation du potentiel technique solaire pour les technologies PV / CSP a été développée en tenant compte de plusieurs facteurs tels que (résolution spatiale d'un raster, méthode d'évolution du ADMC, sources de cartes solaires ...) après cela, déterminez l'emplacement optimal pour l'intégration du PV dans le réseau de distribution (en utilisant le processus de sélection du site et la méthode d'écoulement optimal). Puis la modélisation et la simulation d'un système énergétique basé sur un système de stockage utilisant l'hydrogène comme vecteur énergétique. La dernière action dans la section des transports a développé une méthodologie d'estimation de l'énergie électrique produite à partir des routes solaires.

**Mots-clés :** Maitrise énergétique, stratégie énergétique, Aide à la décision, Optimisation, Transition énergétique.

O\_\_\_\_\_OooO\_\_\_\_\_O

**Abstract:**

Algeria is initiating a green energy dynamic by launching an ambitious program for the development of renewable energies (RE). This vision of the Algerian government is based on a strategy focused on the development of inexhaustible resources such as solar energy and their use to diversify energy sources and prepare the Algeria of tomorrow (energy transition). Thanks to the combination of initiatives and intelligence, Algeria is embarking on a new era of sustainable energy. In this thesis, several actions to ensure the adoption of the national energy planning strategy, starting with a methodology for estimating the solar technical potential for PV / CSP technologies was developed taking into account several factors such as (raster resolution, MCDM evolution method, solar map sources ...) after that, determine the optimal location for the integration of PV into the distribution grid (using the site selection process and the optimal flow method). Then the modeling and simulation of an energy system based on a storage system using hydrogen as an energy vector. the last action in the section of transport developed a methodology for estimating the electrical energy produced from solar roads.

**Keywords:** Energy management, energy strategy, Decision support, Optimization, Energy transition.

O\_\_\_\_\_OooO\_\_\_\_\_O