

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 des Procédés



## **THESE**

Pour l'obtention du diplôme de  
**DOCTORAT ES-SCIENCES**  
Spécialité: Génie des procédés

Présentée par :

**RAHMOUNI Soumia**

---

---

# **Etude prospective de la transition énergétique et l'impact environnemental en Algérie**

---

---

Soutenue le : 17 /01 /2019

Devant le jury :

Mr. Belkhir Negrou	MCA	Univ. Kasdi Merbah, Ouargla	Président
Mr. Abdelmadjid Atif	MCA	Univ. STHB, Alger	Examineur
Mr. Mohammed Makhlouf	Pr	Univ. Djillali Liabès, Sidi Bel Abbès	Examineur
Mr. Nouredine Settou	Pr	Univ. Kasdi Merbah, Ouargla	Directeur de thèse

Année universitaire : 2018/2019



*À ma mère, à mon père,  
À mes sœurs et frères,  
À mon mari,  
À mon beau-frère, ma nièce et mon neveu,  
À tous mes amis.*

## Remerciements

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

Mes vifs remerciements vont d'abord à mon directeur de thèse, le professeur **SETTOU Noureddine**, pour leur suivi, soutien et conseils judicieux tout au long de cette thèse.

Je remercie infiniment monsieur **NEGROU Belkhir**, maitre de conférence à l'université Kasdi Merbah Ouargla, d'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Mes meilleurs remerciements vont au monsieur **ATIF Abdelmadjid**, maitre de conférence à l'université des Sciences et de la Technologie Houari-Boumediène Alger, d'avoir accepter de rapporter ce travail de recherche.

Mes remerciements vont également au professeur **MAKHLOUF Mohamed**, de l'université Djillali Liabès Sidi Bel Abbès, d'avoir accepter de faire partie du mon jury de thèse.

Mes sincères reconnaissances à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à réaliser ce travail.

# Sommaire

Nomenclature	I
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	VIII
Introduction générale	1

## **Chapitre 1 : Enjeux énergétiques et environnementaux**

1. Introduction	5
2. Contexte énergétique mondial et continental : Les tendances générales	5
2.1. Réserves mondiales de combustibles fossiles	5
2.2. Production d'énergie primaire dans le monde	7
2.3. Demande énergétique mondiale	8
2.3.1. Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie	9
2.3.2. Consommation d'énergie finale	9
2.4. Les inégalités dans la consommation mondiale d'énergie	11
2.4.1. Consommation intérieure brute d'énergie par habitant	12
2.4.2. Intensités énergétiques	13
2.5. Impact climatique et l'acceptabilité des politiques énergétiques	14
2.5.1. Historique des négociations climatiques internationales	14
2.5.2. Accord de Paris 2015 (COP 21/CMP 11)	18
2.5.3. Conférence de Marrakech 2016 (COP 22/CMP 12/CMA1)	19
2.5.4. Suivi scientifique des négociations internationales sur le changement climatique	19
2.5.5. Emissions de dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ) dans le monde	23
2.6. Evolution de la demande énergétique mondiale: Perspectives à moyen et à long terme	26
2.6.1. Projection de la population	26
2.6.2. Prévisions de BP, 2035	27

2.6.3. Prévisions de l'OPEP, 2040	28
2.6.4. Prévisions de l'AIE, 2040	30
2.7. Etat des énergies renouvelables dans le monde	31
2.7.1. Investissements mondiaux	32
3. Paysage énergétique algérien actuel	34
3.1. Réserves énergétiques des ressources fossiles	34
3.2. Production d'énergie primaire en Algérie	35
3.3. Consommation énergétique en Algérie	36
3.3.1. Consommation nationale par agrégats	36
3.3.2. Consommation d'énergie finale	38
3.4. Impact environnemental	40
3.4.1. Analyse du cadre institutionnel et réglementaire	40
3.4.2. Collaboration internationale importante	43
3.4.3. Programmes nationaux en matière de préservation de l'environnement	43
3.4.4. Inventaire national des gaz à effet de serre	44
3.4.5. Emissions sectorielles de CO <sub>2</sub> dans l'atmosphère, en Algérie	45
4. Conclusion	46

## **Chapitre 2 : Transition énergétique : contexte, défis et possibilités**

1. Introduction	48
2. L'indispensable de la transition énergétique	48
2.1. Qu'est-ce que la transition énergétique?	49
2.2. Concept de la transition énergétique dans l'histoire	49
3. Transition énergétique à travers le monde	50
3.1. Enjeux mondiaux de la transition énergétique	50
3.1.1. Enjeux environnementaux : Lutter contre le changement climatique	50
3.1.2. Enjeux énergétiques et économiques: Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique	51

3.1.3. Enjeux sociétaux	52
3.2. Accords internationaux	53
3.2.1. Les Objectifs de Développement Durable (ODD)	53
3.2.2. Accord de Paris sur le climat	53
3.2.3. Habitat III : Développement urbain durable	54
3.3. Expériences mondiales : Présentation de trajectoires de transition énergétique	54
3.3.1. En Europe	55
3.3.2. Au pays du Maghreb	57
3.3.3. Coopération internationale entre pays	59
3.4. Les signaux mondiaux de la transition énergétique	59
3.4.1. Croissance des énergies renouvelables	60
3.4.2. Chute des coûts des technologies solaires	60
3.4.3. Augmentation de nombre d'emplois dans les renouvelables	60
3.4.4. La Chine: le plus grand investisseur dans les énergies renouvelables	60
3.4.5. L'Afrique: le plus grand marché de solaire domestique hors réseaux	61
3.4.6. Déclin de l'industrie de charbon	61
3.4.7. Stagnation des émissions de CO <sub>2</sub>	62
3.4.8. Amélioration de l'intensité énergétique mondiale	62
3.4.9. Efficacité énergétique dans les transports	62
3.4.10. Réflexion sur l'énergie nucléaire	63
4. Pourquoi préparer l'après pétrole en Algérie?	63
4.1. Indicateurs socioéconomiques	63
4.1.1. Economie et population	64
4.1.2. Chute des cours des hydrocarbures	65
4.2. Indicateurs énergétiques à dimension macroéconomique	66
4.2.1. Taux de dépendance énergétique	66
4.2.2. Intensité énergétique primaire (IEP)	67

4.2.3. Intensité énergétique finale (IEF)	68
4.2.4. Ratio de la consommation d'énergie finale en énergie primaire	70
4.2.5. Intensité Carbone	71
4.3. Indicateurs de transformation d'énergie	72
4.3.1. Production d'électricité et la puissance installée	72
4.3.2. Facteur moyen des émissions de CO <sub>2</sub>	73
5. L'approche holistique de la transition énergétique en Algérie	74
5.1. Stratégie nationale d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables	75
5.1.1. Programme National des Energies Renouvelables (PNER) : Promotion des énergies renouvelables dans le mix énergétique	76
5.1.2. Programmes sectoriels d'efficacité énergétique	84
5.2. Le territoire au cœur de la transition énergétique : Schéma National d'Aménagement du Territoire 2030 (SNAT)	89
5.2.1. Qu'est-ce que le SNAT?	90
5.2.2. Objectifs du SNAT	90
5.2.3. L'énergie un enjeu majeur pour le futur	92
5.2.4. Scénario pour l'Algérie de demain	92
5.2.5. Bilan de réalisation et l'actualisation du SNAT	93
6. Politique environnementale et écologique algérienne	94
6.1. Plan National d'action pour l'environnement et le développement durable (PNAE-DD)	95
6.1.1. Programme national de gestion des déchets solides municipaux (PROGDEM)	96
6.1.2. Plan national de gestion des déchets spéciaux (PNAGDES)	96
6.2. Plan National Climat (PNC)	97
6.3. Plan National de l'Eau (PNE)	98
6.3.1. Actualisation du PNE à horizon 2030	98
6.3.2. Plan d'action du programme quinquennal 2015-2019	99
6.4. Stratégie et plan d'actions nationaux pour la biodiversité (SPANB)	100



6.4.1. La vision de la SPANB	101
7. L'option gaz de schiste et nucléaire pour la transition énergétique	101
7.1. Les hydrocarbures de schiste	102
7.2. Le nucléaire	102
8. Les mesures de financement de la transition énergétique en Algérie : Fonds nationaux	103
8.1. Le Fonds National des Energies Renouvelables et Cogénération (FNERC)	104
8.2. Le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME)	105
8.3. Le Fonds National de l'Environnement et la Dépollution (FEDEP)	106
8.4. Le Fonds National pour la Biodiversité (FNB)	106
9. Les instruments de la mise en œuvre des programmes nationaux pour la transition énergétique	107
9.1. Contribution Provisoire Déterminé National (CPDN) (2016-2030)	107
9.2. Plan National d'Action de l'Algérie sur les Modes de Consommation et de Production Durables (PNA-MCPD) (2016-2030)	108
9.3. Nouveau Modèle de la Croissance Economique (NMCE) (2016-2030)	109
10. Conclusion	110

### **Chapitre 3 : L'hydrogène : Vecteur de la transition énergétique et de la protection d'environnement**

1. Introduction	113
2. Pourquoi développer un nouveau vecteur énergétique ?	113
2.1. Modes de production de l'hydrogène	114
2.1.1. Vaporeformage du gaz naturel	115
2.1.2. Electrolyse de l'eau	115
2.1.3. Les procédés thermochimiques de gazéification	115
2.1.4. Par photosynthèse	115
2.2. Stockage de l'hydrogène	116
2.2.1. Stockage à haute pression sous forme gazeuse	116

2.2.2. Stockage à très basse température sous forme liquide	116
2.2.3. Stockage à base d'hydrures sous forme solide	117
2.3. Transport et distribution	117
2.3.1. Transport par canalisation	117
2.3.2. Transport ferroviaire	118
2.3.3. Transport maritime	118
2.3.4. Transport routier	118
2.4. L'hydrogène renouvelable : Applications variées	119
2.4.1. Stocker et valoriser les énergies renouvelables	119
2.4.2. Power to Mobility : Développer la mobilité hydrogène	119
2.4.3. Power-to-gas : Conversion de l'électricité en gaz	120
3. Potentiel d'hydrogène renouvelable à travers le monde	120
4. Hydrogène en Algérie : Une source d'énergie durable et alternative	123
4.1. Les ressources hydriques	126
4.2. Réseau de distribution et de transport du gaz	127
4.3. L'hydrogène dans la littérature algérienne	128
5. Le Système d'Information Géographique pour l'estimation du potentiel de la production d'hydrogène renouvelable en Algérie	130
5.1. Evaluation des potentiels du territoire	133
5.1.1. Gisement solaire en Algérie	134
5.1.2. Gisement éolien en Algérie	139
5.2. Estimation du potentiel de production d'hydrogène	145
5.2.1. Technologies des électrolyseurs	146
5.2.2. Hydrogène Solaire	149
5.2.3. Hydrogène éolien	149
5.3. Comparaison entre l'hydrogène solaire et éolien	150
6. Conclusion	153

## **Chapitre 4 : Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier**

1. Introduction	155
2. Conception de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène-carburant	155
2.1. Approches de la planification et la conception de l'infrastructure	156
2.2. Expériences mondiales : Programmes internationaux sur la mobilité hydrogène	158
2.2.1. Hydrogen Mobility Europe	158
2.2.2. Au Japon	158
2.2.3. En Chine	159
2.2.4. En Corée de sud	159
2.2.5. Aux Etats Unis	159
2.2.6. Aux Émirats Arabes Unis (EAU)	160
2.3. Utiliser l'hydrogène pour les applications de mobilité électrique	160
4. L'hydrogène pour décarboner les transports en Algérie	161
4.1. Etat des lieux du secteur des transports	161
4.1.1. Transport routier	162
4.1.2. Transport ferroviaire	163
4.1.3. Transport maritime	163
4.1.4. Transport aérien	164
4.2. L'exercice de la prospective énergétique	164
4.3. Méthode des scénarios	165
4.5. Les grandes phases de la méthode des scénarios	166
4.5.1. Phase 1 : Les préliminaires	166
4.5.2. Phase 2 : La représentation du système en dynamique	166
4.5.3. Phase 3 : l'étude rétrospective et prospective des variables	166
4.5.4. Phase 4 : La construction de scénarios	166
4.5.5. Phase 5 : Vers la stratégie	167

5. Intégration de l'hydrogène-carburant	167
5.1. Analyse rétrospective du secteur de transport routier	167
5.1.1. Répartition du parc par type de véhicule	168
5.1.2. Evolution du parc automobile	168
5.1.3. Consommation d'énergie finale	169
5.1.4. Consommation unitaire par carburant	170
5.1.5. Analyse de kilométrage parcouru par type de véhicule	172
5.1.6. Les émissions dans le secteur de transport routier	172
5.2. Prospective énergétique dans le secteur de transport routier	173
5.2.1. Hypothèses de prévision	174
5.2.2. Scénario tendanciel	176
5.2.3. Scénario Volontariste	177
6. Analyse économique : Coût de la production d'hydrogène	183
6.1. Etude économique de système photovoltaïque	184
6.2. Estimation du coût de système d'électrolyse	185
7. Économie d'énergie et l'évaluation des impacts environnementaux	189
7.1. Économie d'énergie	189
7.2. Estimation des émissions de GES et les gains environnementaux	190
8. Choix du site optimal pour la production d'hydrogène solaire par approche SIG basée sur l'analyse multicritère	192
8.1. L'aide à la décision multicritère	192
8.2. Aperçu général sur les méthodes d'analyse multicritère	193
8.2.1. Méthodes discrètes	194
8.2.2. Méthodes Continues	195
8.3. Intégration du SIG et de l'AMC	195
9. Approche méthodologique	196
9.1. Présentation de la région d'étude	196

9.2. Application de l'analyse hiérarchique multicritère pour l'aide au choix de site	198
9.2.1. Identification des critères de l'analyse multicritère	199
9.3.2. Catégorisation et standardisation des critères d'appréciation	205
9.2.3. Pondération des critères d'appréciation	206
9.2.4. Vérification de la cohérence	208
9.2.5. Agrégation des critères : analyses multicritères	209
9.3. Zones potentielles d'implantation	210
10. Conclusion	212
Conclusion générale	214
Bibliographie	218
Annexes	234

## Nomenclature

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>	<b>Unité</b>
$C_{H_2}$	Consommation spécifique moyenne de véhicule à hydrogène	kg H <sub>2</sub> /an
$CSTR_{tot}$	Consommation totale du secteur de transport routier	tep
$CUV_j$	Consommation unitaire moyenne de carburant spécifique	tep/véhicule
$Carburant_a$	Consommation de combustible vendu pour une activité de source mobile donnée	tep
$CFE$	Consommation Finale de l'Energie	tep
$CIB$	Consommation Intérieure Brute	Mtep
$C_{BOS}$	Coût des auxiliaires	\$
$C_{O\&M}$	Coût de maintenance	\$/an
$C_{PV}$	Coût capital des modules photovoltaïques	\$
$CTA_{H_2}$	Coût total actualisé d'hydrogène	\$/kg d'H <sub>2</sub>
$C_{i,elec}$	Coût d'investissement initial d'électrolyseur	\$
$C_{r,elec}$	Coût de remplacement d'électrolyseur	\$
$C_{u,elec}$	Prix unitaire par kW	\$/kW
$c$	Paramètre d'échelle de Weibull;	m/s
$DA_{H_2}$	Demande annuelle d'hydrogène par région	kg H <sub>2</sub> /an
$DV_{elec}$	Durée de vie d'électrolyseur	ans/heures
$D_v$	Nombre de véhicules par habitants dans chaque région	Véhicule/hab.
$Emission$	Emission de CO <sub>2</sub>	kg
$E_{Elec}$	Energie absorbée par l'électrolyseur	kWh
$E_{PV}$	Energie électrique photovoltaïque	kWh/m <sup>2</sup> /an
$E_w$	Energie éolienne extraite	kWh/m <sup>2</sup> /an
$f(v)$	Distribution en fréquences des vitesses mesurées	/

$FC$	Facteur de capacité	/
$FECO_2$	Facteur moyen des émissions de $CO_2$	te $CO_2$ /tep
$G$	Irradiation solaire globale sur un plan horizontal	kWh/m <sup>2</sup> /an
$IC$	Intensité carbone	te $CO_2$ / 1000DA
$IDE$	Indicateur de la Dépendance Energétique	%
$IEF$	Intensité de l'Energie Finale	tep/Million DA
$IEP$	Intensité Energétique Primaire	tep/Million DA
$I_{PV}$	Coût global d'une installation photovoltaïque	\$
$k$	Paramètre de forme de Weibull	/
$k_{out}$	Puissance installée d'électrolyseur	kW
$M_{H_2}$	Masse d'hydrogène	kg/an
$NV_j$	Nombre de véhicule	/
$P$	Population	hab./région
$PIB$	Produit Intérieur Brut	Million DA
$PTE$	Production Totale de l'Energie	Mtep
$PCS_{H_2}$	Pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène	kWh/kg
$PCS_{H_2}$	Pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène	kWh/kg
$P_e$	Puissance moyenne à la sortie de l'éolienne	kW/m <sup>2</sup>
$Q_{CO_2}$	Quantité totale émise de $CO_2$ due à l'utilisation de l'énergie	te $CO_2$
$Q_{H_2,max}$	Débit maximal de production d'hydrogène	Nm <sup>3</sup> /h
$RCEFEP$	Ratio de la Consommation d'Energie Finale en Energie Primaire	%
$R_{pd}$	Rapport entre la production maximale et la demande moyenne en hydrogène	/
$T$	Durée de vie de l'installation	ans
$TCAM$	Taux de croissance annuel moyen	%

$T_p$	Taux de pénétration au marché	%
$TF_{elec}$	Temps de fonctionnement d'électrolyseur	ans/heures
$V_1$	Vitesse du vent mesurée à la hauteur $Z_1$	m/s
$V_2$	Vitesse du vent à une hauteur demandée $Z_2$	m/s
$V_a$	Vitesse d'arrêt	m/s
$V_d$	Vitesse de démarrage	m/s
$V_n$	Vitesse nominale	m/s

### Lettres grecques

$\eta_{El}$	Rendement d'électrolyseur	%
$\eta_{PV}$	Rendement de générateur photovoltaïque	%
$\eta_p$	Rendement supplémentaire inclus pour tenir compte les pertes d'énergie dans l'électrolyseur	%
$\eta_{sc}$	Rendement de système de conditionnement	%
$\lambda_{max}$	Valeur calculée sur la base de la moyenne des valeurs de matrice de SAATY des vecteurs propres	/
$\rho_{H_2}$	Densité gazeuse d'hydrogène à 273K	kg/Nm <sup>3</sup>
$\Delta t$	Nombre d'heure dans une période donnée	h/an
$w$	Poids du critère $i$	/
$x$	valeur standardisée du critère de facteur $i$	/
$\alpha$	Coefficient de cisaillement du vent	/
$\tau$	Taux d'actualisation	%



## Liste des figures

### Chapitre 1 : Enjeux énergétiques et environnementaux

<b>Fig. 1.1</b>	Répartition des réserves prouvées de pétrole, gaz naturel et de charbon en 2015	06
<b>Fig.1.2</b>	Répartition de la production totale d'énergie primaire par type d'énergie, 2014	07
<b>Fig.1.3</b>	Evolution de la production d'énergie primaire (en Mtep) par source d'énergie	08
<b>Fig.1.4</b>	Répartition de la consommation d'énergie primaire pour 2014	09
<b>Fig.1.5-a</b>	Evolution de la consommation énergétique finale par type d'énergie, 1971-2014 en Mtep	10
<b>Fig.1.5-b</b>	Répartition de la consommation d'énergie finale pour 2014	10
<b>Fig.1.6</b>	Répartition par secteur de l'énergie finale pour l'année 2014	11
<b>Fig.1.7</b>	Consommation intérieur brute par habitant pour différents pays, 2014	12
<b>Fig.1.8</b>	Répartition de la CIB par habitant dans le monde	13
<b>Fig.1.9</b>	Intensité énergétique par pays, 2014	14
<b>Fig.1.10</b>	Chronologie des dates clés des négociations climatiques	17
<b>Fig.1.11</b>	Evolution et parts des émissions de CO <sub>2</sub> par type de combustible	23
<b>Fig.1.12</b>	Consommation intérieure brute et émissions de CO <sub>2</sub> mondiale par type d'énergie, 2014	24
<b>Fig.1.13</b>	Dix premiers pays émetteurs de CO <sub>2</sub>	25
<b>Fig.1.14</b>	Répartition de l'ensemble des émissions anthropiques de GES (GteqCO <sub>2</sub> / an) entre les secteurs économiques	26
<b>Fig.1.15</b>	Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2015	31
<b>Fig.1.16</b>	Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2015	32
<b>Fig.1.17</b>	Evolution rétrospective de la production d'énergie primaire	35
<b>Fig.1.18</b>	Production d'énergie primaire par source pour l'année 2015	36

<b>Fig.1.19</b>	Evolution rétrospective de la consommation nationale par agrégats	37
<b>Fig.1.20</b>	Répartition de la consommation finale par produit énergétique pour 2015	38
<b>Fig.1.21</b>	Structure de la consommation énergétique finale par secteur d'activité pour 2015	39
<b>Fig.1.22</b>	Evolution des émissions sectorielles de CO <sub>2</sub> entre 2008-2014	46

## **Chapitre 2 : Transition énergétique : contexte, défis et possibilités**

<b>Fig.2.1</b>	Evolution comparée de la consommation finale d'énergie, du PIB constant et de la population (2000/2015)	65
<b>Fig.2.2</b>	Cours du pétrole Algérien (Sahara Blend) 2000-2016	66
<b>Fig.2.3</b>	Evolution de l'Indicateur de la Dépendance Energétique (IDE) 2000-2015	67
<b>Fig.2.4</b>	Evolution de l'Intensité Energétique Primaire (IEP) 2000-2015	68
<b>Fig.2.5</b>	Evolution de l'intensité de l'énergie finale tep/MDA	69
<b>Fig.2.6</b>	Ratio de la consommation d'énergie finale en énergie primaire 2000-2015	70
<b>Fig.2.7</b>	Intensité d'émissions 2000-2014	71
<b>Fig.2.8</b>	Evolution comparée de la production de l'électricité et de la puissance installée (2000-2015)	72
<b>Fig.2.9</b>	Facteur moyen des émissions de CO <sub>2</sub> (teCO <sub>2</sub> /tep)	74
<b>Fig.2.10</b>	Approche holistique de la transition énergétique en Algérie	75
<b>Fig.2.11</b>	Structure de la production d'électricité par filière, 2015	77
<b>Fig.2.12</b>	Etape de réalisation du PNER, 2011-2030	78
<b>Fig.2.13</b>	Répartition territoriale des centrales photovoltaïque	78
<b>Fig.2.14</b>	Répartition territoriale des projets CSP et hybrides	79
<b>Fig.2.15</b>	Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables	82

## **Chapitre 3 : L'hydrogène : Vecteur de la transition énergétique et de la protection d'environnement**

<b>Fig.3.1</b>	Densité énergétique massique de différents carburants (en MJ/kg)	114
<b>Fig.3.2</b>	Principales méthodes de la production d'hydrogène	115

<b>Fig.3.3</b>	Carte du réseau de transport du gaz naturel	127
<b>Fig.3.4</b>	Installation de production de l'hydrogène (EnR/H <sub>2</sub> )	131
<b>Fig.3.5</b>	Processus de calcul du potentiel d'hydrogène solaire et éolien	132
<b>Fig.3.6</b>	Ensoleillement moyen annuel (kWh/m <sup>2</sup> .an)	137
<b>Fig.3.7</b>	Potentiel de l'énergie électrique solaire	139
<b>Fig.3.8</b>	Répartition géographique du gisement éolien	141
<b>Fig.3.9</b>	Densité de puissance moyenne récupérable à 10 m du sol	145
<b>Fig.3.10</b>	Schéma d'une cellule d'électrolyse PEM	147
<b>Fig.3.11</b>	Potentiel d'hydrogène solaire	149
<b>Fig.3.12</b>	Potentiel d'hydrogène éolien	150
<b>Fig.3.13</b>	Comparaison de la production d'hydrogène entre les deux sources	151

**Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie :  
Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier**

<b>Fig.4.1</b>	Véhicule électrique à pile à combustible pleine puissance	160
<b>Fig.4.2</b>	Consommation énergétique finale par secteur, en 2016	162
<b>Fig.4.3</b>	Eléments de définition de la prospective territoriale	165
<b>Fig.4.4</b>	Répartition du parc national automobile selon le type de véhicule	168
<b>Fig.4.5</b>	Evolution du parc automobile algérien entre 2000-2014	169
<b>Fig.4.6</b>	Consommation énergétique de secteurs des transports et de transport routier	169
<b>Fig.4.7</b>	Consommation du parc automobile par source d'énergie	170
<b>Fig.4.8</b>	Répartition de nombre de véhicule selon la source d'énergie	171
<b>Fig.4.9</b>	Kilométrages parcourus par type de véhicule	172
<b>Fig.4.10</b>	Evolution des émissions de CO <sub>2</sub> totales et dans le secteur des transports, et le transport routier	173
<b>Fig.4.11</b>	Prévision de la population de l'Algérie, 2015-2045	175
<b>Fig.4.12</b>	Évolution du nombre de véhicule 2015-2045	175
<b>Fig.4.13</b>	Consommation énergétique pour le scénario tendanciel	176

<b>Fig.4.14</b>	Organigramme de l'estimation de la demande annuelle d'hydrogène à l'aide de GIS	178
<b>Fig.4.15</b>	Développement du nombre de véhicules à hydrogène	179
<b>Fig.4.16</b>	Evolution temporelle de la demande annuelle en hydrogène	179
<b>Fig.4.17</b>	La distribution spatiale de la demande en hydrogène par région	181
<b>Fig.4.18</b>	Répartition selon la distribution spatiale de la densité de véhicules (Véhicule / km <sup>2</sup> )	182
<b>Fig.4.19</b>	Coût total actualisé de la production d'hydrogène électrolytique pour les région type à chaque taux de pénétration	188
<b>Fig.4.20</b>	Consommation énergétique de carburants fossiles pour le scénarios	189
<b>Fig.4.21</b>	Emissions de CO <sub>2</sub> pour les deux scénarios	191
<b>Fig.4.22</b>	Schéma conceptuel d'intégration SIG-AMC	196
<b>Fig.4.23</b>	Situation de zone d'étude en Algérie	197
<b>Fig.4.24</b>	Rétrospective de la population de la région de Ouargla	197
<b>Fig.4.25</b>	Organigramme de la méthodologie proposée	198
<b>Fig.4.26</b>	Cartographies des terres occupées (plans d'eau, végétation et habitat)	201
<b>Fig.4.27</b>	Demande en hydrogène dans les communes ayant une population > 30x10 <sup>3</sup>	202
<b>Fig.4.28</b>	La distribution spatiale de la demande en hydrogène dans la région de Ouargla	203
<b>Fig.4.29</b>	Cartographie de l'irradiation solaire horizontale	203
<b>Fig.4.30</b>	Cartographies d'élévation (DEM) et des pentes de la région de Ouargla	204
<b>Fig.4.31</b>	Carte routière de la région de Ouargla	205
<b>Fig.4.32</b>	Exemples d'images booléennes des critères d'exclusion (Habitat, plans d'eau)	206
<b>Fig.4.33</b>	Exemples de cartes d'évaluation spatiale des critères d'appréciation	206
<b>Fig.4.34</b>	Carte d'aptitude des zones d'implantation potentielle	210

## Liste des tableaux

### Chapitre 1 : Enjeux énergétiques et environnementaux

<b>Tab. 1.1</b>	Réserves d'énergies primaires fossiles	6
<b>Tab. 1.2</b>	Evolution de la population pour les pays les plus peuplés, 2016 et 2050	27
<b>Tab. 1.3</b>	Evolution des émissions des GES par type de gaz (unité Gg)	44
<b>Tab. 1.4</b>	Emissions estimées par l'AIE et le BP	45

### Chapitre 2 : Transition énergétique : contexte, défis et possibilités

<b>Tab. 2.1</b>	Projets des énergies renouvelables réalisés entre 2011 et 2014 (en MW)	80
<b>Tab. 2.2</b>	Capacités combinées du programme d'énergies renouvelables, par type et phase, sur la période 2015-2030	83
<b>Tab. 2.3</b>	Les objectifs chiffrés de la politique énergétique	87
<b>Tab. 2.4</b>	Exemples d'instruments de financement	107

### Chapitre 3 : L'hydrogène : Vecteur de la transition énergétique et de la protection d'environnement

<b>Tab. 3.1</b>	Potentiel solaire en Algérie	134
<b>Tab. 3.2</b>	Caractéristique de l'aérogénérateur Vensys 62	144
<b>Tab. 3.3</b>	Principales caractéristiques des électrolytes	148

### Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier

<b>Tab. 4.1</b>	Principaux projets de modélisation du développement de l'infrastructure hydrogène	157
<b>Tab. 4.2</b>	Consommation unitaire moyenne annuelle par véhicule et par type de carburant	171
<b>Tab. 4.3</b>	Plans de projet avec les taux de pénétration au marché	177
<b>Tab. 4.4</b>	Demande équivalente de chacune de régions typiques pour les 5 zones	183
<b>Tab. 4.5</b>	Paramètres utilisés pour estimer le coût actualisé de la production d'hydrogène	187

<b>Tab. 4.6</b>	Caractéristique techno-économique de la production d'hydrogène par deux technologies pour les régions typiques pour un taux de pénétration de 7%.	187
<b>Tab. 4.7</b>	Teneur en carbone et facteur d'émission de CO <sub>2</sub> pour chaque type de carburant	191
<b>Tab. 4.8</b>	Hierarchie des critères et sous-critères de décision	199
<b>Tab. 4.9</b>	Classification et standardisation des critères	205
<b>Tab. 4.10</b>	Échelle proposée par SAATY	207
<b>Tab. 4.11</b>	Matrice de comparaison par paire et coefficient de pondération des critères	208
<b>Tab. 4.12</b>	IA en fonction du nombre d'éléments comparés	209
<b>Tab. 4.13</b>	Parts des superficies dans chaque rang de classement pour les deux plans	211

# Introduction générale

## **Introduction générale**

Dans un contexte énergétique mondial où la croissance de la demande est tirée par les économies émergentes majeures, et où l'offre d'énergies demeure principalement fossile, dont ces réserves sont limitées et épuisables, les problèmes environnementaux et sociétaux posés par leur exploitation ne font que croître. Ces défis sont renforcés par la croissance démographique, l'instabilité des prix, les tensions géopolitiques entourant l'approvisionnement en énergie, les inégalités et la pauvreté qui frappent encore une part significative de la population mondiale. Parallèlement, l'augmentation plus généralisée de l'utilisation des carburants fossiles a été nécessaire pour faire face à la croissance du secteur des transports.

Les transports constituent aujourd'hui la cause majeure du dérèglement climatique et l'un des premiers postes de consommation d'énergie fossile dans le monde. En 2014, sa part dans la consommation d'énergie finale atteignant 28 %, au même niveau que le secteur de l'industrie, et devant les secteurs résidentiel (25%), tertiaire (8%) et de l'agriculture (2%) (IEA, 2016a). Le secteur des transports est le deuxième plus grand émetteur de gaz à effets de serre (GES) après les industries de l'énergie. Il contribue à hauteur d'environ 23 % du total des émissions de GES (IEA, 2016b).

En réponse à ce constat, la transition énergétique s'affirme comme la seule réponse possible aux défis du changement climatique, de la raréfaction des ressources naturelles facilement accessibles et à l'évolution de la demande en énergie. Un des enjeux sociétaux actuels consiste à modifier notre mode d'approvisionnement pour exploiter majoritairement des ressources ayant un faible impact environnemental, afin de mettre en œuvre la transition énergétique (ADP, 2015).

L'hydrogène renouvelable offre dans ce cadre un élément de réponse concret. Il compte parmi les solutions clés de la transition énergétique. Vecteur énergétique versatile à fort potentiel, l'hydrogène possède de nombreux avantages, dont celui de ne pas émettre de CO<sub>2</sub> à son point d'utilisation quand il est employé en tant que source de carburant ou d'énergie propre (Abbasi, Abbasi, 2011). De ce fait, il peut jouer un rôle important dans la transition vers un système énergétique propre et bas carbone, et le rend particulièrement compétitif dans le domaine du transport (Balat, 2008 ; Fayaz et al., 2012).

Pour le moment, la consommation mondiale d'hydrogène reste encore faible; environ 56 millions de tonnes (Mt), soit moins de 2% de la consommation mondiale d'énergie. Mais



d'après une étude réalisée par le Hydrogen Council avec McKinsey, l'hydrogène pourrait représenter près d'un cinquième de l'énergie totale consommée à l'horizon 2050. Cela permettrait de contribuer à hauteur de 20% à la diminution requise pour limiter le réchauffement climatique à 2°C, qui considère que l'hydrogène pourrait alimenter 10 à 15 millions de voitures et 500.000 camions d'ici à 2030. Selon cette étude, la demande annuelle d'hydrogène pourrait globalement être multipliée par dix d'ici à 2050 et représenter 18% de la demande énergétique finale totale dans le scénario des 2°C. À cet horizon, l'hydrogène pourrait générer un chiffre d'affaires de 2500 milliards de dollars et créer plus de 30 millions d'emplois (HC, 2017).

En Algérie, la consommation énergétique nationale repose quasi entièrement sur les ressources fossiles. Les énergies renouvelables occupent une place très marginale dans le bilan énergétique. La production d'électricité provient presque totalement du gaz naturel et absorbe 40% environ de la consommation de cette énergie primaire. La consommation nationale d'énergie ne cesse de croître et pourrait atteindre 100 Mtep en 2030 (ME, 2016a). Le changement climatique menace particulièrement l'agriculture, les ressources en eau et la santé. En 2014, selon les estimations de BP, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion des énergies fossiles ont atteint 131 MtCO<sub>2</sub> (BP, 2016a). Près de 75% des émissions proviennent du secteur des industries de l'énergie et des transports.

L'Algérie a engagé un certain nombre de plans et d'initiatives visant notamment à diversifier l'économie, renforcer la sécurité énergétique, protéger l'environnement, développer des filières vertes et promouvoir les territoires. Le pays est favorable à une transition progressive vers une économie verte qui tienne compte de ses priorités et particulièrement de la question cruciale de la transition énergétique (NU, 2016a).

L'hydrogène vert est un atout pour l'Algérie vu son potentiel et les infrastructures dont elle dispose (Mahmah et al., 2009). Son intégration est un élément clé de la transition énergétique pour réaliser une économie énergétique durable, décarboner les secteurs énergivores et apporter des bénéfices additionnels tels que : la création d'emploi, une réduction de la dépendance énergétique aux carburants fossiles, un impact positif sur l'environnement, ainsi qu'une augmentation de l'usage des énergies renouvelables (Rahmouni et al., 2016).

L'objectif visé par cette thèse est en premier lieu d'appréhender le contexte énergétique et environnemental actuel de l'Algérie, et les différents plans et initiatives de sa transition vers une économie durable basée sur l'intégration des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Ensuite, de montrer l'existence d'un potentiel en énergies renouvelables notamment en énergie solaire et éolienne susceptible d'être valorisé par la production d'hydrogène via le procédé d'électrolyse de l'eau, et enfin d'apporter une contribution à l'aménagement énergétique à long terme (2015-2045) de déploiement de la mobilité hydrogène pour soutenir la transition énergétique des carburants fossiles vers l'hydrogène dans le secteur de transport routier.

Ce travail est étudié en deux grandes parties. La première partie est consacrée à la mise en contexte liée à la situation et la transition énergétique. Quant à la deuxième, elle décrit les différentes études et contributions scientifiques accomplies dans ce domaine. Ce document comporte quatre chapitres dont une brève description est ci-après donnée :

***Chapitre 1. Enjeux énergétiques et environnementaux au niveau mondial et national.***

Ce premier chapitre de mise en contexte a pour objectif de donner une image globale et assez générale de l'état actuel des systèmes énergétiques dans le monde, et en particulier en Algérie, en termes de ressource, production, consommation, et d'impacts sur la société et l'environnement.

***Chapitre 2. La transition énergétique : Contexte, défis et possibilités.*** Ce chapitre aborde la notion de la transition énergétique. Nous commençons par énumérer quelques éléments montrant les enjeux, les accords, les expériences expérimentées et une lecture des signaux prouvant que la transition énergétique mondiale est en marche. Nous présentons ensuite des indicateurs socioéconomique, énergétique et de transformation d'énergie pour justifier l'indispensable de la transition énergétique en Algérie, puis nous analysons les stratégies nationales engagées pour répondre aux enjeux climatiques, et de sécurité d'approvisionnement. Enfin, nous clarifions les mesures de financement et les instruments de la mise en œuvre des programmes nationaux pour réussir la transition énergétique.

***Chapitre 3. L'hydrogène : Vecteur de la transition énergétique et de la protection d'environnement.*** Après l'introduction de l'hydrogène comme futur vecteur énergétique, son rôle et ses avantages dans la résolution des problèmes liés à la sécurité d'approvisionnement et la protection de l'environnement, nous présentons les travaux mondiaux de recherche sur

l'estimation du potentiel de la production d'hydrogène à partir de différentes sources renouvelables pour différentes applications utilisant un Système d'Information Géographique. Nous détaillons ensuite la méthodologie proposée afin d'estimer le potentiel algérien de la production d'hydrogène à partir de deux sources renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne.

*Chapitre 4. Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier.* Nous abordons d'abord une analyse bibliographique détaillée sur les différentes approches et méthodes disponibles pour la planification et la modélisation de l'infrastructure d'hydrogène-carburant. Nous présentons ensuite l'état des lieux des programmes internationaux sur la mobilité hydrogène. Puis ce chapitre est divisé en deux parties. En premier lieu, nous présentons la prospective de la demande nationale en hydrogène pour le secteur de transport routier, en utilisant la méthode des scénarios énergétiques pour mieux identifier les implications techniques, les gains économiques et environnementaux sur différents horizons de temps. En deuxième lieu, nous décrivons la méthodologie proposée pour évaluer l'adaptabilité des zones pour la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire photovoltaïque dans la région de Ouargla, au Sud-est de l'Algérie, en utilisant une méthode qui combine deux approches différentes: une analyse détaillée des données spatiales utilisant un Système d'Information Géographique (SIG) avec une méthode d'aide à la décision multicritère (AHP).

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 proposés.

# **Chapitre 1**

## **Enjeux énergétiques et environnementaux**

## **1. Introduction**

Dans un monde où la croissance de la démographie et de l'économie tire à la hausse les besoins énergétiques et où les émissions de gaz à effet de serre induites par ces besoins sans cesse accrus conduisent au changement climatique de la planète, les enjeux énergétiques deviennent cruciaux. La croissance des besoins soulève la question de la sécurité d'approvisionnement, le changement climatique et celle de la durabilité du système énergétique, l'ensemble devant être appréhendé en tenant compte des enjeux économiques et notamment de compétitivité que les choix énergétiques impactent directement.

Ce chapitre a pour objectif de donner une image globale et assez générale de l'état actuel des systèmes énergétiques dans le monde, et en particulier en Algérie, en termes de ressource, de production, de consommation, et d'impacts sur la société et l'environnement. Cette analyse se fera à travers de quelques facteurs qui interagissent ensemble et qui agissent de manière conjoncturelle sur la sécurité énergétique: facteurs énergétiques (disponibilité des ressources), économiques (prix, coûts), politiques (objectifs, plans, incitations), sociodémographiques (demandes), et environnementaux (impacts environnementaux, climat).

## **2. Contexte énergétique mondial et continental : Les tendances générales**

L'offre et la demande mondiales en énergie ont considérablement changé au cours des deux dernières décennies, dont la presque totalité de l'augmentation de l'offre énergétique mondiale provenait de sources traditionnelles comme le gaz naturel, le pétrole et le charbon.

### **2.1. Réserves mondiales de combustibles fossiles**

Quand on parle de réserves, il s'agit de réserves prouvées et exploitables avec les technologies actuelles. Autrement dit, de quantités dont l'existence est certaine et que l'on pourra extraire. Cela ne désigne donc pas la totalité des quantités existantes dans le sous-sol. En réalité, les estimations des réserves mondiales varient en fonction des découvertes, de l'évolution des techniques et de l'économie qui rend plus ou moins rentable l'exploitation des gisements. Le simple calcul du ratio R/P (réserves prouvées/consommation constatée) conduit à un chiffre qui caractérise la durée de vie des réserves.

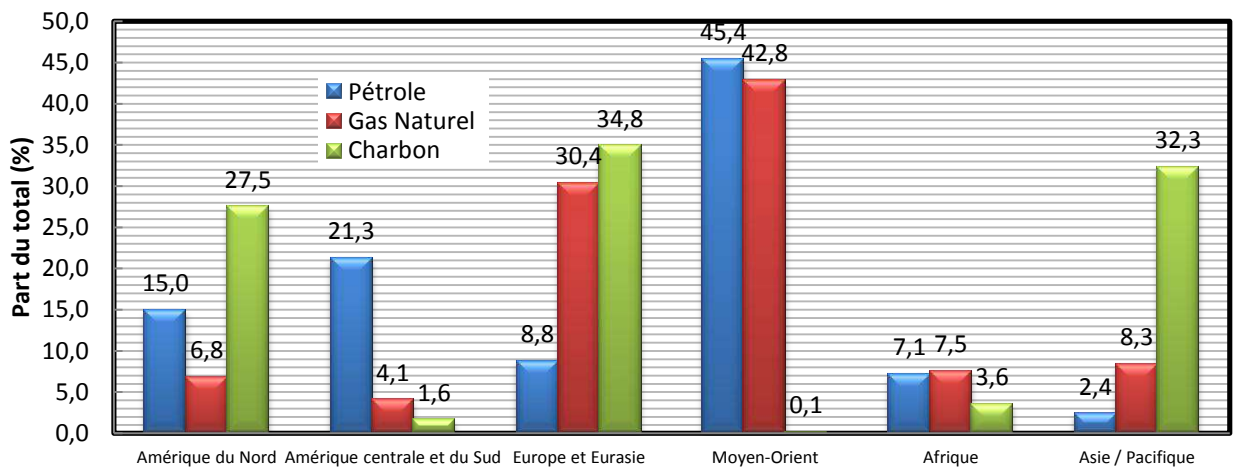
Le tableau (1.1) résume la situation en ce qui concerne le pétrole, le gaz naturel et les minéraux solides (charbon, bitumineux et lignite).

**Tableau 1.1:** Réserves d'énergies primaires fossiles (CEA, 2016).

Produit énergétique	Réserves mondiales prouvées	R/P (années)
<b>Pétrole (milliards tep)</b>	239.4	50.7
<b>Gaz naturel (trillions m<sup>3</sup>)</b>	186.9	52.8
<b>Minéraux solides (milliards tonnes)</b>	891.5	114

En effet, d'après le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA, 2016), les réserves prouvées de pétrole s'établissent à fin 2015 à plus de 50 ans de production actuelle et ce ratio est assez stable depuis plus de 20 ans : l'augmentation des réserves a globalement couvert la production écoulee et sa croissance. De même, les réserves mondiales de gaz sont estimées à près de 52 ans de production actuelle et celles de minéraux solides comme le charbon à près de 110 ans de production actuelle.

Par région, d'après le BP Statistical Review of World Energy (BP, 2016a), la répartition des réserves mondiales prouvées de pétrole, gaz naturel et de charbon est illustrée sur la figure (1.1).



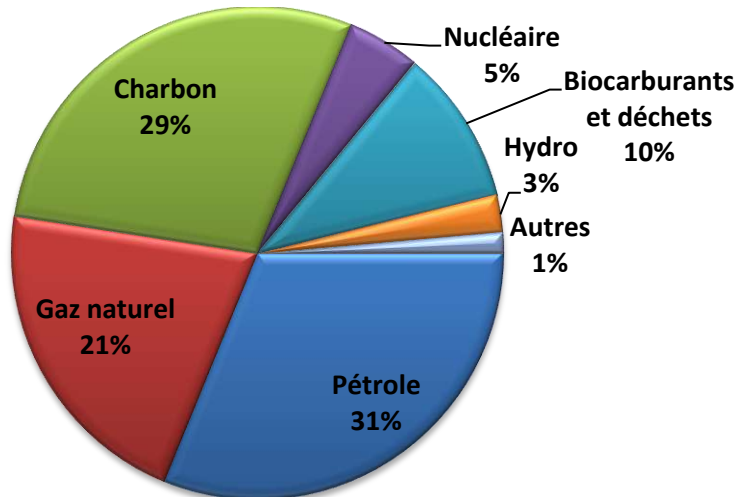
**Figure 1.1:** Répartition des réserves prouvées de pétrole, gaz naturel et de charbon en 2015 (BP, 2016a).

A la fin de 2015, les pays de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole, en anglais OPEC: Organization of Petroleum Exporting Countries) possèdent presque des trois quarts des réserves mondiales (71.26%) de pétrole et assurent plus de 41.69 % de la production (supérieure à celle de 2014, quand elle était de 41.25 %) (OPEC, 2016a).

De même, 52.17 % des réserves de gaz (hors gaz non conventionnels), soit 97 509.1 milliards de mètres cubes ( $Gm^3$ ) sur un total de 186 900  $Gm^3$ , se situent dans trois pays : Russie (17.3%), Iran (18.2%) et Qatar (13.1%). La Russie, qui en possède quant à elle près du quart, est le deuxième producteur (16.1 %, soit 573.3  $Gm^3$  sur un total de 3538.6  $Gm^3$  en 2015) derrière les États-Unis (22 %). Les réserves de charbon sont mieux réparties même si elles se situent principalement aux États-Unis (26.6 %), en Russie (17.6 %) et en Chine (12.8 %). La Chine, qui assure pourtant près de la moitié de la production mondiale de charbon, est devenue importatrice nette, ce qui témoigne de l'importance de ses besoins énergétiques (BP, 2016a).

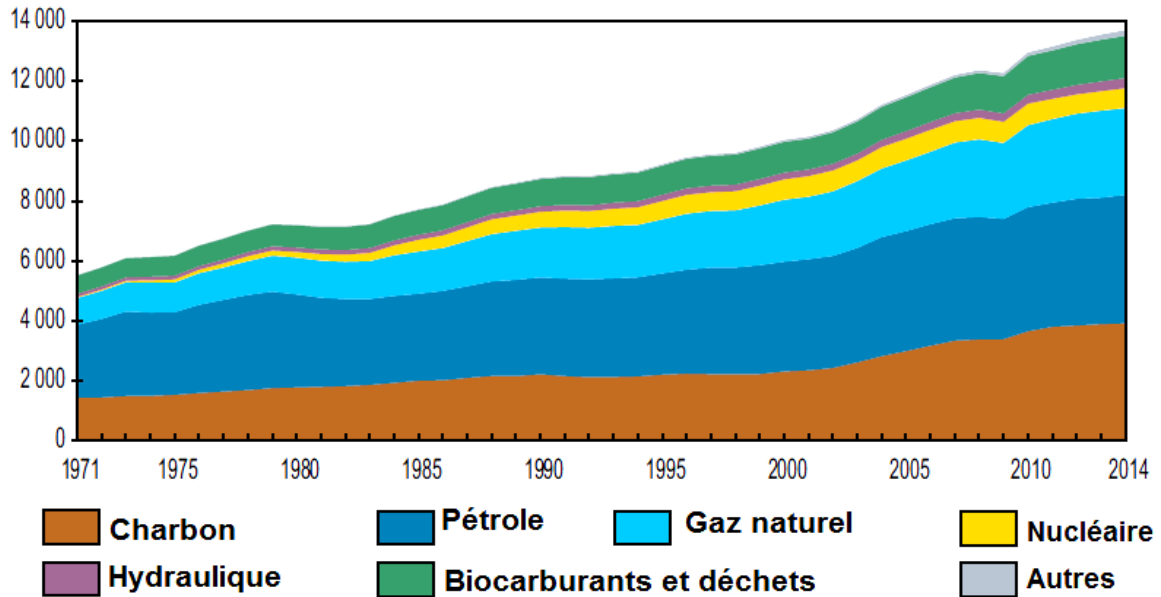
## 2.2. Production d'énergie primaire dans le monde

La production mondiale d'énergie primaire était en 2014, selon l'Agence Internationale d'Energie (IEA, 2016a), de 13 699 Mtep (millions tonnes équivalent pétrole) (6 101 Mtep en 1973). Pour cette production mondiale les énergies fossiles représentent 81.1% de cette production (elle se répartissait en 31 % de pétrole, 29 % de charbon, 21% de gaz naturel), le reste de la production d'énergie provenait du nucléaire (5 %), de l'hydroélectricité (3%) et des énergies renouvelables (11%) (éolienne, solaire, bioénergie, etc.) (Figure (1.2)).



**Figure 1.2:** Répartition de la production totale d'énergie primaire par type d'énergie, 2014 (IEA, 2016a).

Il est intéressant de voir comment cette production d'énergie primaire a évolué dans le temps depuis 1971. La figure (1.3) montre la croissance, ainsi que la part de chaque source; nous noterons la part croissante du charbon à partir du début des années 2000.



**Figure 1.3 :** Evolution de la production d'énergie primaire (en Mtep) par source d'énergie (IEA, 2016a).

Historiquement, la production énergétique mondiale a connu une croissance soutenue sur les 40 dernières années, passant de près de 6213.69 Mtep en 1973 à 13805.44 Gtep en 2014. Elle a été multipliée par plus de 2.22 en 41 ans, ce qui correspond à un rythme de croissance annuelle moyen de l'ordre de 2.24 %. Cette tendance, si elle devait se prolonger sur les 40 prochaines années, conduirait à plus que doubler la production énergétique mondiale à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 2014.

### 2.3. Demande énergétique mondiale

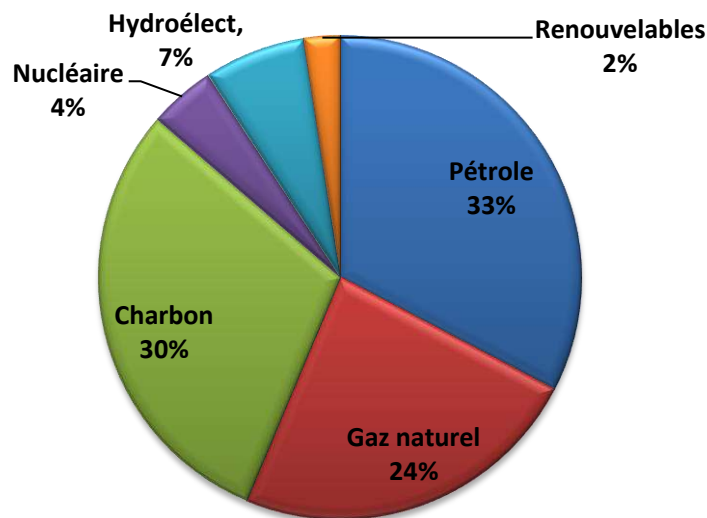
La demande énergétique mondiale est en croissance, elle est satisfaite par une offre très majoritairement carbonée. En 2014, la consommation mondiale d'énergie finale était de 9.42 Gtep (IEA, 2016a) et la consommation d'énergie primaire de 13.02 Gtep (BP, 2016a), dont la population mondiale était de 7.16 milliards d'habitants (PRB, 2016). La différence entre énergie primaire et énergie finale vient d'une part des consommations d'énergie des industries du système de production, transport et distribution de l'énergie (mines, raffineries), des pertes dans le transport (lignes électriques, gazoducs) et surtout des pertes d'énergie liées à la transformation de la chaleur en électricité dans les centrales thermiques (classiques ou nucléaires).



Il est intéressant de connaître la consommation d'énergie primaire et finale sous deux aspects : la consommation d'énergie primaire par produit et la consommation d'énergie finale par produit énergétique et par secteur d'activité.

### 2.3.1. Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie

Malgré la détermination de la communauté internationale à réduire et à décarboniser (c'est-à-dire favoriser les sources à faible teneur en carbone qui émettent moins de gaz à effet de serre), la demande d'énergie primaire a augmenté de plus de 50 % de 1990 à 2014, et la part des hydrocarbures est restée dominante à près de 87 %, tel que l'illustre la figure (1.4).



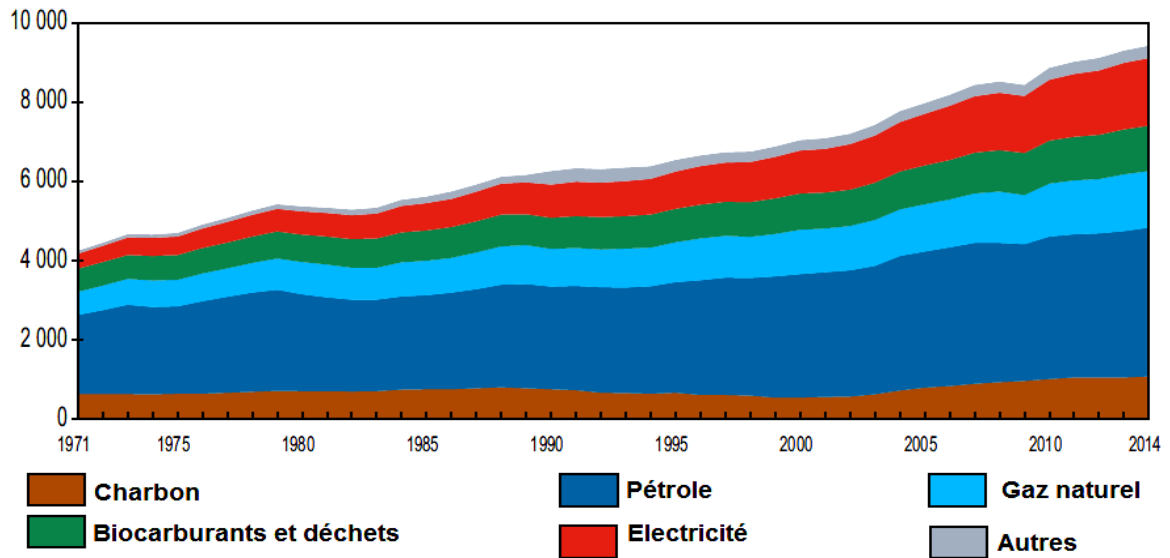
**Figure 1.4** : Répartition de la consommation d'énergie primaire pour 2014 (BP, 2016a).

Les combustibles fossiles sont dominants: la première source consommée est le pétrole (33%), suivi par le charbon (30%); la part du gaz naturel est environ 24% de la consommation primaire. La production d'origine renouvelable, dominée par l'hydraulique (7%), est supérieure à celle du nucléaire (4% en 2014). La consommation mondiale d'énergie primaire est d'environ 13.02 Gtep en 2014. Une part importante (40%) de la consommation d'énergie primaire est consacrée à la production d'électricité.

### 2.3.2. Consommation d'énergie finale

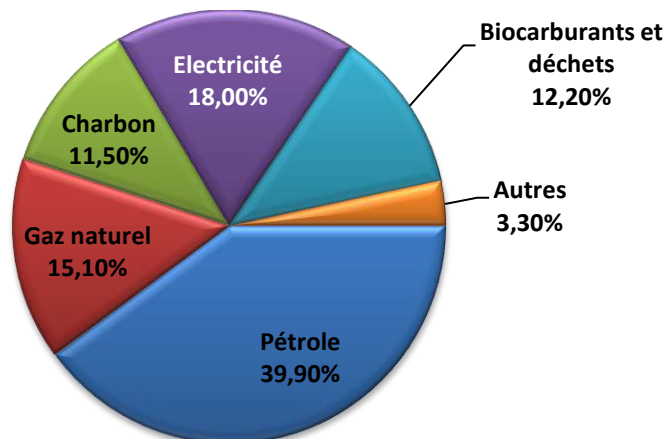
#### a. Par produit énergétique

La figure (1.5a,b) montre l'évolution de la consommation mondiale d'énergie finale de 1971 à 2013, ainsi que sa répartition par sources d'énergie. La consommation mondiale d'énergie finale est d'environ 9.3 Gtep en 2014 (IEA, 2016a).



**Figure 1.5-a :** Evolution de la consommation énergétique finale par type d'énergie, 1971-2014 en Mtep (IEA, 2016a).

Nous voyons assez nettement sur chacune des courbes les inflexions de la consommation d'énergie et sa stabilisation pendant les quelques années qui ont suivi chacun des deux « chocs pétroliers » de 1973-74 et 1979, mais la tendance générale est une augmentation quasi linéaire (augmentation moyenne de 200 Mtep par an), avec cependant une nette montée depuis 2000 (due à la croissance rapide et élevée de la Chine et donc de la consommation de charbon). La consommation d'énergie finale a presque doublé depuis les années 70 (4 661 Mtep en 1973 à 9 425 Mtep en 2014).



**Figure 1.5-b :** Répartition de la consommation d'énergie finale pour 2014 (IEA, 2016a).

Le pétrole reste l'énergie dominante (39.9% en 2014) bien que sa part ait diminué depuis 1973 (48.3%), suivi par le gaz naturel (15.1 %) dont sa part n'a pas trop changé (14% en 1973). Le charbon qui, après une relative stagnation durant les années 80 repart à la hausse (11.4% en 2014). La biomasse (biocarburants, déchets animaux et végétaux), encore utilisée essentiellement par des techniques traditionnelles (à très bas rendement) occupe une part relativement importante (12.2% en 2014). A partir de la figure (5-b), nous notons que la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale est de 18.1% et celle des énergies renouvelables (géothermique, éolien, solaire) est de 3.3%.

### b. Par secteur d'activité

Les trois grands secteurs consommateurs sont l'Industrie, les transports et l'ensemble résidentiel et tertiaire (consommation d'énergie dans les bâtiments : chauffage et, à un moindre degré, climatisation, cuisson, eau chaude sanitaire, appareils électroménagers, bureautique, etc.).

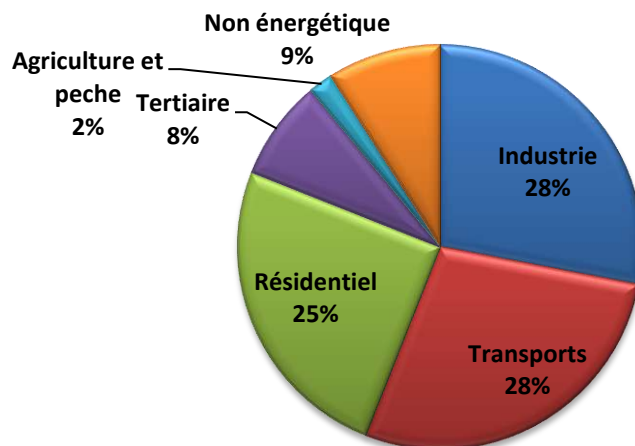


Figure 1.6 : Répartition par secteur de l'énergie finale pour l'année 2014.

Nous remarquons que la consommation énergétique de l'industrie représente 28% du total, la consommation des transports est au même niveau (28%). La consommation la plus importante est celle de l'ensemble résidentiel et tertiaire (33% en 2014) (IEA, 2016a).

### 2.4. Les inégalités dans la consommation mondiale d'énergie

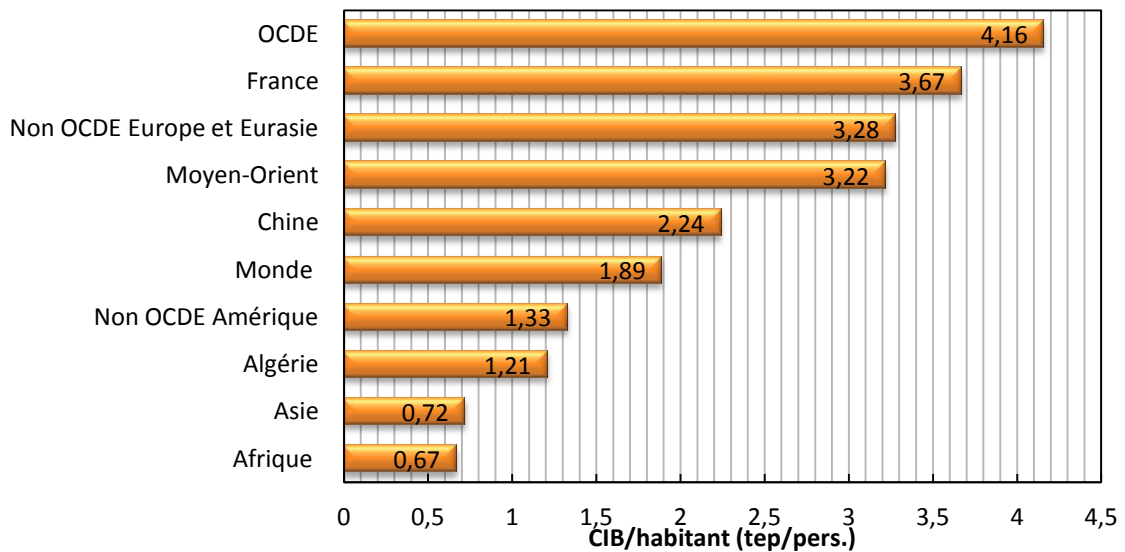
Aujourd'hui, il existe de forts contrastes de consommation d'énergie entre les pays du monde, selon leur niveau de richesse, de population et de développement. Certains sont en état de surconsommation et d'autres en état de pénurie. Pour comparer ceux-ci entre eux ,

nous utilisons deux indicateurs : la consommation intérieure brute d'énergie par habitant et l'intensité énergétique.

### 2.4.1. Consommation intérieure brute d'énergie par habitant

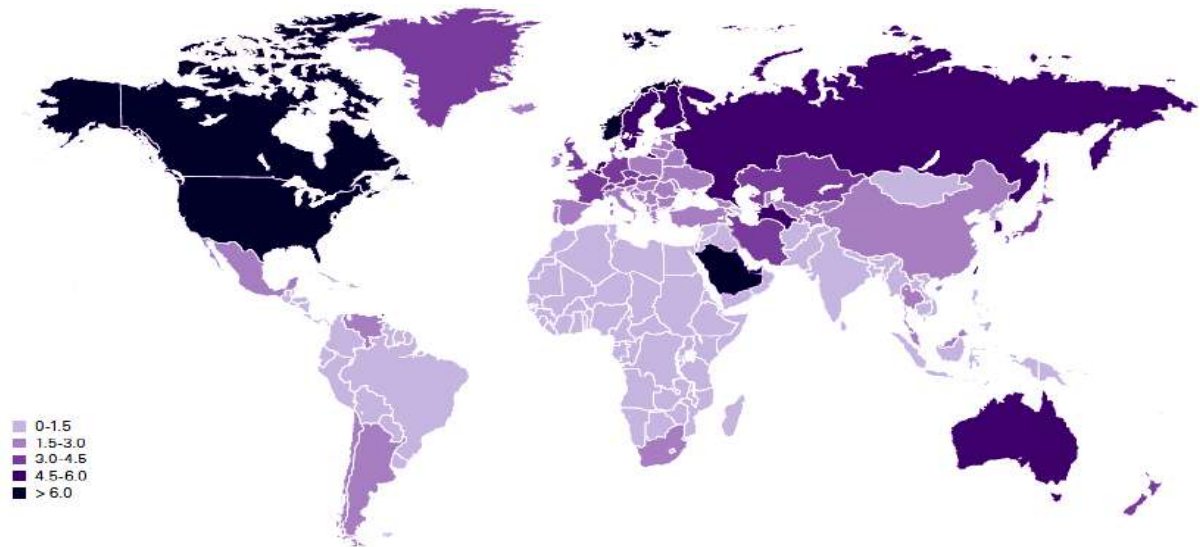
La Consommation Intérieure Brute d'énergie (CIB) correspond à la somme de la production primaire (toute extraction d'énergie puisée dans la nature) et des importations nettes d'énergie (importations-exportations). Elle correspond à la demande totale d'énergie primaire d'un pays (Total Primary Energy Supply (TPES) en anglais).

La consommation intérieure brute de chaque pays dépend, dans une large mesure, de la structure de son système énergétique, des ressources naturelles disponibles pour la production d'énergie primaire, ainsi que de la structure et du niveau de développement de son économie. Cela vaut non seulement pour les combustibles traditionnels et le nucléaire, mais également pour les sources d'énergie renouvelables. La figure (1.7) fournit la consommation intérieure brute par habitant en tep.



**Figure 1.7** : Consommation intérieure brute par habitant pour différents pays, 2014 (IEA, 2016a).

La figure (1.7) illustre les inégalités de consommation entre les pays riches eux-mêmes et entre ceux-ci et les pays en développement et émergents. La consommation varie entre 4.16 tep par habitant pour les pays de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Economique) et 0.67 tep pour l'Afrique.



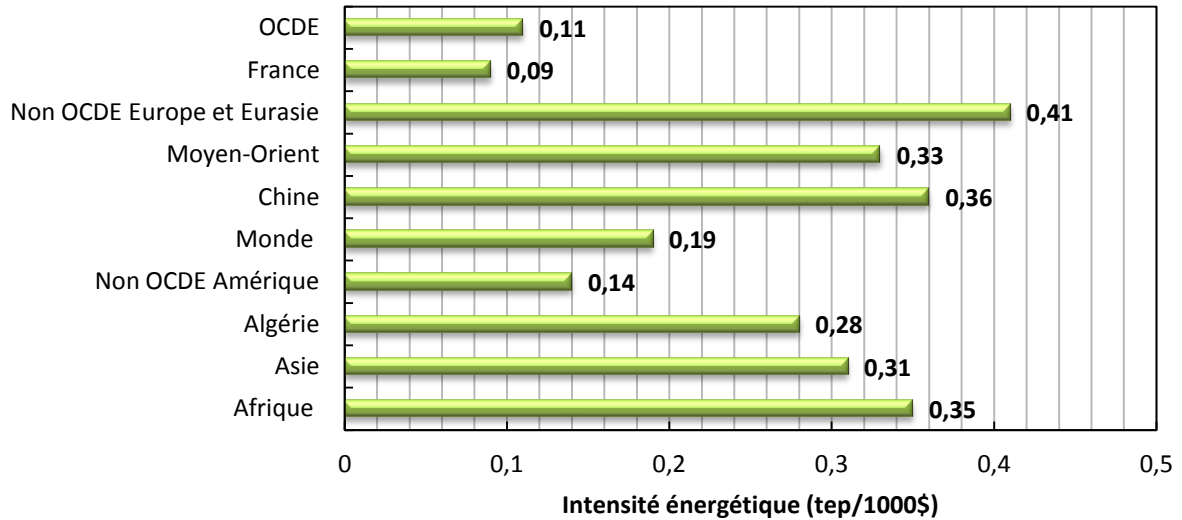
**Figure 1.8 :** Répartition de la CIB par habitant dans le monde (BP, 2016a).

L'inégalité dans la répartition de la consommation d'énergie mise en évidence par la figure (1.8) signifie que les impacts positifs en terme d'amélioration de la qualité de vie (confort domestique, mobilité croissante, communication ...) dus à la consommation d'énergie ne sont pas partagés par tous.

#### **2.4.2. Intensités énergétiques**

Pour comparer les pays entre eux, nous utilisons également un autre indicateur global, l'Intensité Énergétique (IE), rapport de la consommation intérieure brute d'énergie (CIB) au Produit Intérieur Brut (PIB). Cet indicateur (qui s'exprime en tep/milles dollars) caractérise le degré de sobriété énergétique d'un pays ou d'un mode de développement: il mesure la quantité d'énergie consommée pour un même niveau de production de biens et de services.

L'intensité énergétique dépend bien évidemment de facteurs comme le climat et de la structure de l'économie : si un pays a beaucoup d'industries lourdes, fortes consommatrices d'énergie, son intensité énergétique sera plus élevée. Mais, lorsque nous comparons des pays à structures économiques voisines, le facteur essentiel est l'efficacité avec laquelle l'énergie est produite et consommée : très schématiquement, plus l'intensité énergétique est basse, plus l'efficacité est grande.



**Figure 1.9** : Intensité énergétique par pays, 2014 (IEA, 2016a).

Les inégalités de l'intensité énergétique restent considérables en 2014 comme le montre la figure (1.9). Elle varie entre 0.09 tep/1000\$ pour la France et 0.36 tep par 1000\$ pour la Chine. Aussi, l'intensité énergétique de la Chine est élevée qui correspond à une économie gourmande en énergie pour un niveau de PIB donné, un pays énergivore. La France et les pays d'OCDE sont les régions les plus sobres (et également les plus efficaces).

## 2.5. Impact climatique et l'acceptabilité des politiques énergétiques

Au cours des dernières années, l'urgence de mettre en place des politiques ambitieuses de réduction des gaz à effet de serre, réitérée récemment par le GIEC, s'est heurtée à une résistance de plusieurs pays.

### 2.5.1. Historique des négociations climatiques internationales

La première conférence mondiale sur le climat remonte à 1979 à Genève (Suisse). À cette occasion, un Programme de recherche climatologique mondial est lancé, sous la responsabilité de l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM), du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) et du Conseil International des Unions Scientifiques (CIUS).

En 1988, le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) est créé par l'OMM et le PNUE pour procéder, à intervalles réguliers, à une évaluation de l'état des connaissances sur les changements climatiques. Son premier rapport en 1990

reconnait la responsabilité humaine dans le dérèglement climatique. Il sert de base à l'élaboration de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC).

Le sommet de la Terre à Rio de Janeiro (Brésil) en 1992 est une étape cruciale dans les négociations climatiques internationales avec la signature de la CCNUCC. Elle reconnaît officiellement l'existence du dérèglement climatique et la responsabilité humaine dans ce phénomène. Son objectif est de stabiliser les concentrations atmosphériques de gaz à effet de serre à un niveau qui empêche toute perturbation humaine dangereuse du système climatique. La Convention-cadre, entrée en vigueur le 21 mars 1994, a été ratifiée par 195 pays, appelé parties (CCNUCC, 1992).

La 1<sup>ère</sup> COP (Conference Of Parties) s'est tenue à Berlin en 1995. Elle a fixé pour les Parties à la Convention des objectifs chiffrés de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La seconde COP, quant à elle, s'est déroulée à Genève l'année suivante, après la publication du deuxième rapport du GIEC.

La 3<sup>ème</sup> Conférence des parties à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (COP3) a permis l'adoption du Protocole de Kyoto, le premier traité international juridiquement contraignant visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Signé en 1997 et entré en vigueur en 2005, ce traité ne fixe des objectifs contraignants qu'à que 55 pays industrialisés, représentant 55 % des émissions globales de CO<sub>2</sub> en 1990.

Le protocole a imposé à 37 pays développés des réductions d'émissions de six gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, méthane, protoxyde d'azote et trois substituts des chlorofluorocarbures) d'une moyenne globale d'au moins 5% par rapport à 1990 sur la période 2008 à 2012. Les autres pays ne se sont pas engagés sur des objectifs chiffrés mais ont été associés au processus par des mécanismes incitatifs (CITEPA, 2013).

Si certains Etats ont respecté leurs engagements, les gros pollueurs n'ont pas rempli leurs objectifs : les Etats-Unis ne l'ont jamais ratifié, le Canada et la Russie s'en sont retirés et la Chine, devenue le premier émetteur mondial de gaz à effet de serre, n'est pas concernée.

C'est lors de la COP11 à Montréal, que s'est tenue la première rencontre des Parties au Protocole de Kyoto; CMP 1 (en anglais, Meeting of the Parties to the Protocol). Depuis, chaque COP est couplée à la réunion des Parties au Protocole de Kyoto.

Une vision à plus long terme s'est ensuite imposée avec le plan d'action de Bali, lors de la COP13/CMP3 en 2007, qui a établi un calendrier de négociations pour parvenir à un nouvel accord devant prendre le relais du protocole de Kyoto dont l'échéance a été fixée à 2012. La conclusion d'un accord devait se réaliser au plus tard en décembre 2009 (PAB, 2007).

Si Copenhague (Danemark) n'a pas permis l'adoption d'un nouvel accord, la COP15/CMP5 a validé l'objectif commun visant à contenir le réchauffement climatique en-deçà de 2°C. Les pays développés se sont également engagés à mobiliser 100 milliards de dollars par an d'ici 2020 en faveur des pays en développement à faire face au dérèglement climatique. Cancun (Mexique) en 2010 a permis la concrétisation de l'objectif des 2°C par la création d'institutions dédiées sur des points clés comme le Fonds vert pour le climat (ADC, 2009).

La volonté d'agir collectivement s'est traduite par la création, en 2011, de la plateforme de Durban pour une action renforcée, qui a pour mandat de rassembler autour de la table tous les pays, développés et en développement, afin de travailler à un «protocole, à un instrument juridique ou à un résultat ayant force de loi » applicable à toutes les parties à la convention climat de l'ONU. Cet accord devra être adopté en 2015 et mis en œuvre à partir de 2020.

Afin de pallier le vide juridique, la conférence de Doha (Qatar) en 2012 a entériné l'engagement de plusieurs pays industrialisés dans une seconde période d'engagement du protocole de Kyoto (2013/2020) et a mis fin au mandat de Bali.

Les conférences de Varsovie (Pologne) en 2013 et de Lima (Pérou) en 2014 ont permis de franchir des étapes indispensables pour préparer la COP21 de Paris en 2015. Ainsi, tous les États ont été invités à communiquer leur contribution (INDC) en matière de réduction de gaz à effet de serre en amont de la COP21.

L'historique suivant (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.



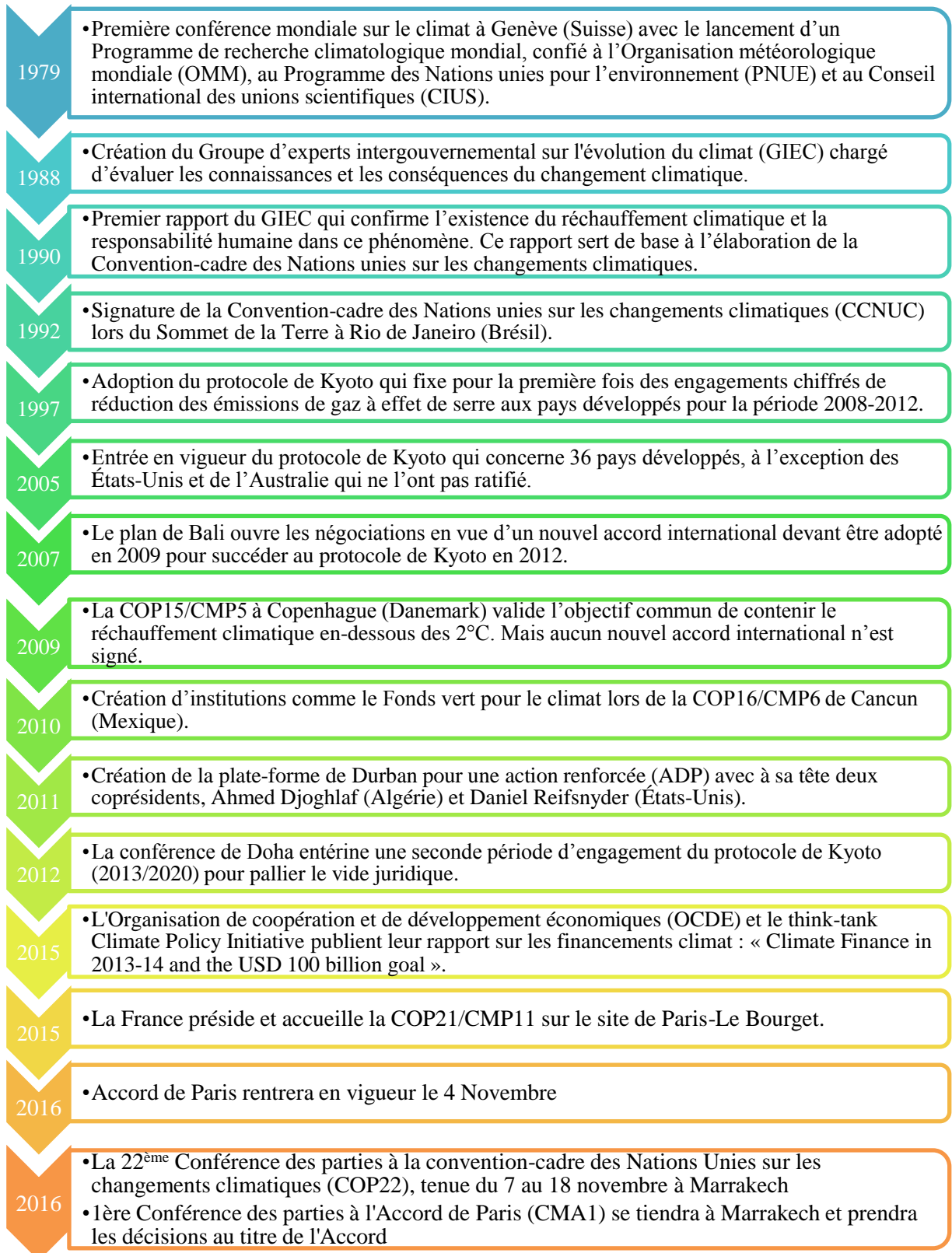


Figure 1.10 : Chronologie des dates clés des négociations climatiques (COP21, 2015 ; COP22, 2016).

### **2.5.2. Accord de Paris 2015 (COP 21/CMP 11)**

Le premier accord universel sur le climat a été adopté à l'unanimité lors de la COP21, qui s'est déroulée en décembre 2015 à Paris. Cet accord vise à limiter la hausse de la température de la planète, par rapport aux périodes préindustrielles (1880-1899). Pour ce faire, les Etats se sont fixés l'objectif de réduire leurs émissions de CO<sub>2</sub> de 50% d'ici à 2050, et de 100% d'ici à 2100. Le texte de l'Accord de Paris a été adopté le 12 décembre 2015 par 195 pays (ADP, 2015).

Les principaux éléments du nouvel accord de Paris sont les suivants:

- **Objectif à long terme:** les gouvernements sont convenus de contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et de poursuivre l'action menée pour limiter l'élévation des températures à 1.5 °C.
- **Contributions:** avant et pendant la conférence de Paris, les pays ont présenté de vastes plans d'action nationaux sur le climat en vue de réduire leurs émissions.
- **Ambition:** les gouvernements sont convenus de communiquer tous les 5 ans leurs contributions en vue de fixer des objectifs plus ambitieux.
- **Transparence:** ils ont également accepté de s'informer mutuellement et d'informer le public des progrès qu'ils accomplissent dans la réalisation de leurs objectifs, afin de garantir la transparence et le contrôle de leur action.
- **Solidarité:** les pays développés continueront de financer la lutte contre le changement climatique pour aider les pays en développement à la fois à réduire leurs émissions et à renforcer leur résilience face aux effets du changement climatique.

Le 22 avril 2016, au siège des Nations Unies à New York, 177 chefs d'état et de gouvernement ont pris part à la cérémonie de signature de cet accord. Les Parties disposeront d'une année pour le ratifier. Dans le cadre de ce premier accord universel sur le climat, les Etats sont tenus de contribuer à une atténuation des émissions de Gaz à Effet de Serre et à revoir leurs engagements tous les 5 ans.

### **2.5.3. Conférence de Marrakech 2016 (COP 22/CMP 12/CMA1)**

Du 7 au 18 novembre 2016, la 22<sup>ème</sup> session de la Conférence des Parties (COP22), la 12<sup>ème</sup> session de la Conférence des Parties au Protocole de Kyoto (CMP12) et la 1<sup>ère</sup> session de la Conférence des Parties à l'Accord de Paris (CMA1) se sont réunies à Marrakech.

La COP22 a pris le relais d'une COP21 au cours de laquelle des avancées importantes ont été enregistrées. Elle a inscrit dans l'action pour concrétiser les différents axes retenus dans l'Accord de Paris, notamment ceux qui ont trait à l'adaptation, la transparence, le transfert de technologies, l'atténuation, le renforcement des capacités et les pertes et préjudices (COP22, 2016).

### **2.5.4. Suivi scientifique des négociations internationales sur le changement climatique**

Le Groupe Intergouvernemental d'experts sur l'Evolution du Climat GIEC est un organisme chargé du suivi scientifique des négociations internationales sur le changement climatique. Fondé en 1988 par l'organisation météorologique mondiale et le programme des nations unies pour l'environnement, il joue un rôle central dans les négociations. Sa mission est de rassembler des données scientifiques, techniques et socio-économiques pertinentes afin d'envisager les risques des changements climatiques liés aux activités humaines. Il doit également formuler et évaluer des stratégies possibles de prévention et d'adaptation. Ces rapports sont souvent désignés sous les acronymes suivants :

- FAR (First Assessment Report) pour le premier rapport (1990)
- SAR (Second Assessment Report) pour le deuxième rapport (1995)
- TAR (Third Assessment Report) pour le troisième rapport (2001)
- AR4 (4th Assessment Report) pour le quatrième rapport (2007)
- AR5 (5th Assessment Report) pour le cinquième rapport (2014).

#### **a. Premier rapport d'évaluation, 1990**

Le rapport dresse le bilan des connaissances scientifiques sur les changements climatiques et leurs possibles répercussions sur l'environnement, l'économie, la société. Ce rapport a servi de base scientifique à la Convention-cadre sur le climat à Rio en 1992. Dans ce premier rapport, le GIEC observe que les émissions dues aux activités humaines accroissent

sensiblement la concentration dans l'atmosphère des gaz à effet de serre (dioxyde de carbone, méthane, chlorofluorocarbones, oxyde nitreux) et renforcent l'effet de serre naturel.

Le GIEC établit quatre scénarios d'émissions futures qui vont du scénario A (aucune mesure n'est prise) aux scénarios B, C, D (correspondant à des degrés de réglementation croissants). Il prévoit un doublement des concentrations équivalentes de dioxyde de carbone par rapport aux niveaux préindustriels entre 2025 et 2050 pour les scénarios A à C, et 2100 pour le scénario D. Dans le cas du scénario A, le GIEC prédit une augmentation de température d'environ 3 °C d'ici 2100, ainsi qu'une augmentation du niveau des mers de 65 cm. Dans le cas du scénario D, l'augmentation de température sur un siècle ne serait que de 1 °C. Le GIEC observe que, depuis 1900, la température a augmenté d'environ 0.5 °C et que le niveau de la mer a monté d'environ 15 cm. Ces variations sont du même ordre de grandeur que les variations naturelles du climat, mais il est possible également que ces variations naturelles aient contribué à réduire le réchauffement dû à un effet de serre anthropique (FAR, 1990).

#### **b. Deuxième rapport d'évaluation : Changements climatiques 1995**

Le rapport confirme l'influence des activités humaines sur les changements climatiques et prévoit un réchauffement moyen de 1 à 3.5 degrés d'ici à 2100 ainsi qu'une augmentation du niveau de la mer de 15 à 95 centimètres (SAR, 1995).

#### **c. Troisième rapport d'évaluation : Bilan 2001 des changements climatiques**

Comprend trois rapports des groupes de travail "The Scientific Basis" (Les éléments scientifiques), "Impacts, Adaptation and Vulnerability" (Conséquences, adaptation et vulnérabilité) et "Mitigation" (Mesures d'atténuation), et un rapport de synthèse qui traite un large éventail de questions de caractère scientifique et technique ayant un rapport direct avec les politiques à suivre. En cette année 2001, les travaux donnent une image plus nette du climat mondial et du phénomène de réchauffement en cours. Un réchauffement moyen qui est d'environ 0.6 °C depuis 1861 (date des premières mesures réalisées) et qui s'avère supérieur de 0.15 °C aux précédentes analyses. Les satellites apportent également leur lot d'informations sur les manifestations du changement climatique, en montrant par exemple que la couverture neigeuse a diminué de 10 % depuis la fin des années 60 et que la surface des glaces de mer a fondu depuis les années 50 de 10 à 15 % durant l'été et le printemps. Le niveau moyen de la mer, quant à lui, s'est élevé de 0.1 à 0.2 mètres au cours du 20<sup>ème</sup> siècle (TAR, 2001).

#### **d. Quatrième rapport d'évaluation: Changements climatiques 2007**

Les scientifiques du Groupe d'experts des Nations unies établissent la responsabilité humaine dans le réchauffement climatique. Quatrième rapport d'une série commencée en 1990, c'est le bilan de six années de travaux menés par un réseau de 2500 scientifiques.

- **Le 2 février 2007. Publication, à Paris, du 1<sup>er</sup> volume du 4<sup>ème</sup> rapport sur le Changement climatique 2007 : les bases scientifiques physiques**

Les experts confirment le rôle des émissions de gaz à effet de serre et la gravité des changements en cours : perspective d'augmentation moyenne de 1.8°C à 4°C et hausse du niveau des océans de près de 60 cm d'ici la fin du siècle, généralisation de vagues de chaleur et d'épisodes de fortes précipitations (IPCC, 2007).

- **Le 6 avril 2007. Publication du 2<sup>ème</sup> volume du 4<sup>ème</sup> rapport "Bilan 2007 des changements climatiques : Impacts, adaptation et vulnérabilité"**

Le GIEC publie le deuxième volume de l'édition 2007 du rapport sur le changement climatique. Celui-ci établit un diagnostic alarmant des impacts du réchauffement climatique, malgré les réticences chinoises et américaines sur les conclusions, et notamment la demande américaine de retirer la quasi totalité des données chiffrées du résumé. Le GIEC insiste sur deux principaux messages : en premier lieu, le réchauffement déjà en cours frappera toutes les régions du monde, mais prioritairement les pays en développement d'Afrique et d'Asie. Par ailleurs, au-delà de 2 à 3 degrés de hausse par rapport à 1990, ce réchauffement aura des impacts négatifs (IPCC, 2007).

- **Le 4 mai 2007. Publication, à Bangkok, du 3<sup>ème</sup> volume du 4<sup>ème</sup> rapport (2007) sur Le changement climatique 2007 : les mesures d'atténuation**

Le rapport, approuvé par les 400 délégués du GIEC, juge qu'une action résolue contre le réchauffement aurait un coût relativement modéré mais que les 20 à 30 prochaines années seront déterminantes. La question des coûts domine toutefois les débats, marqués par de fortes divergences entre pays en développement et pays industrialisées (IPCC, 2007).

- **Le 17 novembre 2007. Publication du 4<sup>ème</sup> volume du rapport du GIEC "Changement climatique 2007 : les mesures politiques"**

Dans le résumé à l'intention des décideurs, le groupe d'experts sur le changement climatique, met en garde contre les conséquences "soudaines", voire "irréversibles" du réchauffement en cours. Le GIEC prévoit une hausse de température moyenne de 1.8 à 4 degrés, pouvant aller jusqu'à 6.4 degrés en 2100 par rapport à 1990 (IPCC, 2007).

**e. Cinquième rapport d'évaluation: Changements climatiques 2014**

Le 5<sup>ème</sup> rapport du GIEC présente plusieurs nouveautés en termes de méthodologie ou d'attribution des responsabilités des phénomènes climatiques. Il réaffirme aussi que l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre pourrait entraîner des changements majeurs au niveau des températures, du niveau des mers, ou de la fonte des glaces. Comprend également trois rapports des groupes de travail. Le premier volet de ce 5<sup>ème</sup> rapport concerne les bases scientifiques, illustré par les scénarios RCP (Representative Concentration Pathway). Le rapport est présenté à Stockholm (Suède) le 27 Septembre 2013. Le deuxième volet de 5<sup>ème</sup> rapport recense les impacts du réchauffement climatique, ainsi que les possibilités d'adaptations et les vulnérabilités. Ce texte, qui résulte d'après le GIEC, d'un immense travail de lecture et de compilation de douze mille publications scientifiques, a été publié le lundi 31 mars 2014. Une synthèse du troisième volet de ce rapport a été présentée le 13 avril 2014 à Berlin (Allemagne). Celle-ci est un résumé pour décideurs destinée à aider les chefs de gouvernement dans leurs décisions.

Les conclusions principales de ce rapport sont les suivantes (IPCC, 2013) :

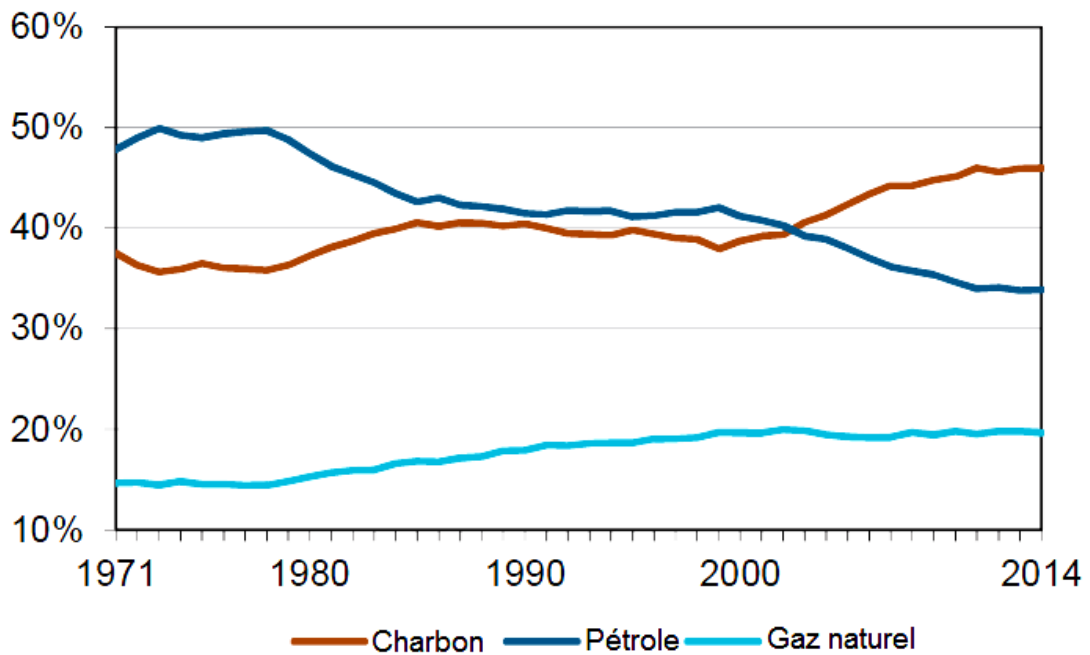
- 95 % c'est le degré de certitude que l'activité humaine est la cause principale du réchauffement observé depuis le milieu du 20<sup>ème</sup> siècle. La concentration des gaz à effet de serre et l'appauvrissement de la couche d'ozone sont les facteurs du réchauffement sur lesquels l'influence humaine est la plus sensible;
- Après une hausse de 0.85 °C en moyenne entre 1880 et 2012. l'augmentation des températures moyennes à la surface de la planète pourrait atteindre 4.8°C à l'horizon 2100 par rapport à la période 1986-2005. dans le scénario le plus pessimiste. c'est-à-dire si les émissions de gaz à effet continuent à leur rythme actuel (entre 0.3 °C et 3.1 °C pour les autres scénarios);
- Le niveau des océans en 2100 par rapport à la période 1986-2005 pourrait s'élever de quasiment un mètre, dans le scénario le plus pessimiste. Selon le dernier rapport du GIEC, les océans se sont élevés de 19 cm depuis la fin du 21<sup>ème</sup> siècle;

- Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> d'origine humaine (combustibles fossiles, production de ciment) sur la période 2002-2011 étaient 54 % au-dessus du niveau de 1990;
- -70 % c'est la réduction nécessaire des émissions mondiales de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub> mais aussi méthane et protoxyde d'azote) en 2050 par rapport à leur niveau de 2010 pour maintenir la hausse moyenne des températures en dessous de 2 °C.

### 2.5.5. Emissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le monde

#### a. Emissions par type d'énergie

Depuis la fin des années 1980 jusqu'au début des années 2000, le charbon et le pétrole étaient chacun responsable d'environ 40% des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>, les émissions du pétrole dépassant généralement ceux du charbon par quelques points de pourcentage.



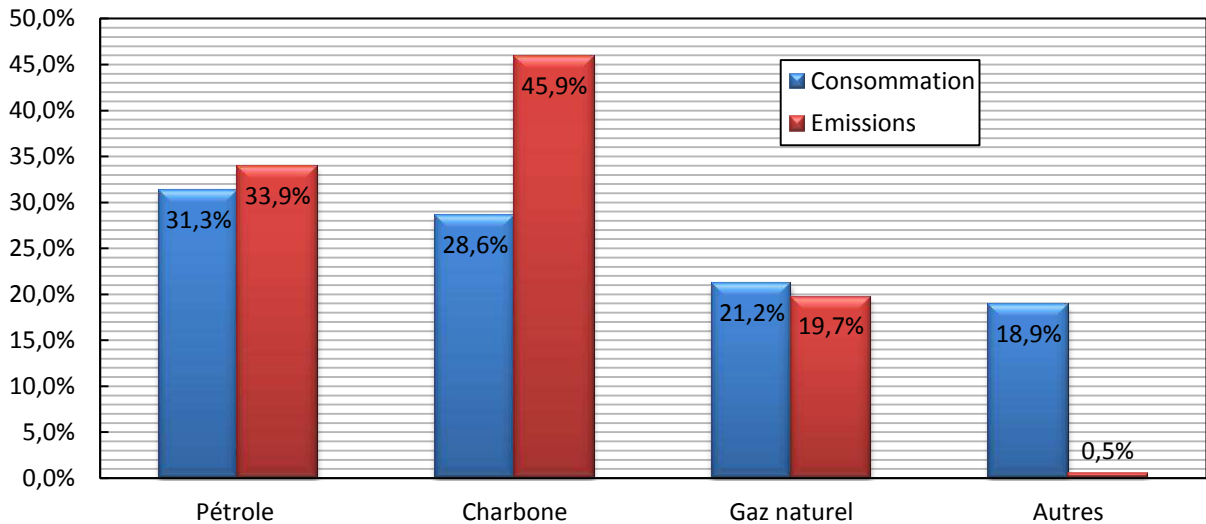
**Figure 1.11** : Evolution et parts des émissions de CO<sub>2</sub> par type de combustible (IEA, 2016b).

En raison de l'influence croissante de la consommation d'énergie des pays émergents, le charbon a augmenté sa part des émissions de CO<sub>2</sub> de 40% en 2002 à 46% en 2014, tandis que la part du pétrole a diminué de 39% à 33%, la part des émissions de gaz naturel restant à peu près stable à 20%.

En 2014, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie (sont basées sur les bilans énergétiques de l'AIE et sur les instructions du GIEC, à l'exclusion des émissions provenant de sources

non énergétiques) ont atteint le niveau record de 32.38 milliards de tonnes (GtCO<sub>2</sub>) en hausse de 0.6 % (soit 1.91 Gt) par rapport à l'année précédente (IEA, 2016b).

Actuellement, le charbon remplit une grande partie de la demande croissante d'énergie de pays en développement (comme la Chine et l'Inde) où se développe la production industrielle à forte intensité énergétique rapidement et de grandes réserves de charbon existent avec des réserves limitées d'autres sources d'énergie.



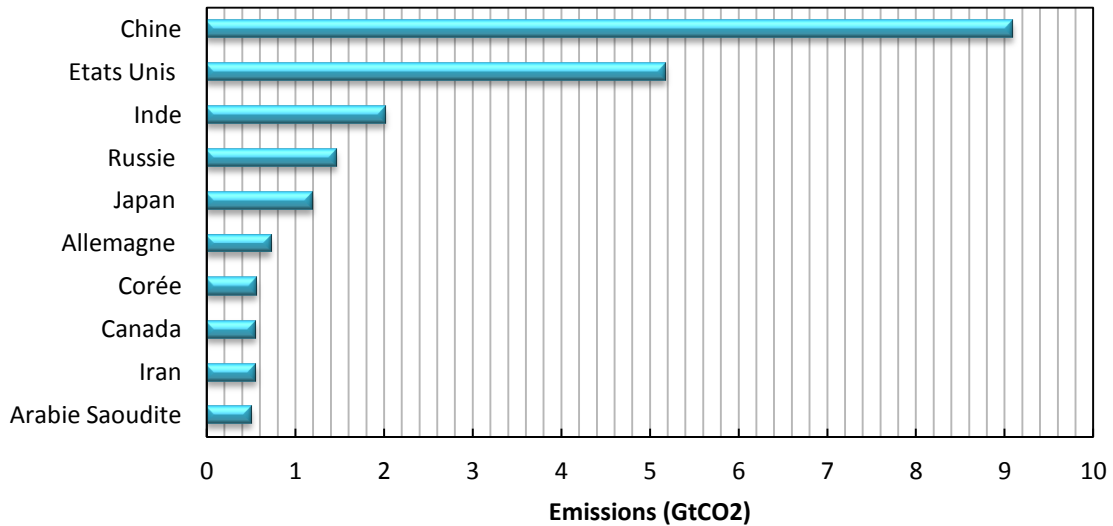
**Figure 1.12** : Consommation intérieure brute et émissions de CO<sub>2</sub> mondiale par type d'énergie, 2014 (IEA, 2016a).

La figure (1.12) montre une comparaison entre la consommation intérieure brute pour chaque type d'énergie primaire et son émission pour l'année 2014. Les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> issues de la combustions du pétrole ont atteint 10.97 GtCO<sub>2</sub>, pour une CIB de 4.28 Gtep, bien que le charbon représente 28.6% de la CIB du monde en 2014, elle représentait 45.9% des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> en raison de son facteur d'émission élevé (contenu de carbone par unité d'énergie libérée), et le fait que 19% de la CIB provient de combustibles neutres en carbone.

### **b. Emissions par région**

La figure (1.13) représente les émissions de GES pour les dix premiers pays émetteurs au monde.



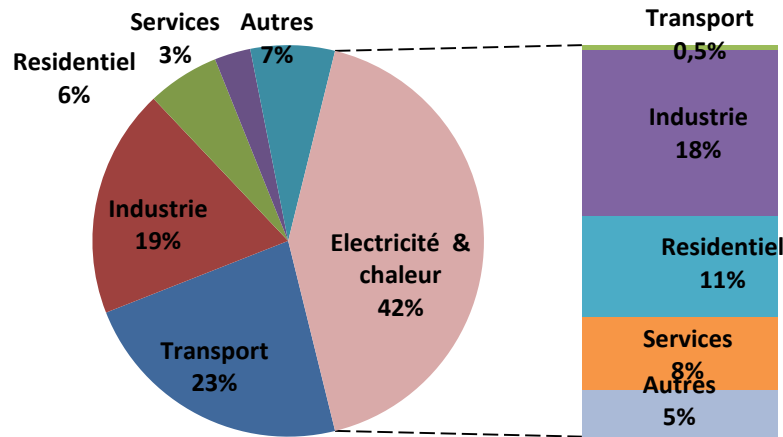


**Figure 1.13** : Dix premiers pays émetteurs de CO<sub>2</sub> (IEA, 2016b).

Les deux tiers des émissions mondiales (21.84 GtCO<sub>2</sub>) provenaient de seulement dix pays, avec les parts de la Chine (28%) et les États-Unis (16%) dépassant de loin ceux de tous les autres. Ensemble, ces deux pays produisaient à eux seuls 14.26 GtCO<sub>2</sub>. Au 12 janvier 2017, ces dix pays émetteurs comprennent sept pays ayant ratifié l'Accord de Paris et trois non ratifiés (Russie, Japon et Iran).

### c. Émissions par secteur d'activité

La figure (1.14) montre les parts (en pourcentage des émissions anthropiques totales de GES) des émissions directes de GES attribuées en 2014 à cinq secteurs économiques. Le tableau sur la droite indique la répartition des émissions indirectes de CO<sub>2</sub> découlant de la production d'électricité et de la chaleur entre les secteurs qui consomment l'énergie finale. La part attribuée aux "autres" correspond à toutes les émissions provenant de l'AFAT (Agriculture, Foresterie et autres Affectations des Terres) correspondent aux émissions de CO<sub>2</sub> d'origine terrestre, provoquées par les feux de forêt et de tourbière ainsi que par la décomposition dans les tourbières. Toutes les émissions sont exprimées en GteqCO<sub>2</sub> (IEA, 2016b).



**Figure 1.14** : Répartition de l'ensemble des émissions anthropiques de GES (GteqCO<sub>2</sub>/an) entre les secteurs économiques (IEA, 2016b).

Deux secteurs ont produit près de deux tiers des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> en 2014: la production d'électricité et de chaleur, ce qui représentait 42% des émissions totales, tandis que le transport représente 23%. La production d'électricité et de chaleur dans le monde entier repose en grande partie sur le charbon, le plus de carburant à forte intensité de carbone fossile. Des pays comme l'Australie, la Chine, l'Inde, la Pologne et l'Afrique du Sud produisent plus des deux tiers de leur électricité et de chaleur par la combustion du charbon (IEA, 2016b).

## 2.6. Evolution de la demande énergétique mondiale: Perspectives à moyen et à long terme

Dans les années à venir l'augmentation de la population mondiale et l'accroissement du revenu moyen par habitant devraient entraîner une hausse de la demande en énergie primaire. Plusieurs prévisions ont été effectuées par différentes organisations mondiales de prospection telles que le British Petroleum (BP, 2016b), l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEC, 2016b) et l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, 2016c), mais les résultats sont toujours entachés d'incertitudes tant il est difficile d'évaluer avec précision l'évolution des populations, des économies, des modes de vie, des technologies, et des évolutions géopolitiques.

### 2.6.1. Projection de la population

Selon une récente étude intitulée World Population Data-Sheet publiée par le "Population Reference Bureau", la population mondiale devrait atteindre les 9.87 milliards

d'habitants en 2050 contre 7.418 milliards à la mi-2016 (PRB, 2016). Pour rappel l'humanité a dépassé les 6 milliards d'habitants en 1999, puis les 7 milliards en 2011.

**Tableau 1.2 :** Evolution de la population pour les pays les plus peuplés, 2016 et 2050 (PRB, 2016).

<b>Région</b>	<b>Population 2015 (Millions habitants)</b>	<b>Population 2050 (Millions habitants)</b>
<b>Monde</b>	7418	9869
<b>Chine</b>	1378	1344
<b>Inde</b>	1329	1708
<b>États-Unis</b>	324	398
<b>Indonésie</b>	259	350
<b>Brésil</b>	205	225
<b>Pakistan</b>	203	344
<b>Nigeria</b>	187	398

Actuellement, les sept pays les plus peuplés sont la Chine, l'Inde, les Etats-Unis, l'Indonésie, le Brésil, le Pakistan et le Nigeria totalisent de 3.88 milliards d'habitants, soit plus de la moitié du total mondial. En 2050, le haut du classement devrait connaître certains changements : l'Inde gagnera plus de 400 millions d'habitants, ravissant ainsi la première place mondiale à la Chine (Tableau (1.2)).

### **2.6.2. Prévisions de BP, 2035**

Pour le BP la population mondiale devrait augmenter d'environ 1.5 milliards de personnes pour atteindre près de 8.8 milliards de personnes en 2035. La consommation d'énergie devrait augmenter de 34% entre 2014 et 2035 (BP, 2016b).

Les combustibles fossiles restent la forme dominante d'énergie alimentant l'expansion mondiale: la fourniture d'environ 60% de l'énergie supplémentaire et représente près de 80% des approvisionnements totaux en énergie en 2035. Dans les combustibles fossiles, la demande de charbon montrerait la plus forte baisse absolue par rapport au scénario de base, suivie par le gaz et le pétrole.

- Le gaz naturel croîtra à 1.8% par an. Cette forte croissance est favorisée par l'abondance des approvisionnements et des politiques environnementales favorables.

- Le pétrole croîtra régulièrement à 0.9% par an. En revanche, le marché du pétrole se rééquilibrera progressivement, avec le faible niveau actuel des prix stimulant la demande et l'offre.
- La croissance du charbon devrait ralentir fortement à (0.5% par an), comparativement à près de 3% par an au cours des 20 dernières années.

La majorité de l'augmentation de la demande provient des économies émergentes, avec la Chine et l'Inde représentant environ 30% de l'augmentation et du Moyen-Orient avec plus de 20%. La demande d'énergie au sein de l'Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE) n'augmentera pas significativement.

En 2035, les énergies renouvelables croîtront rapidement à 6.6% par an, ce qui place leur part dans l'énergie primaire d'environ 3% aujourd'hui à 9% en 2035. Elles fourniront un tiers de la croissance de la production d'énergie.

La croissance rapide des énergies renouvelables est soutenue par le rythme attendu des réductions de coûts: les coûts de l'éolien terrestre et l'utilité échelle PV solaire sont susceptibles de diminuer d'environ 25% et 40% au cours des 20 prochaines années. Les deux énergies (hydroélectrique et nucléaire devraient augmenter progressivement, de plus en plus à 1.8% par an et de 1.9% par an, respectivement.

L'augmentation de la demande d'énergie est entraînée par la croissance économique, mais cela devrait être compensé par des améliorations significatives de l'intensité énergétique : la quantité d'énergie utilisée par unité de PIB; des améliorations rapides de l'intensité énergétique (produit intérieur brut), signifie que la demande d'énergie croît moins vite que le PIB mondial: 34% par rapport à 107%.

### **2.6.3. Prévisions de l'OPEP, 2040**

Pour l'OPEP la population mondiale devrait passer de 7.2 milliards de personnes jusqu'à près de 9 milliards de personnes en 2040. Dans les années à venir, la demande mondiale d'énergie devrait croître de 47%, atteignant 399 millions de barils équivalent pétrole par jour (Mbép /j) en 2040 (OPEC, 2016b).

- Première ressource mondiale aujourd'hui, avec environ 32% des fournitures, le pétrole doit voir sa part tomber à moins de 25.2 %, sa production ne croissant que

modérément, de 91.3 millions de barils équivalent pétrole par jour (Mbép/j) en 2014 à 109.8 Mbép/j en 2040;

- La production de gaz doit plus que doubler et doit devenir la première source d'énergie en 2040, sous l'effet principalement de l'exploitation de gaz de schiste, pour atteindre 111.5 Mbep/j en 2040 (contre 59. Mbép/j en 2013). La part du gaz passant de 22.1 % en 2013 à 27.9 % de l'énergie mondiale;
- Le charbon reste également promis à un bel avenir avec une part de 24.6 %, sa production passant de 76.1 Mbép/j en 2013 à 92.4 Mbép/j en 2030 puis à 98.3 Mbép/j.

Les énergies d'origine non fossiles seront également confrontés à des changements importants dans les années à venir. Entre 2013 et 2040:

- L'énergie nucléaire augmentera à 2.2% par an, en moyenne, ce qui représente 5.9% de la consommation totale d'énergie dans le monde en 2040;
- La croissance restera relativement stable pour l'hydroélectricité et de la biomasse (hydro autour de 2.5% et la biomasse dans une fourchette étroite de 9.5-9.8% de la consommation totale d'énergie);
- Les autres énergies renouvelables, principalement l'éolien et le solaire, devraient croître au taux le plus rapide, en multipliant leur contribution à l'approvisionnement total en énergie primaire par plus de sept fois. Leur part globale restera néanmoins faible, atteignant environ 4.3 % en 2040 (contre 0.9% en 2013).

Entraîné par l'évolution démographique et de la productivité, la croissance du PIB est estimée en moyenne à 3.5%/an, pour la période entre 2014 et 2040. En conséquence, l'économie mondiale en 2040 sera 244% de celle en 2014.

Les pays en développement représenteront les trois quarts de la croissance moyenne de 4.6%/an. pour la période de prévision, d'où la Chine et l'Inde représentera seule la moitié de cette croissance. Le taux de croissance moyen pour l'OCDE est estimé à 2.1% par an. Au sein de l'OCDE, d'où la plus forte croissance attendue est de l'Amérique, tirée par l'expansion de la population. Pour l'Eurasie, un taux de croissance moyen de 2.1% par an. est projeté au cours de la période de prévision.

#### **2.6.4. Prévisions de l'AIE, 2040**

Dans l'édition du World Energy Outlook, l'Agence Internationale de l'Energie s'adonne à l'exercice délicat qui consiste à prévoir l'avenir énergétique du monde, selon quatre scénarios possibles : un scénario de poursuite des politiques courantes (Current Policy Scenario), un scénario de nouvelles politiques incluant les intentions de contribution des Etats (New Policies Scenario), un scénario de stabilisation climatique, dit scénario 450 (450 ppm), et un scénario de pétrole bon marché (Low Oil Price Scenario), le tout sur la base d'un outil de modélisation à grande échelle (IEA, 2016c).

La population du monde est supposé passer de 7.1 milliards en 2013 à 9 milliards en 2040, avec l'augmentation concentrée en Afrique, en Inde, en Asie du Sud-est et le Moyen-Orient. Inde dépasse la Chine et devenir le pays le plus peuplé du monde au milieu des années 2020. En raison du développement économique important de l'Asie, l'Agence Internationale de l'Energie prévoit que la demande d'énergie primaire va augmenter de 1.6% par an, ce qui représente une augmentation de 37% d'ici 2040 dans leur scénario central.

Les énergies renouvelables ont contribué à près de la moitié de la capacité électrique additionnelle en 2014 et sont d'ores et déjà la seconde source mondiale d'électricité après le charbon. En 2040, les énergies renouvelables représenteront respectivement 50% de l'électricité européenne, 30% de l'électricité chinoise et japonaise, 25% de l'électricité aux Etats-Unis et en Inde.

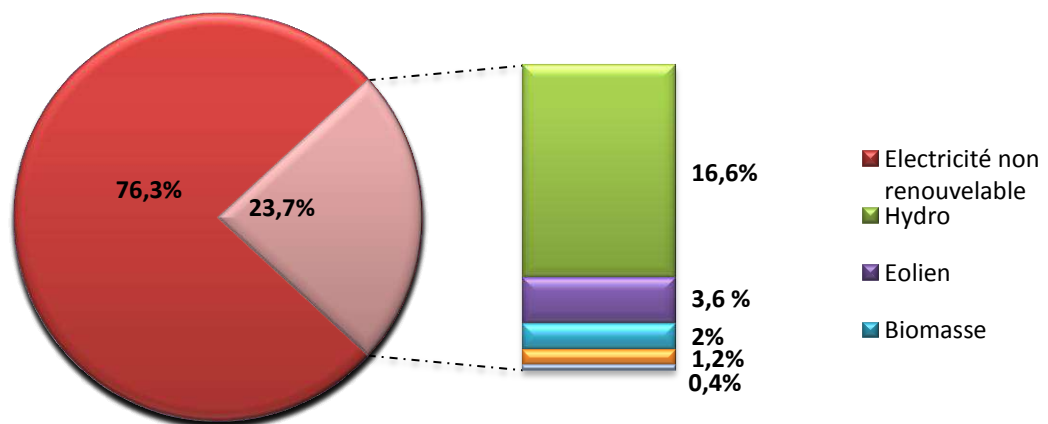
Dans un scénario à 2°C, la part des EnR atteint 30% de l'énergie primaire globale, mais 15% en politique courante à l'horizon 2040. Les EnR sont une variable fondamentale pour atteindre la stabilisation à 2°C estime l'AIE. Entre 2014 et 2040, elles auront permis d'éviter l'émission de 130 Gt de CO<sub>2</sub>. L'hydroélectricité demeurera la source majeure de renouvelables en 2030. Le potentiel du petit hydraulique et des micro barrages demeure cependant sous utilisé.

L'économie globale augmente de deux fois et demi sa taille actuelle d'ici à 2040 dans tous les scénarios, mais l'AIE table sur une réduction de 45% de l'énergie consommée par dollar de PIB.

## 2.7. Etat des énergies renouvelables dans le monde

Charbon, pétrole et gaz naturel ont longtemps été les principales sources d'énergie primaire. Mais leurs combustions chargent notre atmosphère en gaz à effet de serre et leurs épuisement futur est inévitable. Cela conduit à imaginer leur remplacement par des sources qui permettront de produire de la chaleur, de l'électricité, grâce à la pile à combustible, voire des carburants liquides ou gazeux de synthèse. Les énergies renouvelables peuvent couvrir toute forme de besoins énergétiques. Ce sont des énergies inépuisables. Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la Terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes. Ce sont les énergies de l'avenir. Aujourd'hui, elles sont sous-exploitées par rapport à leur potentiel.

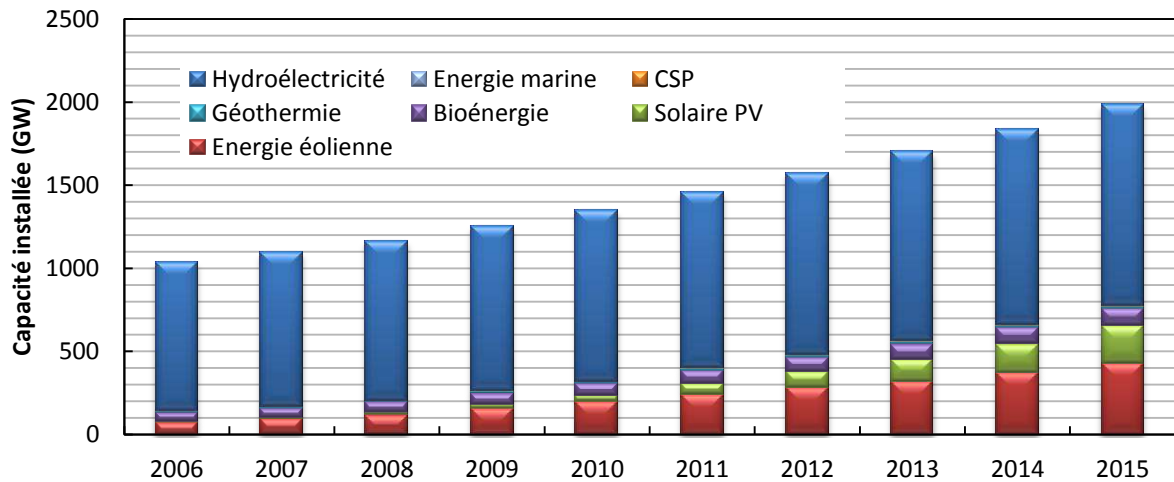
La demande globale pour les énergies renouvelables n'a cessé d'augmenter au cours des années et leur part représentait en 2014 pas moins de 19% de la consommation finale d'énergies mondiale, dont 10.3% sous forme de biomasse traditionnelle, contre 81.1% pour les combustibles fossiles et 4.8% énergie nucléaire. Comme indiqué la figure (1.15), il est estimé qu'à la fin de 2015, la capacité de production électrique renouvelable installée permettait d'assurer 23.7 % de la production électrique mondiale, l'hydroélectricité assurant 16.6 % du montant total (RGSR, 2016).



**Figure 1.15** : Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2015 (RGSR, 2016).

En ce qui concerne la capacité installée, la capacité renouvelable installée dans le monde atteignait 776 gigawatts (GW) en 2015, en hausse de 8.7 % sur un an. Cet essor a été

principalement porté par l'éolien (433 GW) et le solaire photovoltaïque (227 GW), ces deux filières assurant à elles seules les trois quarts de la croissance globale (IRENA, 2016).



**Figure 1.16:** Évolution des capacités électriques renouvelables installées par filière.

Incluant, de plus, la filière hydraulique, la capacité installée mondiale en renouvelables est estimée à 1985 GW. Au final, pour l'année 2015, l'énergie hydraulique reste la première énergie renouvelable en terme de capacité installée avec 1209 GW, puis vient l'énergie éolienne (432 GW), l'énergie solaire (227.01 GW dont 222.36 GW de photovoltaïque), puis l'énergie géothermique avec une capacité de 130.5 GW, et l'énergie issue de la biomasse (103.5 GW).

### 2.7.1. Investissements mondiaux

La grande majorité des pays du monde disposait de politiques d'appui aux énergies renouvelables à la fin de 2015. Ces politiques ont bénéficié d'un regain d'intérêt pendant l'année, au titre des efforts mondiaux de la COP21 tenue à Paris en vue d'atténuer les effets du changement climatique. D'après le rapport du Programme pour l'environnement des Nations Unies intitulé *Global Trends in Renewable Energy Investment*, les investissements mondiaux dans les renouvelables ont atteint un niveau record en 2015, de 285.9 milliards de dollars à l'exclusion des grands projets hydroélectriques, dépassant le précédent record de 278.5 milliards \$ atteint en 2011. Lorsqu'ils incluent les projets hydroélectriques supérieurs à 50 MW et excluent le chauffage et le refroidissement renouvelables, les nouveaux investissements ne totalisent pas moins de 328.9 milliards de dollars en 2015. Fait notable, ce



montant est plus de deux fois supérieur aux dépenses consacrées aux nouvelles installations utilisant le charbon et le gaz (130 milliards de dollars en 2015) (FS-UNEP, 2016).

Pour l'année passée, les investissements des pays émergents et en développement ont dépassé ceux des pays avancés (156 milliards contre 130 milliards). A elle seule, la Chine a engagé 102.9 milliards \$, soit 36 % du total mondial, ce qui représente une hausse de 17 % de son effort annuel.

Cependant, d'autres pays en développement ont également soulevé leur partie comme: l'Inde a vu ses engagements augmenter de 22% à 10.2 milliards \$, tandis que le Brésil (7,1 milliards \$, - 10%), l'Afrique du Sud (4.5 milliards \$, + 329%), le Mexique (4 milliards \$, + 105 %) et le Chili (3.4 milliards \$, + 151%) ont tous rejoint dans la liste des 10 premiers pays investisseurs en 2015. la liste des pays en développement investissent plus de 500 millions \$ l'an dernier comprenait également le Maroc, l'Uruguay, les Philippines, le Pakistan et Honduras. A l'inverse, les pays développés ont réduit leur effort de 8 %. Ce recul a surtout été le fait de l'Europe (49 milliards de dollars, - 21 %), alors que les Etats-Unis, eux, ont continué à monter en régime (44 milliards, + 19 %).

Le coûts de production renouvelables continuent de baisser, particulièrement dans la filière solaire photovoltaïque. Dans la seconde moitié de l'année 2015, la moyenne du coût total actualisé de l'électricité pour les PV cristallins était de 122 \$/MWh, comparativement à 143 \$ en la fin de l'année 2014. Des projets spécifiques vont diminuer encore les tarifs comme le projet de Dubaï de 200MW qu'est en train d'être construit par ACWA Power international, attribué un contrat en Janvier 2015 à seulement 58.50 \$/MWh.

En outre, un nombre croissant de collectivités s'est engagé dans une démarche 100 % électricité renouvelable : c'est le cas du comté de Byron et des municipalités de Coffs Harbour et Uralla en Australie, du comté d'Oxford et de la ville de Vancouver au Canada, ou encore des municipalités américaines de Rochester (Minnesota) et de San Diego (Californie).

L'emploi s'est accru de 5 % dans le secteur des énergies renouvelables (grand hydraulique exclu) en 2015, pour atteindre 8.1 millions d'emplois (directs et indirects). L'énergie solaire photovoltaïque et les biocarburants ont été les premiers employeurs. Le secteur de la grande hydraulique a fourni 1.3 million d'emplois directs supplémentaires. Pour l'ensemble des technologies d'énergies renouvelables, les premiers employeurs ont été la Chine, le Brésil, les États-Unis et l'Inde, en 2015 (RGSR, 2016).

### **3. Paysage énergétique algérien actuel**

Terre d'Afrique et située sur le rivage de la Méditerranée. L'Algérie s'étend entre les latitudes 18° et 38° Nord et entre les longitudes 9° Ouest et 12° Est. Comme une conséquence de ses caractéristiques géographiques et économiques; l'Algérie entretient des liens privilégiés avec les pays du Maghreb, de l'Afrique et de la Méditerranée. L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique avec une superficie de 2 381 741 kilomètres carrés sur les 30 millions de km<sup>2</sup> du continent africain, soit près du 1/12 de la surface totale de l'Afrique. Près de 200.000.000 hectares sont occupés par le Sahara qui couvre les 5/6 de la superficie du pays. Au 1<sup>er</sup> janvier 2016, la population résidente totale en Algérie a atteint 40.4 millions d'habitants (ONS, 2017).

Du Nord au Sud, le pays se caractérise par trois ensembles géographiques contrastés et individualisés par le relief et le climat qui s'y rattachent (MATE, 2001a). Nous distinguons successivement :

- Le littoral et la zone tellienne au Nord qui plonge vers la mer Méditerranée;
- Les Hauts Plateaux et la Steppe compris entre l'Atlas Tellien au Nord et l'Atlas Saharien au Sud;
- Le Sahara.

D'autre part, l'Algérie se caractérise par des richesses naturelles importantes et diversifiées, les réserves de gaz en Algérie étant parmi les premières au monde, tandis que le sous-sol abrite d'immenses gisements de pétrole et des gigantesque autres ressources ( Zinc, Phosphate, Fer, Or, Uranium... etc.).

#### **3.1. Réserves énergétiques des ressources fossiles**

Aujourd'hui, l'Algérie dispose d'un grand potentiel de ressources énergétiques qui lui permet de répondre à ses besoins sur le long terme. L'Algérie, membre de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) et du le Forum des Pays Exportateurs de Gaz (FPEG), fait partie des pays producteurs d'hydrocarbures et participe pleinement à l'approvisionnement du pays et du marché international.

Les réserves prouvées de pétrole en Algérie étaient estimées par le BP à 1.5 milliards de tonnes à fin 2014 (12.2 milliards de barils), techniquement récupérables, soit 22 années de production au rythme de 2015. Ces réserves classaient l'Algérie au 17<sup>ème</sup> rang mondial avec

0.7 % du total mondial, et au 4<sup>ème</sup> rang en Afrique derrière la Libye, le Nigeria et l' Angola (BP, 2016a).

Le gaz naturel joue un rôle fondamental, non seulement parce qu'il est considéré comme l'énergie fossile la moins polluante, mais aussi en raison de son abondance et de sa disponibilité. Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie étaient estimées par BP à 4 500 milliards de m<sup>3</sup> fin 2014, soit 54 années de production au rythme de 2015. Ces réserves classaient l'Algérie au 10<sup>ème</sup> rang mondial avec 2.4 % du total mondial, et au 2<sup>ème</sup> rang en Afrique derrière le Nigeria (BP, 2016a).

L'Algérie possède d'énormes réserves en énergie non conventionnelles, en particulier le gaz de schiste, estimée à environ 20 milliards m<sup>3</sup>. Une réserve qui classe l'Algérie, selon ces mêmes rapports, au troisième rang mondial. L'Algérie dispose d'atouts majeurs : un domaine minier qui reste sous exploré, un offshore encore vierge et un potentiel reconnu pour les non-conventionnels, pour assurer son avenir énergétique et disposer de suffisamment de réserves d'hydrocarbures pour les générations futures.

### 3.2. Production d'énergie primaire en Algérie

Entre 1980 et 2014, la production d'énergie primaire en Algérie traverse six phases d'évolution marquantes : elle croît régulièrement durant les périodes 1980-1985 et 1985-1990, avec des taux respectifs de 4.56 %/an et 4.48 %/an, puis connaît un net ralentissement, 1.03%/an à peine de croissance, durant les années de l'ajustement structurel 1990-1995. La production d'énergie primaire reprend son dynamisme entre 1995 et 2000 enregistrant son plus fort taux de croissance : 6%/an environ. A partir de 2005 s'installe une période de fléchissement notable -1.6%/an jusqu'en 2010 qui s'accroît -1.74%/an entre 2010 et 2014.

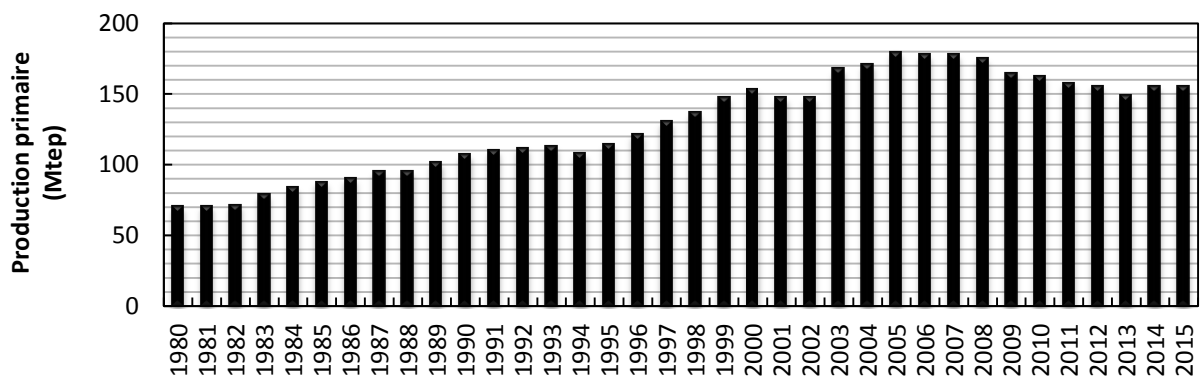
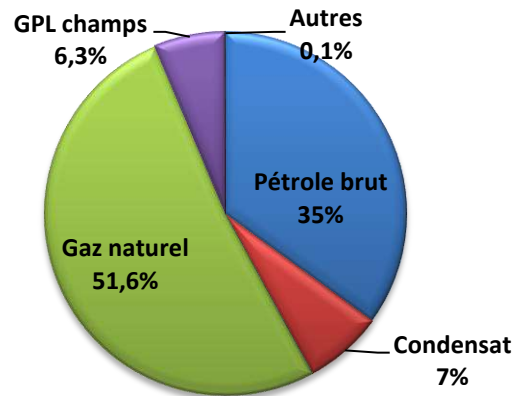


Figure 1.17 : Evolution rétrospective de la production d'énergie primaire ( MEM, 2011, 2012, 2013, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, ME, 2014, 2015, 2016).

En résumé, deux grandes tendances lourdes se dégagent : un trend haussier entre 1980 et 2000, atténué par l'inflexion des années PAS, qui s'étend donc sur plus de deux décennies, suivi d'un trend baissier de plus en plus marqué entre 2005 et 2010 qui se prolonge jusqu'en 2013. La production nationale d'énergie primaire est passée de 70.5 Mtep en 1980 à 154.9Mtep en 2015. La production d'énergie primaire selon les différentes sources est montrée par la figure (1.18).



**Figure 1.18** : Production d'énergie primaire par source pour l'année 2015 (ME, 2016).

Les combustibles fossiles sont dominants : la première source est le gaz naturel à hauteur de 51.6%, suivi par le pétrole brut (35%), tandis que la part du condensat et le GPL est faible. La production d'origine renouvelable, est très faible représentée par la production d'électricité primaire d'origine hydraulique (0.038%). Il ressort de cette figure que plus de 99% de la production nationale d'énergie est basée sur les combustibles fossiles avec une augmentation sensible de la production de gaz naturel au détriment des autres sources (ME, 2016).

### 3.3. Consommation énergétique en Algérie

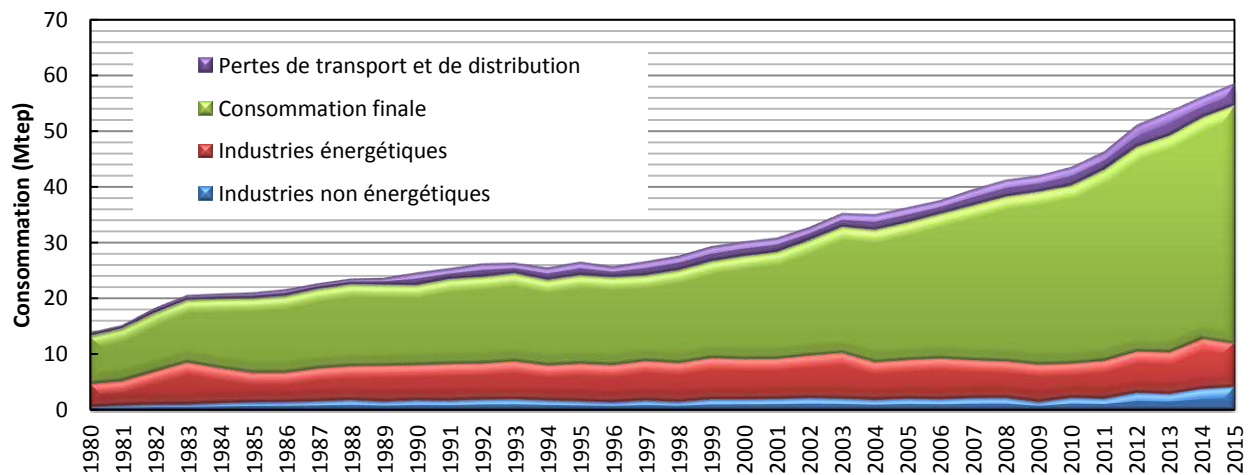
Environ 36.62% de la production nationale d'énergie primaire est consommée pour transformer et distribuer l'énergie jusqu'aux consommateurs. La consommation énergétique finale représente donc environ 72.8% de la consommation d'énergie nationale (soit 42.45Mtep en 2015) (ME, 2016).

#### 3.3.1. Consommation nationale par agrégats

La consommation nationale d'énergie est saisie à travers quatre agrégats à savoir :

- 1) **Consommations non-énergétiques** : Elles concernent l'ensemble des produits énergétiques qui sont utilisés comme matière première dans les différents secteurs d'activité tels que la pétrochimie, les BTP,...;
- 2) **Consommation des industries énergétiques** : Elle concerne tous les produits énergétiques consommés dans les industries productrices d'énergie;
- 3) **Consommation finale** : Elle concerne tous les produits énergétiques consommés par les utilisateurs finaux (industrie, ménages,...);
- 4) **Consommation globale** : Elle est constituée des trois précédents agrégats et les pertes de transport et de distribution.

Le graphe ci-dessous montre l'évolution de la consommation d'énergie primaire en Algérie depuis 1980.



**Figure 1.19** : Evolution rétrospective de la consommation nationale par agrégats (MEM, 2011, 2012, 2013, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, ME, 2014, 2015, 2016).

La consommation adopte des rythmes positifs sur l'ensemble des années 1980-2015. Durant la période 2000-2015, la consommation d'énergie primaire et la consommation d'énergie finale augmentent à des taux respectifs de 4.1%/an et 5.4%/an.

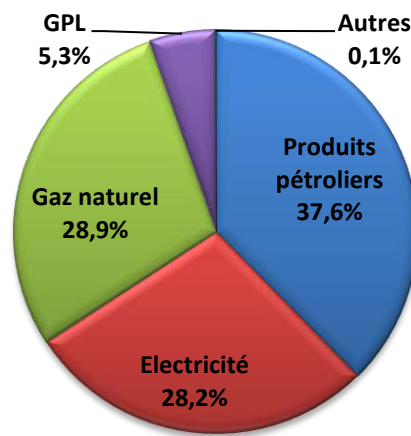
La consommation nationale d'énergie (y compris les pertes) a quadruplé en 34 ans passant de 13.9 Mtep en 1980 à 58.26 Mtep en 2015. La hausse de la consommation nationale d'énergie est tirée respectivement par la croissance de la consommation finale (72.9% en 2015), de celle des industries énergétiques (13.5% en 2015) (ME, 2016).

### 3.3.2. Consommation d'énergie finale

La consommation finale comprend tous les usages à caractère final d'énergie, a atteint 42.45Mtep en 2015, reflétant une hausse de 3.08Mtep par rapport à 2014. L'évolution de la consommation finale par produit et par secteur d'activité est détaillée ci-après.

#### a. Par produit énergétique

Le détail de la consommation finale, par produit énergétique, est donné dans la figure ci-après:

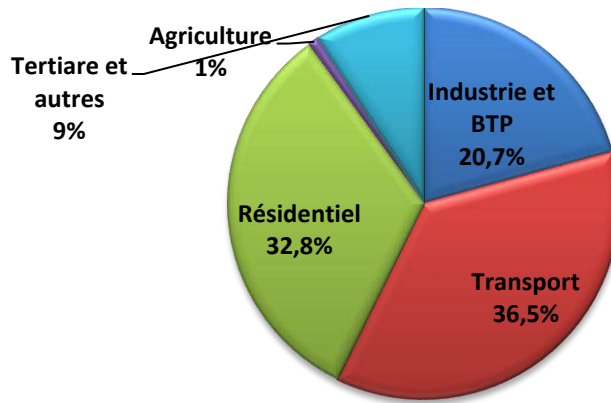


**Figure 1.20** : Répartition de la consommation finale par produit énergétique pour 2015.

Les produits pétroliers sont toujours la première forme d'énergie consommée, avec 37.6% de la consommation finale (15.97 Mtep). Le gaz naturel, en croissance, consolide sa seconde place du bouquet énergétique final avec 28.9% (12.24Mtep). L'électricité, en hausse également, représente 28.2% (11.96Mtep) de l'ensemble. Enfin, le GPL qui a connu une baisse en 2015, représente 5.3% de l'ensemble. Sa consommation est de 2.23Mtep, en augmentation de 3ktep par rapport à 2014 (ME, 2016).

#### b. Par secteur d'activité

Le détail de la consommation finale, par secteur d'activité, est donné dans la figure ci-après :



**Figure 1.21:** Structure de la consommation énergétique finale par secteur d'activité pour 2015 (ME, 2016).

Par secteur d'activité, la répartition de la consommation finale en 2015 fait ressortir ce qui suit:

- La consommation des ménages et autres qui regroupe les sous secteurs : résidentiel, tertiaire et l'agriculture représente près de 42.8% de la consommation finale. Elle a augmenté de 9.44% pour atteindre 18.14 Mtep en 2015 (contre 16.57 Mtep en 2014), tirée par la consommation du sous secteur résidentiel (10.5%), sous l'effet de la conjonction de plusieurs facteurs notamment, le développement démographique, le nombre important de logements livrés ainsi que l'accroissement du nombre de clients BT qui a avoisiné 350 000 nouveaux clients en 2015 ;
- La consommation du secteur des "transports" a atteint 15.49 Mtep en 2015, soit une croissance de près de 1 Mtep (6.5%) par rapport à l'année précédente, en raison principalement de la hausse de la consommation des carburants pour le mode de transport routier qui représente 95% de la consommation du secteur (augmentation du parc automobile national, avec près de 270 000 nouveaux véhicules importés en 2015);
- La consommation du secteur industries et BTP a connu une croissance de 7% par rapport à l'année 2014, passant de 8.2 Mtep à 8.8 Mtep en 2015, due à la hausse de la consommation du sous secteur matériaux de construction (6.5%) et des industries manufacturières (6.9%).

L'Algérie est donc confrontée à la nécessité d'agir sur l'offre, par une satisfaction des besoins croissants en énergie, une planification adéquate des investissements et la diversification des filières de production; et sur la demande par la maîtrise du rythme de

croissance de la consommation, la réduction progressive des subventions et la promotion de l'économie d'énergie et d'efficacité énergétique. Face à cette situation, l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique constitue un enjeu majeur car elle permet de diversifier les filières de production et de répondre à une demande croissante tout en préservant les ressources fossiles et en favorisant un développement durable.

### **3.4. Impact environnemental**

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 (MATET, 2010).

Récemment, l'Algérie a procédé, par décret présidentiel signé le jeudi 13 octobre 2016, à la ratification (en Avril 2016, à New York) 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) (COP21, 2015 ; COP22, 2016). 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.

#### **3.4.1. Analyse du cadre institutionnel et réglementaire**

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.) (MATE, 2001b, 2015). La démarche a consisté à créer, par strates successives et par secteurs, un cadre institutionnel responsable de la gestion environnementale dans le pays, ainsi, plusieurs structure ont été créés :

**Le Ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement (MATE) :** Il veille, entre autres, à l'élaboration et la mise en œuvre de la politique nationale en matière de biodiversité et des changements climatiques. Dans ce cadre, il coordonne l'ensemble des activités nationales en relation avec ces thématiques et s'engage à travers un programme et des actions multiformes à valoriser la biodiversité et lutter contre les changements climatiques.

**Le Ministère de l'agriculture et du développement rural (MADR) :** Il veille notamment à mettre l'accent sur les enjeux environnementaux et à intégrer les questions d'environnement, de conservation et de valorisation de la biodiversité ainsi que de lutte contre les changements climatiques dans son plan de développement économique durable.

**La Direction Générale des forêts (DGF)/sous tutelle du MADR :** Elle coordonne la politique nationale en matière de gestion de l'espace forestier algérien. La plupart des objectifs qui lui sont assignés vont dans le sens de la protection des ressources biologiques et de la lutte contre les changements climatiques dont notamment : i) lutte contre la désertification, ii) Programme de gestion et d'extension du patrimoine forestier ; iii) Programme de conservation des écosystèmes naturels, vi) Sensibilisation et éducation à l'environnement et v) Renforcement des capacités, etc.

Ces Départements sont appuyés dans leurs missions par la mise en place d'un ensemble de structures (Agence, Centre, Observatoire, etc.) dont notamment (MATE, 2015):

- L'Observatoire National de l'Environnement et du Développement Durable (ONEDD32): il est en charge de la surveillance des milieux naturels pour la protection de l'environnement;
- Le Centre National de Développement des Ressources Biologiques (CNDRB): il a pour mission la mise en œuvre de certains objectifs de la CDB;
- L'Agence Nationale pour la Conservation de la Nature (ANN): elle a pour objet d'assurer l'inventaire général de la faune et de la flore nationale et de proposer des mesures nécessaires à sa préservation et à son développement;

- L'Institut National de la Protection des végétaux (INPV): parmi ses missions la préservation des cultures agricoles des bio-agresseurs, des maladies et des ravageurs.

Par ailleurs, d'autres Départements sont en charge de la conception et de la mise en place de la politique nationale dans le domaine des changements climatiques en accord avec les orientations et les lignes directrices de la CCNUCC. Il s'agit essentiellement : le Ministère des Affaires Etrangères et le MATE. Ces deux Départements sont appuyés aussi dans leur mission par :

**L'Agence Nationale des Changements Climatiques (ANCC)** relevant de le MATE dont la mission est de:

- i) Promouvoir l'intégration de la problématique des changements climatiques dans tous les plans de développement et de contribuer à la protection de l'environnement;
- ii) Mener, dans le cadre de la stratégie nationale dans le domaine des changements climatiques des actions d'information, de sensibilisation, d'étude et de synthèse.

**L'Office Nationale de la Météorologie (ONM)** relevant du Ministère des Transports (MT): c'est l'Institution chargée de la mise en œuvre de la politique nationale et internationale en matière de métrologie.

D'autres institutions participent également à la mise en œuvre de la politique nationale en matière des changements climatiques. Il s'agit de notamment de (MATE, 2015):

- L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) relevant du Ministère de l'Energie et des Mines (MEM);
- Le Centre National des Technologies de Production Plus Propres (CNTPP) du MATE;
- Le Conseil National d'Aménagement et de Développement Durable du Territoire (CNADD);
- L'Agence Nationale des Déchets (AND);
- Le Conseil Intersectoriel de la Maîtrise de l'Energie (CIME);
- L'Agence Nationale des Sciences de la Terre (ANST);
- Le Commissariat National du Littoral (CNL)

### **3.4.2. Collaboration internationale importante**

L'Algérie bénéficie d'une collaboration fructueuse avec l'ensemble de ses partenaires internationaux à travers des fonds de la coopération bilatérale (l'Allemagne/GIZ) ou multilatérale (PNUD, Banque Mondiale). L'ensemble de cet appui technique contribue à renforcer le cadre général de la lutte contre les changements climatiques en Algérie à travers (MATE, 2015):

- L'amélioration des connaissances et de l'expertise;
- L'élaboration de stratégies, de plans d'actions ainsi que la mise en œuvre d'actions démonstratives sur le terrain;
- Le développement et la mise en œuvre de programmes de sensibilisation et d'information.

#### **a. Coopération avec le PNUD (Programme des Nations Unies pour le Développement)**

Le PNUD est particulièrement impliqué en Algérie à travers un portefeuille de programmes qui s'articule autour de cinq grands thèmes prioritaires parmi lesquels: l'énergie et la préservation de l'environnement.

#### **b. Coopération avec le GIZ (Deutsche gesellschaft für internationale zusammenarbeit)**

L'agence de coopération allemande GIZ est présent en Algérie depuis 1974. Elle est particulièrement active dans le domaine des changements climatiques à travers plusieurs projets dont le projet Gestion des Ressources Naturelles, Changement Climatique et Energie (GIZ, 2015).

### **3.4.3. Programmes nationaux en matière de préservation de l'environnement**

L'Algérie dispose d'une Stratégie nationale de l'environnement, d'un Plan d'action pour l'environnement et le développement durable (2002-2012) (PNAE-DD, 2002), d'un Schéma d'aménagement du territoire (2010-2030) (SNAT, 2010), et d'un Plan national climat (2015-2050) en phase de finalisation, dont le plan climat remplace le Plan d'Adaptation aux Changements Climatiques (2003-2013) (GIZ, 2015). Des politiques sectorielles sont mises en œuvre dans les domaines de l'éducation environnementale, des ressources énergétiques, dont la stratégie énergétique vise l'intensification des efforts d'exploration et de mise en production des gisements de pétrole et de gaz, le développement des énergies renouvelables,

l'exploitation à long terme du gaz de schiste et de l'énergie nucléaire, de l'économie de l'eau et de l'adaptation du secteur des ressources en eau au changement climatique, de la préservation des écosystèmes, du développement rural et de la dépollution industrielle. Une Stratégie nationale de gestion intégrée du littoral est en préparation. Des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique où les réalisations concernent notamment la promotion de l'utilisation de carburants propres pour le secteur des transports (GPL, GNC et l'essence sans plomb), et un programme de promotion des énergies renouvelables ont été adoptées. Une première centrale hybride fonctionne depuis 2011, 23 centrales photovoltaïques et une ferme éolienne devraient entrer en production à l'horizon 2017.

#### 3.4.4. Inventaire national des gaz à effet de serre

L'inventaire national des gaz à effet de serre qui a été réalisé dans le cadre du projet ALG/98/G31, projet portant sur l'élaboration de la stratégie et du plan d'action national pour faire face aux changements climatiques. L'Algérie a réalisé son premier inventaire national des émissions de GES en 1994 et le deuxième inventaire a été réalisé pour l'année 2000. Ce dernier a couvert l'ensemble des GES à effet direct : le Dioxyde de Carbone (CO<sub>2</sub>), le Méthane (CH<sub>4</sub>), le Protoxyde d'Azote (N<sub>2</sub>O), l'Hydrofluorocarbures (HFC), le Per fluorocarbures (PFC) et l'Hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>) ainsi que les GES à effet indirect : les Oxydes d'Azote (NO<sub>x</sub>) , le monoxyde de Carbone (CO), les composés organiques volatils hors méthane (COVNM) et le Dioxyde de Souffre ( SO<sub>2</sub>) (ONS, 2015). L'inventaire des émissions des gaz à effet de serre a été élaboré conformément à la méthodologie GIEC/OCDE/AIE et suivant la version révisée 1996 du guide méthodologique du GIEC. Les résultats de l'inventaire sont présentés sur le tableau (1.3).

**Tableau 1.3** : Evolution des émissions des GES par type de gaz (unité Gg) (MATE, 2001a ; MATET, 2010 ; ONS, 2015).

Type de gaz	1994	2000	Taux de croissance
Dioxyde de Carbone (CO <sub>2</sub> )	75870.09	77612	2.3 %
Méthane (CH <sub>4</sub> )	913.97	1579.27	72.8 %
Protoxyde d'Azote (N <sub>2</sub> O)	31.39	21.14	-32.6 %
Oxydes d'Azote (NO <sub>x</sub> )	246.86	283.3	14.7 %
Dioxyde de Souffre ( SO <sub>2</sub> )	39.58	45.2	14.2 %
Monoxyde de Carbone (CO)	1123.21	1096.9	-2.6 %
COVNM	277.37	686.8	147.6 %

Les rejets de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, et les COVNM ont connu une progression de 2.3 %, 72.8%, 17.7%, 14.2% et 147.6%, respectivement, en 2000 par rapport à 1994. Par contre, En 2000 et comparativement à l'année 1994, les émissions de N<sub>2</sub>O et CO ont enregistré une diminution de 32.6% et 2.6%, respectivement. Le potentiel du pays en hydrocarbures explique en grande partie cette situation , car l'Algérie est un grand exportateur d'hydrocarbures. Il faut rappeler aussi le fait que l'Algérie a mis en œuvre, dès le début des années 80, une stratégie de développement basée sur les ressources énergétiques disponibles et, principalement, le gaz naturel qui est utilisé dans différents domaines d'activités (centrales électriques, secteur industriel et résidentiel, etc.).

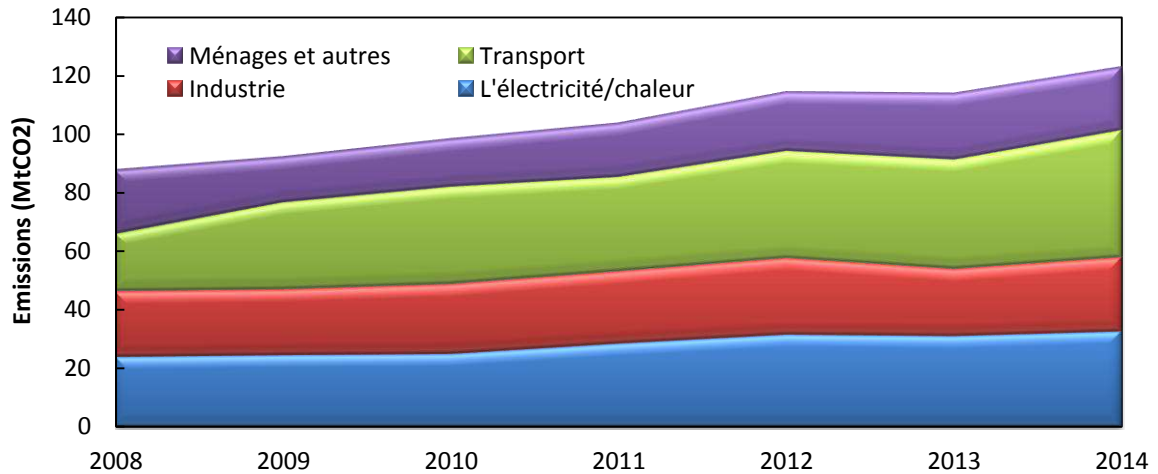
### **3.4.5. Emissions sectorielles de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, en Algérie**

Plusieurs organisations mondiales font des analyses du bilan du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère en Algérie. Le tableau (1.4) montre une comparaison entre les émissions de GES basée sur l'analyse des données extraites de deux rapports le l'Agence Internationale de l'Energie et de BP. En 2014, selon les estimations de BP, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la combustion des énergies fossiles ont atteint 131 MtCO<sub>2</sub> (BP, 2016a), contre 122.9 MtCO<sub>2</sub> estimées par l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, 2016b).

**Tableau 1.4** : Emissions estimées par l'AIE et le BP.

<b>Année</b>	<b>AIE (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>BP (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>Différence (MtCO<sub>2</sub>)</b>
<b>2008</b>	88	94.9	6.9
<b>2009</b>	92.4	100.2	7.8
<b>2010</b>	98.5	98.5	0
<b>2011</b>	103.8	105	1.2
<b>2012</b>	114.4	113.9	0.5
<b>2013</b>	113.9	121.1	7.2
<b>2014</b>	122.9	131	8.1

Selon l'AIE, la contribution des principaux secteurs aux émissions totales et leur évolution entre 2008-2014 est présenté sur la figure (1.22).



**Figure 1.22 :** Evolution des émissions sectorielles de CO<sub>2</sub> entre 2008-2014 (IEA. 2010. 2011. 2012. 2013. 2014. 2015. 2016b).

En 2014, le total des émissions de gaz à effet de serre était supérieur de 39.6 % au niveau de 2008, ce qui correspond à une augmentation de 35 millions de tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub>. Malgré cette augmentation assez importante des émissions totales, leur structure en fonction de l'activité économique est restée relativement stable.

En termes absolus, l'augmentation la plus importante a été enregistrée dans le secteur des transports, dont les émissions sont passées de 19.7 MtCO<sub>2</sub> en 2008 à 43.3 MtCO<sub>2</sub> en 2014, soit une augmentation de 120 % (plus de double). Ce niveau croissant est largement dû au transport routier, qui représente 95.6 % du total des émissions pour ce secteur en 2014.

Une étude récente réalisée par (Reciou, 2016), a estimé les émissions anthropiques actuelles de CO<sub>2</sub> proviennent principalement de différentes sources en Algérie. Les résultats de cette étude montrent que le secteur des transports est le deuxième plus grand émetteur de gaz à effets de serre (27 Mt) après les industries de l'énergie qui émettent 80 MtCO<sub>2</sub>. Le secteur résidentiel et tertiaire contribue à hauteur d'environ 21 % du total des émissions de GES (environ 30 Mt) et de l'agriculture par 3MtCO<sub>2</sub>.

#### 4. Conclusion

La poursuite des tendances actuelles de la consommation d'énergie au niveau mondial se heurte à des contraintes insurmontables et conduit à l'impasse du développement. Elle accentue les inégalités entre pays riches et pays pauvres et contribue à la fracture sociale. Le développement économique et social ne peut être que freiné, voire rendu impossible, par l'insécurité énergétique (approvisionnement physique versus contraintes géopolitiques,

augmentation des prix, raréfaction des ressources à moyen terme, risques technologiques et d'agressions extérieures de toutes natures) et la dégradation de l'environnement local (pollutions, accidents) et global (changement climatique).

Le contexte énergétique national est marqué par l'augmentation de la dépendance énergétique et l'insécurité économique et, d'autre part, par les changements climatiques dus à l'inefficacité énergétique et à la faible contribution des énergies renouvelables.

La sécurité énergétique et les contraintes environnementales sont un défi considérable pour le développement économique et social à l'échelle mondiale et nationale. Ce défi ne peut être relevé que par la mise en chantier d'un nouveau modèle des systèmes énergétiques compatible avec le développement durable, afin de répondre aux besoins du présent sans compromettre la possibilité pour les générations futures d'accéder à leurs propres besoins.

Fin des subventions publiques aux combustibles fossiles, soutien au déploiement des énergies renouvelables et aux économies d'énergie, accroissement des financements verts, mise en place d'un juste prix du carbone sont autant de leviers devant être actionnés afin de donner un nouveau modèle énergétique et d'accélérer la transition.

## **Chapitre 2**

Transition énergétique :  
contexte, défis et  
possibilités



## **1. Introduction**

Les crises énergétiques récurrentes, les préoccupations environnementales locales et globales, l'irrésistible montée des inégalités énergétiques mondiales et de la précarité énergétique montrent les limites d'un système basé presque uniquement sur les questions de production d'énergie et leurs conséquences. Dans ce contexte, la transition énergétique reconnue aujourd'hui comme indispensable et urgente, la prise en compte simultanée des questions de maîtrise des besoins, d'intégration des énergies renouvelable, l'aménagement de territoire apparaît comme des composantes majeures de la réflexion et de l'action pour une transition énergétique.

Dans ce chapitre, Nous verrons dans un premier temps ce qu'est le concept de transition énergétique. Puis nous nous intéresserons aux enjeux et accords mondiaux sur la transition énergétique. Une analyse des trajectoires de la transitions expérimentées dans certains pays sera suivie par une lecture des signaux prouvant que la transition énergétique mondiale est en marche. Nous nous attarderons ensuite sur la situation de la transition énergétique en Algérie. Nous commencerons par une analyse des plusieurs indicateurs socioéconomique, énergétique et de transformation d'énergie pour justifier l'indispensable de la transition énergétique. Nous décrirons par la suite les différents plans dont l'Algérie a engagé, et qui visant notamment à diversifier l'économie, renforcer la sécurité énergétique, protéger l'environnement, développer des filières vertes et promouvoir les territoires. Enfin, nous clarifierons les mesures de financement et les instruments de la mise en œuvre des programmes nationaux pour réussir la transition énergétique.

## **2. L'indispensable de la transition énergétique**

La transition énergétique est une préoccupation internationale car elle répond aux problématiques globales du réchauffement climatique, de l'atteinte à la biodiversité, de la raréfaction des énergies fossiles et de l'inégalité des sources d'approvisionnement. Comme elle suppose une réelle modification des comportements, la transition énergétique concerne tout le monde. Chacun peut contribuer à une société plus pérenne. Les activités et entités les plus consommatrices ou productrices d'énergie restent ciblées en priorité. Il peut s'agir de producteurs d'énergie ou de gros consommateurs.

## **2.1. Qu'est-ce que la transition énergétique?**

D'après le dictionnaire Larousse, le mot transition est défini comme le passage d'un état initial à un autre état à venir (passage progressif entre les deux états). La transition énergétique désigne le passage de l'état initial correspond à un système énergétique carboné limité en ressources (basé sur des énergies de stock) à un état à venir correspond à un système énergétique décarboné plus durable (basé sur des énergies de flux) et plus économique face aux enjeux d'évolution des prix, d'approvisionnement en énergie, d'épuisement des ressources naturelles et de respect de l'environnement. Elle prendra la forme d'un ensemble de ruptures majeures dans le système sociotechnique actuel (Duruissseau, 2014). Cette transition est indissociable de l'efficacité et de la sobriété énergétique (moteurs, ampoules électriques, bâtiments mieux isolés, etc.) et concernera presque toutes les activités humaines (transports, industries, éclairage, chauffage, ... etc.).

La transition énergétique c'est :

- Consommer mieux en économisant l'énergie (moins de carburants fossiles, moins de transport, plus de confort thermique, plus d'efficacité dans l'industrie) ;
- Produire autrement en préservant l'environnement (plus de ressources locales, des énergies renouvelables, moins de déchets) ;
- Faire progresser la société grâce à des projets mobilisateurs (projets coopératifs de production d'énergie, services innovants) ;
- Créer des emplois dans de nouveaux métiers d'avenir et dans le bâtiment.

## **2.2. Concept de la transition énergétique dans l'histoire**

L'idée de la nécessité d'un changement de modèle de développement n'est pas récente. Elle a commencé à prendre forme en Occident, à la fin des années 1960, à travers les réflexions du Club de Rome. La première étude soulignant les dangers écologiques de la croissance économique et démographique, en lien avec la pénurie des ressources énergétiques et les conséquences du développement industriel sur l'environnement était en 1972 par la parution du rapport intitulée "The Limits to Growth", est parue en France sous le titre Halte à la croissance? (couramment appelé Rapport Meadows), exécutée par une équipe du Massachusetts Institute of Technology (MIT), sous la direction de Dennis L. Meadows (Meadows et al., 1972).

Le concept de transition énergétique est né en Allemagne au début des années 1980, suite aux chocs pétroliers de 1973 et 1979. Élaboré par l'association allemande Öeko-Institut, il a alors comme objectif l'abandon de la dépendance aux énergies fossiles et fissiles, qui implique le passage du système énergétique actuel utilisant des ressources non renouvelables vers un mix énergétique basé sur des ressources renouvelables. Il s'agit d'une modification radicale de la politique énergétique : le passage d'une politique orientée par l'offre d'énergie à une politique déterminée par la satisfaction de la demande sociale de services énergétiques, et celui d'une production centralisée à partir de ressources épuisables à une production décentralisée et renouvelable (Dessus, 2014).

### **3. Transition énergétique à travers le monde**

Au cœur des actualités mondiales, la transition énergétique s'affirme comme la seule réponse possible aux défis du changement climatique, de la raréfaction des ressources naturelles facilement accessibles et à l'évolution de la demande en énergie.

#### **3.1. Enjeux mondiaux de la transition énergétique**

La transition énergétique est l'une des composantes de la transition écologique et l'un des enjeux majeurs du développement durable ou soutenable. Elle se décline de manière différente selon les pays. Elle contribuera aussi à sécuriser les approvisionnements en énergie et à accroître l'indépendance énergétique des pays disposant de peu de ressources fossiles. Elle permettra également de réduire les tensions géopolitiques dues aux inégalités dans la répartition des ressources fossiles dans le monde. Les évolutions des politiques énergétiques tournent autour de trois enjeux globaux de long terme au niveau mondial. Il s'agit de :

##### **3.1.1. Enjeux environnementaux : Lutter contre le changement climatique**

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine provoquent l'augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et entraînent des changements climatiques. Le Groupe Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) dans son cinquième rapport (GIEC, 2015) précise notamment que :

- La concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère a augmenté de 20 % depuis 1958 et de 40 % depuis 1750, début de l'ère industrielle. Au rythme d'émissions de gaz à effet de

serre actuel, l'augmentation des températures serait de l'ordre de 4.6°C à la fin du siècle par rapport à la période pré-industrielle;

- L'accélération de la fonte des glaciers de montagne est significative depuis le milieu du XX<sup>ème</sup> siècle. Leur fonte a contribué à hauteur de 0.76 mm /an à la hausse du niveau des océans en moyenne au cours des deux dernières décennies (autrement dit, plus de 750 millions de tonnes ont fondu des montagnes chaque jour). Dans le même temps la fonte des glaces des calottes polaires et glaciers du Groenland et de l'Antarctique ont contribué à hauteur de 0.7 mm par an à la hausse du niveau des océans (soit plus de 700 millions de tonnes par jour) ;
- Chacune des trois dernières décennies a été plus chaude que toutes les décennies précédentes depuis 1850. La première décennie du XXI<sup>ème</sup> siècle (2001-2010) a donc été la plus chaude depuis 1850. La température moyenne à la surface du globe (terres et océans) a atteint un seuil symbolique en 2015, dépassant pour la première fois 1°C de plus que la moyenne de température estimée sur la période 1850-1900.

La réduction des risques liés au changement climatique passe par deux champs d'action complémentaires : d'une part les efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique et d'autre part l'adaptation au changement climatique. Ces deux domaines sont l'objet de politiques internationales, nationales, régionales et locales permettant de réduire les émissions et de se préparer au mieux au climat de demain. Lors de la Conférence des Parties (COP) de la Convention cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques (CCNUCC) qui s'est tenue à Paris-Le Bourget, les pays parties ont adopté un premier accord universel pour le climat, qui constitue une avancée majeure dans la lutte contre le changement climatique (COP21, 2015).

L'objectif est de contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et de renforcer les capacités d'adaptation en rendant notamment compatibles les flux financiers avec un développement à faibles émissions et résilient.

### **3.1.2. Enjeux énergétiques et économiques: Maîtriser la demande en énergie et promouvoir l'efficacité énergétique**

Qu'il s'agisse des pays exportateurs ou importateurs, l'efficacité et la sobriété dans les usages de l'énergie représentent la plus grande marge de manœuvre. La raréfaction des

ressources énergétiques fossiles, l'augmentation de leur prix et la trop lente montée en puissance des énergies renouvelables font de la Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) un enjeu majeur pour les années à venir : la réduction de dépendance à l'énergie est une des clés de l'économie durable.

La demande d'énergie croît régulièrement pour répondre aux besoins d'une population mondiale qui augmente et dont le niveau de vie progresse. En 1970, la population mondiale était de 3.7 milliards d'habitants et la consommation d'énergie primaire de 5 Gtep, soit 1.35 tep par habitant et par an. En 2014, pour une population mondiale de 7.16 milliards d'habitants, elle s'est élevée à 13.02 Gtep, soit 1.81 tep par habitant et par an. En 2030, elle devrait avoisiner 2tep par habitant et par an, pour une population mondiale proche de 8.5 milliards d'habitants et une consommation mondiale d'énergie primaire d'environ 16.4 Gtep. La fourniture d'énergie primaire repose aujourd'hui essentiellement sur les combustibles fossiles, puisque ces derniers représentent une part de 81 % de l'énergie primaire consommée sur la planète. Cette part a peu varié au cours des récentes années. L'AIE prévoit la possibilité de l'abaisser d'ici 2035 à 75 %, dans le cadre d'un scénario « New Policies » qui, aujourd'hui, n'est pas acquis (IEA, 2016a).

Les économies d'énergie sont l'un des axes prioritaires de la transition énergétique : elles apportent en même temps pouvoir d'achat pour les ménages, compétitivité pour les entreprises, innovation et création d'activité économique, réduction des émissions polluantes. Elles sont également essentielles pour réduire la facture énergétique, ainsi que le déficit de la balance commerciale.

### **3.1.3. Enjeux sociétaux**

Les soulèvements populaires ont rendu plus visibles l'évolution démographique alarmante. La transition démographique a contribué à accroître le taux de chômage des jeunes, et des incertitudes entourant l'approvisionnement énergétique à long terme de plusieurs pays. Ces deux facteurs peuvent affecter directement la stabilité sociopolitique du pays qui est une variable clé déterminant de la croissance économique. A l'heure actuelle, la nécessité de rechercher de nouveaux potentiels et opportunités de création d'emplois dans les différents secteurs économiques et la diversification des sources d'approvisionnement est devenue encore plus urgente et plus patente. Dans ce contexte, la transition énergétique par le développement du secteur des énergies renouvelables représente l'idée de technologies

orientées vers le futur, de nouvelles voies vers un mix énergétique durable, la création de l'emploi et pour la combinaison de visions d'innovations et de croissance verte.

### **3.2. Accords internationaux**

Les raisons ne manquent pas pour passer enfin des énergies fossiles vers les énergies renouvelables et pour améliorer les politiques d'économies d'énergie. Consommer moins et mieux : les raisons d'agir sont nombreuses, et la transition est plus que jamais d'actualité. La communauté internationale a adopté cette idée dans plusieurs accords internationaux, y compris les Objectifs de Développement Durable (ODD), la COP21 à Paris et Habitat III.

#### **3.2.1. Les Objectifs de Développement Durable (ODD)**

Lors du Sommet sur le développement durable, tenu en septembre 2015 à New York, les 193 États Membres de l'Organisation des Nations Unies ont adopté officiellement un nouveau programme de développement durable intitulé "Transformer notre monde : le programme de développement durable à l'horizon 2030". Ce programme contient 17 objectifs et 169 cibles dans les secteurs sociaux, économiques et environnementaux du développement durable. Ce programme universel, intégré et vecteur de transformation vise à stimuler des mesures qui permettront de mettre fin à la pauvreté et de construire un monde plus durable au cours des quinze prochaines années. Il s'appuie sur les succès des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD), qui ont été adoptés en 2000 et ont guidé l'action en matière de développement ces quinze dernières années (NU, 2016).

Les objectifs et les cibles guideront l'action à mener au cours des prochaines années dans des domaines qui sont d'une importance cruciale : l'humanité, la planète, la prospérité, la paix et les partenariats (FAO, 2016).

#### **3.2.2. Accord de Paris sur le climat**

Pour mettre un terme aux conséquences négatives des changements climatiques, les 196 Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques ont adopté l'Accord de Paris, le 12 décembre 2015, à la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques qui se tenait en France. Cet accord a pour objectif de stabiliser le réchauffement climatique dû aux activités humaines à la surface de la Terre nettement en dessous de 2°C d'ici à 2100 par rapport à la température de l'ère préindustrielle (période de

référence 1861-1880) et de poursuivre les efforts pour limiter ce réchauffement à 1.5°C (Voir Chapitre 1 page 18).

### **3.2.3. Habitat III : Développement urbain durable**

Habitat III était le premier grand événement mondial qui porte sur des sujets qui recouvrent la réalisation des Objectifs du développement durable (ODD), notamment de l'ODD 11 (Villes et Communautés durables) et la mise en œuvre des engagements de la COP 21 sur le dérèglement climatique. La communauté internationale a adopté le nouveau programme pour les villes. Ce programme fixe un nouveau cadre mondial en matière de développement urbain durable et permet de repenser la manière dont nous organisons, gérons nos villes et y vivons (NU, 2017). A travers ce programme, les dirigeants internationaux se sont engagés à (HabitatIII, 2016):

- Transformer les villes et en faire des moteurs de lutte contre la pauvreté et l'exclusion;
- Développer l'attractivité économique pour qu'elle bénéficie à tous;
- Protéger l'environnement et lutter contre le changement climatique.

La prise en compte des enjeux environnementaux et climatiques doit être une priorité. Habitat III devra donc favoriser un développement urbain résilient et sobre en carbone, et promouvoir les transitions vers des villes économes et respectueuses de l'environnement.

De nombreux pays seront déjà en train de travailler pour mettre en œuvre les engagements mondiaux liés à la protection de l'environnement et la stratégie globale pour la transition énergétique.

### **3.3. Expériences mondiales : Présentation de trajectoires de transition énergétique**

Le principal objectif de la politique énergétique et climatique au 21<sup>ème</sup> siècle est de créer un système durable d'approvisionnement énergétique, c'est à dire dans lequel les émissions de GES seront réduites de façon notable, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Cela doit s'inscrire dans des stratégies de transition énergétique qui nécessite un équilibre adéquat entre objectifs environnementaux, attentes sociales et impératifs économiques. Les stratégies de transition énergétique en débat ou en voie de mise en œuvre au sein de quelques pays sont les suivant:

### 3.3.1. En Europe

#### a. Allemagne

L'*Energiewende*, concept initialement progressif de transition énergétique fondé sur la recherche d'un approvisionnement en énergie respectueux de l'environnement, renforçant la sécurité et la compétitivité du pays, formalisé en septembre 2010, a été revu et radicalisé au lendemain de la décision de l'Allemagne de sortir du nucléaire à l'horizon 2022. Le tournant énergétique (*Energiewende*), correspond à un objectif de réduction de 50 % de la consommation en énergie primaire et à l'accroissement de la part des énergies renouvelables jusqu'à 60 % dans la consommation finale à l'horizon 2050. D'ici à 2030, 400 milliards d'euros seront nécessaires pour financer l'*Energiewende* (Kurt, 2014 ; Craig, Martin, 2015).

#### b. Espagne

Structurellement exposée à la hausse des prix des énergies fossiles et engagée dans un ambitieux programme de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre, l'Espagne fut l'un des premiers pays européens à se lancer dans le développement massif des énergies renouvelables à partir du milieu des années 2000. Mais, nul concept ou texte législatif fondateur ne permet d'éclairer simplement l'intention stratégique du pays en matière de transition énergétique. La trajectoire de transition énergétique amorcée au milieu des années 2000, et formalisée à travers la doctrine de la *Sostenibilidad Energética* en 2007, est à l'arrêt. Fondé sur la réduction de la dépendance aux importations en énergies fossiles et le développement d'un leadership mondial dans les énergies renouvelables, le projet de transition énergétique espagnol échoue sur les dysfonctionnements du secteur électrique qui ont conduit à un déficit tarifaire record. Le déficit tarifaire du système électrique espagnol résultant du fort niveau de soutien aux énergies renouvelables (augmentation de 497 % en 8 ans) et de son non financement initial par le consommateur particulier, aboutit à une dette cumulée entre 2005 et 2013 de + 26 milliards d'euros (Kurt, 2014).

#### c. Royaume-Uni

Le *Climate Change Act* de 2008, complété par le *UK Low Carbon Transition Plan* de 2009, ont fondé la plus ambitieuse des politiques de décarbonisation de l'économie observée en Europe. Cet objectif s'est ultérieurement traduit par un ensemble de mesures visant à réformer le secteur électrique, avec en ligne de mire la sortie du charbon. Ce processus



législatif est en passe de se conclure à travers l'introduction depuis novembre 2012 du paquet légal énergie ; *Energy Bill*; auprès des chambres parlementaires. Positionné en leader mondial sur le changement climatique avec des objectifs ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-80 % à l'horizon 2050 par rapport à l'année 1990), le Royaume-Uni s'efforce de repenser la décarbonisation de l'économie à long terme, en s'appuyant sur des mécanismes de marché et la recherche d'un prix plancher du carbone. Les principaux investissements programmés visent avant tout à combler le déficit d'investissement dans le secteur électrique, estimé à +130 milliards d'euros d'ici à 2020-2030, principalement à travers la sortie du charbon, le développement de cycles combinés à gaz et la relance du nucléaire dans la prochaine décennie, avec une option désormais ouverte pour un recours aux gaz de schiste (Kurt, 2014).

#### **d. Danemark**

Le Danemark est aujourd'hui le pays le plus avancé en Europe et au monde dans la voie d'une transition intégrale de son système énergétique national vers l'autonomie renouvelable totale qu'il s'est fixée démocratiquement pour l'horizon 2050. Dès le premier choc pétrolier de 1974, il a planifié sa structure énergétique à travers l'élaboration contradictoire, la mise en place et le retour d'analyse-bilan critique de Plans Énergie successifs visant à éliminer progressivement les usages des énergies fossiles et nucléaire par un recours massif aux énergies renouvelables et un développement systématique des structures à grande efficacité.

Aujourd'hui, grâce à la structure énergétique qu'il s'est ainsi forgée, le Danemark est l'un des tout premiers pays au monde en termes de consommation d'énergie renouvelable et de production d'énergie éolienne par habitant, de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de recyclage des déchets, de réseaux intelligents. Arrivé à un stade de sa transition où la pénétration des énergies renouvelables atteint des proportions très élevées (54.7 % de l'électricité en 2014, dont 43 % variables), le Danemark doit maintenant mettre en place de manière pragmatique un nouveau développement planifié du Smart Energy System (ensemble de réseaux intelligents de chaleur, de froid, de gaz, d'électricité) élaboré par des chercheurs, pour assurer progressivement la pénétration massive et généralisée des énergies renouvelables dans les structures de production, distribution et stockage d'énergie du Danemark et atteindre ses objectifs officiels : 50 % d'électricité éolienne, 40 % de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2020, élimination totale des énergies fossiles dans la production de

chaleur et d'électricité en 2035 ; 100 % d'énergie renouvelable en 2050 (Laroche Lambert, 2016).

### **e. France**

En novembre 2012, le Débat National sur la Transition Énergétique (DNTE) est lancé. Le DNTE se déroule après une longue série de débats et lois nationaux (débat Souviron en 1995, le débat Besson en 2003 qui a abouti à la Loi POPE en 2005 ainsi qu'un débat sur le nucléaire 2006, le Grenelle I en 2009, le Grenelle II en 2010). En 2015, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) publiée au Journal Officiel, ainsi que les plans d'action qui l'accompagnent visent à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif.

Les principaux objectifs chiffrés de la politique énergétique française sont (MGV, 2015):

- Division par quatre des émissions de GES en 2050 par rapport à 1990 (et réduction de 40 % en 2030);
- Réduction de la consommation finale d'énergie de 50 % en 2050 par rapport à 2012 (et réduction de 20 % en 2030);
- Diversification de la production d'électricité pour passer la part du nucléaire à 50 % en 2025;
- Passage de 14 % à 32 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie en 2030.

### **3.3.2. Au pays du Maghreb**

Il convient de préciser que les pays du Maghreb ont mis en place, à des dates différentes, des programmes ambitieux pour le développement des énergies renouvelables et de maîtrise de l'énergie dans les différents secteurs consommateurs.

#### **a. Tunisie**

La Tunisie a engagé en juin 2013, pour la première fois de son histoire, un débat national sur sa politique énergétique. Ce débat a mobilisé la réflexion de l'ensemble des parties prenantes (secteurs public et privé, société civile, experts, régions, ...) sur les choix

stratégiques à adopter durant les deux prochaines décennies. Les résultats de ce débat montrent que la Tunisie doit s'engager pleinement dans une transition énergétique basée sur une refonte des modes de production, de transformation et de consommation d'énergie de façon à renforcer sa sécurité d'approvisionnement énergétique, préserver la compétitivité de son économie et protéger l'environnement. La stratégie de la transition énergétique sur la voie de laquelle plusieurs pays se sont déjà résolument engagés, ne porte pas seulement sur des aspects techniques et économiques, voire de comportement, mais plus profondément sur la conception même des systèmes énergétiques (ANME, 2014).

Les objectifs de la stratégie de maîtrise de l'énergie en Tunisie sont les suivants:

- Une réduction de la demande d'énergie primaire de 17% en 2020 et 34% en 2030, par rapport au scénario tendanciel;
- Une part des énergies renouvelables hors biomasse dans la consommation finale de 7% en 2020 et 12% en 2030;
- Une réduction des émissions de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) de 48% en 2030.

## **b. Maroc**

Les enjeux énergétiques du pays sont majeurs: le Maroc doit répondre à des besoins croissants en énergie, réduire sa dépendance aux énergies fossiles et limiter son empreinte carbone. Le Maroc s'est engagé depuis 2009 dans une politique de transition énergétique et une profonde réforme de son système énergétique. Elle vise à garantir la sécurité énergétique du pays, à réduire la consommation d'énergie, à diversifier les sources d'approvisionnement par l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité du pays (hydraulique, éolien, solaire, biomasse et d'autres ressources propres dans le futur) (GIZM, 2016).

Pour concrétiser sa démarche, le pays dispose de nombreux atouts : un ensoleillement de 300 jours par an ; des vents dont la vitesse atteint une moyenne de 9m/s dans les régions du littoral notamment, et des ressources hydriques non négligeables (COP22, 2016). Le Maroc a ouvert les chantiers qui lui permettront de concrétiser sa vision avec des objectifs chiffrés :

- Porter la part des énergies renouvelables à 42% du mix énergétique du pays à l'horizon 2020; dont 14% provenant du solaire, 14% de l'éolien et 14% de l'hydraulique, et à 52% à l'horizon 2030, dont 20% à partir du solaire, 20% de l'éolien et 12% hydro;

- Réduire sa dépendance énergétique qui dépassait les 98% en 2009, à moins de 82% en 2030;
- Réduire la consommation énergétique nationale de 25% à l'horizon 2030; diminuer la consommation énergétique de 20% dans le secteur du bâtiment et de 35% dans le secteur du transport, et à réduire l'intensité énergétique de 2.5% dans le secteur de l'industrie et de 0.2% dans celui de l'agriculture et de la pêche maritime;
- A terme, l'intégration des énergies renouvelables permettra d'éviter l'émission de 3.7 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an.

### **3.3.3. Coopération internationale entre pays: Partenariat énergétique**

Pour atteindre les objectifs de la transition énergétique, une coopération multi-échelles entre les pays avancés et les pays qui s'engagent dans un processus de transition énergétique sera nécessaire afin d'accélérer la mise en œuvre des politiques d'amélioration de l'efficacité énergétique et la promotion des énergies renouvelables (Saadi N, Miketa A, 2015). Dans ce contexte, la coopération régionale est appelée à se bâtir progressivement sur une vision à long terme et des axes stratégiques communs à travers :

- Un renforcement du dialogue, de l'échange d'information et de connaissances;
- L'harmonisation des politiques et du cadre réglementaire;
- La mise en œuvre de projets communs.

Le partenariat énergétique international se focalisera notamment sur les thèmes suivants:

- Faire avancer la transition énergétique globale;
- Transfert de savoir faire (échange entre les instituts de recherche) et acquisition technologique;
- Renforcement de la capacité de pilotage et de coordination du partenaire politique.

### **3.4. Les signaux mondiaux de la transition énergétique**

À Paris, les dirigeants du monde entier approuvaient un accord universel sur le climat, ouvrant ainsi la voie à la transition du système énergétique mondial vers un nouveau modèle propre et durable. Nombreux sont les signaux démontrant que la transition énergétique mondiale est en marche tels que:

### **3.4.1. Croissance des énergies renouvelables**

À l'occasion de la publication de ses données sur les émissions globales de CO<sub>2</sub> issues de l'énergie, l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA, 2016b) a montré que l'électricité produite par les énergies renouvelables joue un rôle de plus en plus important dans la diminution des émissions liées à l'énergie : les renouvelables ont représenté 90 % de la nouvelle génération d'électricité en 2015. L'énergie éolienne à elle seule représente plus de la moitié de cette nouvelle génération. Cette part des renouvelables a connu un développement exponentiel ces dernières années, passant de 50 % en 2014 à 90 % de la nouvelle électricité en 2015 (IRENA, 2016a).

### **3.4.2. Chute des coûts des technologies solaires**

Selon l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA), le prix des modules solaires photovoltaïques présente une vitesse d'apprentissage entre 18 % et 22 %. Le solaire PV se déploie rapidement, avec une augmentation de 40 % de capacités cumulatives installées en 2012 et en 2013, et d'environ 30 % en 2014 et en 2015. En conséquence, le prix des modules PV a chuté de 80 % entre la fin de l'année 2009 et la fin de l'année 2015, menant à la création d'un marché que des mesures politiques adéquates pourraient stimuler dans les années à venir (IRENA, 2016b).

### **3.4.3. Augmentation de nombre d'emplois dans les renouvelables**

D'après l'IRENA, l'emploi dans les renouvelables a augmenté de 5% dans le monde en 2015, en atteignant le chiffre de 8.1 millions. Le nombre total d'emplois dans les renouvelables continue d'augmenter et contraste avec d'autres marchés où l'emploi est en berne. Le solaire photovoltaïque était le plus important vivier d'emplois avec 2.8 millions d'emplois dans le monde. L'Asie compte pour 60% d'entre eux. Le top cinq des employeurs dans les renouvelables sont la Chine, l'Union européenne, le Brésil, les États-Unis, et l'Inde (Lucas et al., 2016)

### **3.4.4. La Chine: le plus grand investisseur dans les énergies renouvelables**

D'après le rapport annuel de REN21, la Chine est le leader mondial en termes de capacités totales en renouvelables (avec des investissements records qui ont atteint 102.9 milliards USD fin 2015) comprenant le solaire photovoltaïque, le chauffage de l'eau par le

solaire, les énergies éolienne et géothermique. Le pays est le premier employeur mondial dans le secteur des renouvelables, avec un total de 3.5 millions d'emplois. Le Danemark, l'Allemagne, la Suède, l'Espagne et le Portugal constituent le top 5 des champions mondiaux des renouvelables de par leur capacité de production électrique renouvelable totale par habitant (REN21, 2016).

### **3.4.5. L'Afrique: le plus grand marché de solaire domestique hors réseaux**

L'Afrique subsaharienne a atteint les 1.37 million d'unités d'installations solaires domestiques hors réseau vendues en 2015. Malgré ce record, l'accès à l'énergie renouvelable demeure un des principaux défis de la région pour les années à venir. 53 % de l'Afrique subsaharienne n'a pas accès à l'électricité. Membre de l'Initiative Énergies Renouvelables Afrique (AREI), la région subsaharienne vise 10 GW de capacités en renouvelables d'ici 2020 et 300 GW d'ici 2030. Quatre pays d'Afrique figurent au Top5 de l'éclairage solaire (REN21, 2016).

### **3.4.6. Déclin de l'industrie de charbon**

Afin de maintenir l'augmentation de la température en dessous de 2°C, deux tiers des réserves prouvées de combustibles fossiles doivent rester dans le sol. De plus en plus de signes encourageants montrent que la combustion non régulée de carburants nocifs pour l'environnement est en train d'atteindre ses limites dans le monde. Depuis 2010, deux projets sur trois de construction de centrales à charbon ont été mis en arrêt ou complètement abandonnés et le reste achevé. La chute de la consommation de charbon en Chine, en Europe et aux États-Unis au cours des dernières années combinée aux signes apparents du déclin du marché du charbon aura bientôt des impacts au niveau mondial, sur les émissions aussi bien que sur l'industrie. En 2016, le géant américain Peabody Energy, première entreprise charbonnière mondiale, a déposé le bilan. Au total, les charbonniers américains ayant déposé le bilan en 2016 ont perdu 30 milliards USD en valeur boursière depuis 2010. En 2015, un rapport de Wood Mackenzie révélait que 33 % des mines de charbon du Queensland (Australie), dont 50 mines de charbon thermique, étaient en perte de vitesse. La production chinoise de charbon a par ailleurs connu une chute spectaculaire de 9.7 % au premier semestre 2016 (WWF, 2016).

### **3.4.7. Stagnation des émissions de CO<sub>2</sub>**

Les premières données de l'AIE sur les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en 2016 montrent que ces émissions se sont maintenues à 32.1 milliards de tonnes en 2015, marquant une stagnation pour la deuxième année consécutive. Le lien entre la croissance économique mondiale, qui s'est elle poursuivie, et les émissions liées à l'énergie est vraisemblablement en train de s'affaiblir. Des améliorations dans l'efficacité énergétique, le développement des renouvelables tiré par l'éolien et la baisse de la consommation de charbon des deux plus gros émetteurs mondiaux sont identifiés par l'AIE comme les principaux facteurs de cette tendance (IEA, 2016b).

### **3.4.8. Amélioration de l'intensité énergétique mondiale**

L'amélioration de l'efficacité énergétique et les économies d'énergie constituent un pilier essentiel de la transition énergétique. Les efforts mondiaux en ce domaine peuvent être mesurés grâce à l'intensité énergétique reliant la croissance économique et la consommation d'énergie. Selon le rapport "Sustainable Energy for All", des progrès en matière d'intensité énergétique ont mené à une chute de 1.7% par an sur la période 2010-2012. C'est un meilleur taux que celui de la décennie précédente, mais il n'est pas encore suffisant pour atteindre l'objectif énergie durable pour tous de 2.6 % par an. Cette tendance récente a essentiellement été tirée par des pays à haut revenu (de 1.5 % par an sur 2000-2010 et 2.6 % sur 2010-2012) (Yumkella, 2015).

### **3.4.9. Efficacité énergétique dans les transports**

L'électrification du secteur des transports s'est développée en 2016, permettant une intégration des énergies renouvelables sous forme d'électricité pour les trains, les tramways ainsi que les véhicules électriques à deux et à quatre roues. L'intérêt politique pour la mobilité électrique a augmenté suite à l'accord de Paris de 2015, qui a suscité un débat plus large sur l'accélération de l'électrification du secteur. IEA Global EV Outlook rapporte que, en 2016, plus de 2 millions de véhicules électriques étaient sur les routes, soit une augmentation de 60% par rapport à l'année 2015, qui représentait environ 1% des ventes mondiales de voitures particulières (IEA, 2017). Les cinq premiers pays pour le déploiement total de véhicules électriques sont la Chine, les États-Unis, le Japon, la Norvège et les Pays-Bas; ensemble, ils représentaient 78% des ventes mondiales de l'année (KPMG, 2017).

### **3.4.10. Réflexion sur l'avenir de l'énergie nucléaire**

Les événements récents de Fukushima ont mis en lumière des questions de fond qui doivent être prise en compte pour analyser la position de l'énergie nucléaire dans le mix énergétique à venir. En 2016, la production mondiale d'électricité a augmenté de 16 % pour l'éolien et de 30 % pour le solaire, contre 1.4 % pour le nucléaire. La hausse de la production éolienne était de 132 TWh et de 77 TWh pour le solaire, respectivement 3.8 et 2.2 fois celle du nucléaire. Le rôle de l'énergie nucléaire sur les marchés mondiaux est tout simplement trop réduit, et il est prévu au cours de la prochaine décennie, de mettre davantage de centrales hors service que d'en mettre en service. Le nombre de réacteurs en construction est en baisse pour la quatrième année consécutive, passant de 68 à la fin 2013 à 53 mi-2017, dont 20 en Chine. La nouvelle politique énergétique annoncée par les différents états producteurs du nucléaire vise à établir un système énergétique sobre en carbone, durable, stable, de haute qualité et économiquement efficace grâce à une réforme énergétique et énergétique, et atteindre l'objectif d'un pays sans nucléaire (Mykle et al., 2017).

## **4. Pourquoi préparer l'après pétrole en Algérie?**

La majeure partie de l'énergie que nous consommons aujourd'hui est polluante, coûteuse et provient de ressources fossiles qui diminuent. La transition énergétique vise à préparer l'après-pétrole et à instaurer un nouveau modèle énergétique algérien, plus robuste et plus durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de la protection de l'environnement.

Pour justifier l'indispensable de la transition énergétique en Algérie, et après présenter la situation énergétique algérienne dans le chapitre précédent, nous proposons de présenter des chiffres clés sur la maîtrise de l'énergie est de fournir, à travers une multitude d'indicateurs, un aperçu sur les principaux impacts de la politique énergétique actuelle.

### **4.1. Indicateurs socioéconomiques**

Les indicateurs ne sont pas seulement des données; ils vont au-delà des statistiques de base pour apporter une compréhension plus profonde des principales questions et mettre en évidence d'importantes relations que les statistiques de base ne font pas apparaître de manière évidente. Ce sont des outils essentiels pour faire connaître aux décideurs et au public les questions énergétiques liées au développement durable, et pour promouvoir un dialogue



institutionnel. Chaque ensemble d'indicateurs illustre des aspects ou des conséquences de la production et de l'utilisation d'énergie. Globalement, ils donnent une image claire de l'ensemble du système, y compris des relations et des arbitrages entre diverses dimensions du développement durable, ainsi que des implications à plus long terme des décisions et comportements actuels (AIEA, 2008).

L'élaboration, des indicateurs énergétiques nationaux s'inscrit dans le cadre de la mise en place d'une analyse pédagogique, transparente et neutre, qui invariablement repose sur l'observation, la collecte et l'analyse des données.

L'ensemble des indicateurs figurant ont été élaborés à partir des données énergétiques et économiques proviennent de nombreuses sources des organisations nationales; les principales sont cependant:

- Les bilans énergétiques nationaux publiés annuellement par le Ministère de l'Energie (Ex. Ministère de l'Energie et des Mines), qui comprennent de nombreuses séries des données sur la production, la transformation, la consommation d'énergie, par source et par secteur, rassemblé sous forme des tableaux (MEM, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, ME, 2014, 2015a, 2016a);
- Les rapports mensuels, les bulletins et les annuaires des statistiques de la SONELGAZ, qui regroupe des détails sur l'évolution dans le temps de la puissance installée et la production de l'électricité (Sonelgaz, 2013, 2016);
- L'Office National des Statistiques (ONS), qui propose un accès gratuit en ligne à diverses bases des données très complètes, et notamment, le PIB, population...etc. (ONS, 2017, 2015);
- L'Agence Internationale de l'Energie (AIE), présente des informations très détaillées sur les émissions de CO<sub>2</sub> à partir de la combustion des carburants dans le monde, qu'elle fournit librement sous forme des tableaux, contrairement aux bilans énergétiques qui ne sont pas accessibles gratuitement (IEA, 2010, 2011, 2012, 2010, 2014, 2015, 2016b).

#### **4.1.1. Economie et population**

Le PIB est l'indicateur le plus global de l'économie d'un pays et il représente la valeur de marché totale de tous les biens et services produits dans un pays, au cours d'une année

donnée. En 2015, la population est de 39.96 Millions d'habitants, la consommation d'énergie finale rapportée à la population est de 1.06 tep/hab. Toutefois, la consommation d'énergie totale rapportée au produit intérieur brut, conduit à une intensité énergétique de 0.0025tep/1000DA.

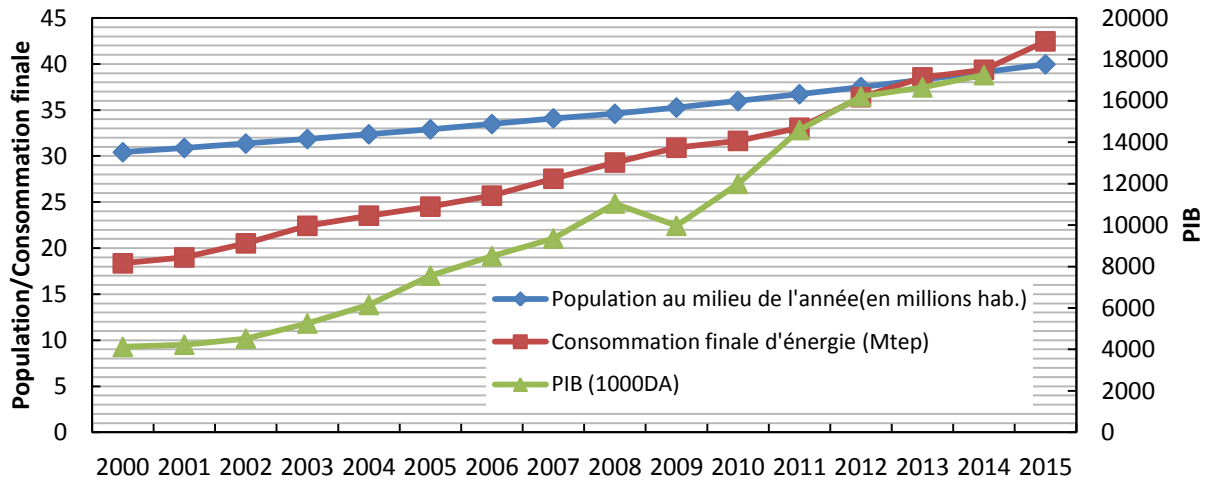


Figure 2.1 : Evolution comparée de la consommation finale d'énergie, du PIB constant et de la population (2000/2015).

Entre 2000 et 2015, la consommation finale a connu un Taux de Croissance Annuel Moyen (TCAM) de 5.77 % pour atteindre 42.45 Mtep en 2015. Ceci est le résultat de plusieurs facteurs tels que : la croissance démographique, le changement des modes de vie, la croissance économique, le changement socio-économique, etc. Toutefois, la valeur ajoutée a enregistré une augmentation sur la même période avec une évolution annuelle moyenne de 11.12%.

#### 4.1.2. Chute des cours des hydrocarbures

La chute du pétrole est l'un des grands événements qui marqueront l'année 2015. L'Algérie se retrouve encore une fois confrontée à une crise pétrolière provoquée par la chute inattendue des cours du brut qui, d'environ 112.92\$ le baril en 2011, est tombé à près de 42.33 \$ à la fin de Avril 2016, ils ont perdu près de 50%.

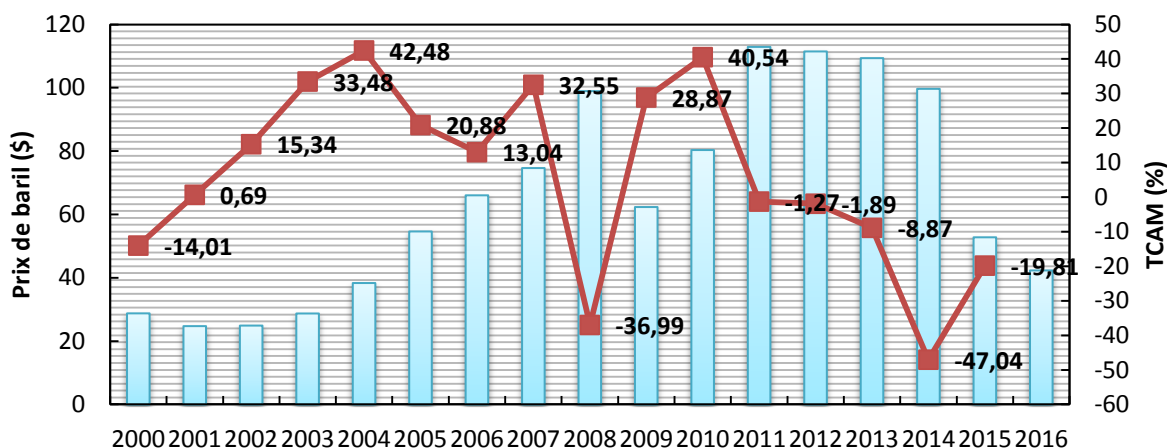


Figure 2.2 : Cours du pétrole Algérien (Sahara Blend) 2000-2016 (OPEC, 2016).

La chute des cours du pétrole depuis 2015, a eu un impact notable sur l'économie algérienne, fortement dépendante des hydrocarbures, notamment à travers un creusement des déficits budgétaire et extérieur. En effet, le déficit budgétaire a atteint 20% du PIB en 2015, tandis que celui du compte courant a presque triplé pour se chiffrer à 16% du PIB. Le secteur réel sur lequel l'impact a été limité, a enregistré un taux de croissance du PIB réel estimé à 3.9% en 2015, tiré par l'agriculture et un rebond des hydrocarbures (BfAD, 2017).

Les prix du pétrole étant incertains, et si la tendance actuelle persistait, l'Algérie risquerait, dès 2020, soit d'ici trois ans, de connaître un creusement de son déficit budgétaire, une augmentation de sa dette publique qui, aujourd'hui équivaut au trois quarts de son PIB, une augmentation de son taux de chômage, notamment au sein des jeunes, une extension des points d'intérêts, avec davantage d'écart dans les prix de l'équilibre budgétaire.

## 4.2. Indicateurs énergétiques à dimension macroéconomique

### 4.2.1. Taux de dépendance énergétique

Le taux de dépendance énergétique est un indicateur qui mesure le degré de la dépendance énergétique de l'Algérie par rapport à l'étranger. Il est donné comme suit :

$$IDE = 1 - (PTE/CIB) \quad (2.1)$$

*IDE* Indicateur de la dépendance énergétique (%);

*PTE* Production Totale de l'Energie (Mtep);

CIB Consommation Intérieure Brute (Mtep).

Il nous permet de clarifier le besoin énergétique à combler hors production par rapport à la consommation intérieure brute. Le graphique ci-dessous montre l'évolution de cet indicateur entre 2000 et 2015.

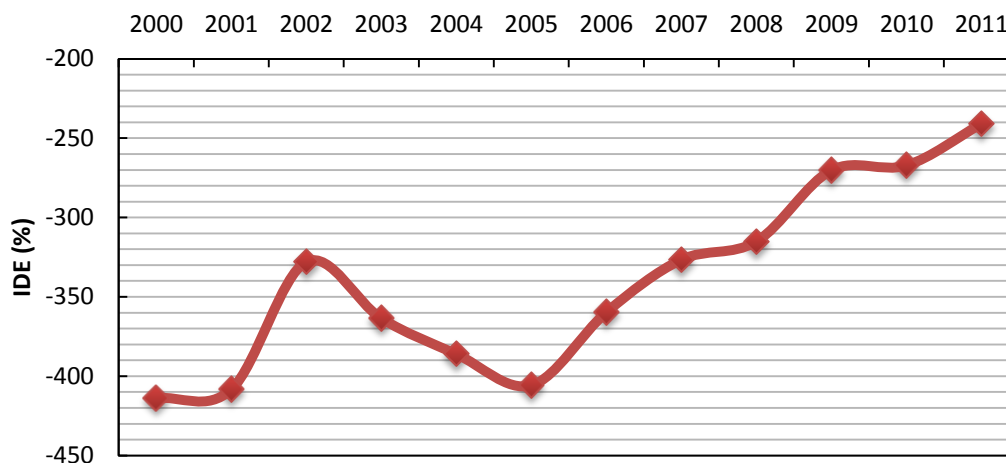


Figure 2.3: Evolution de l'Indicateur de la Dépendance Energétique (IDE) 2000-2015.

Durant les années entre 2000 et 2007, l'Algérie, et vu son développement économique accéléré, a connu une progression conséquente de sa consommation énergétique, soit près de 50% entre 2000 et 2015. Cette forte progression a conduit à une augmentation de sa capacité de production qui est passée de 153 224 ktep en 2000 à 178 035 ktep en 2007, soit un TCAM de (16.2%) liées à l'exploitation de nouveaux gisements découverts par la SONATRACH. Entre 2008 et 2015, l'Algérie a connu une baisse de sa capacité de production d'environ 20.36 Mtep. Devant une production énergétique locale très forte qui dépasse 400% entre 2000 et 2015 par rapport à la consommation intérieure brute, la dépendance énergétique est très faible.

#### 4.2.2. Intensité énergétique primaire (IEP)

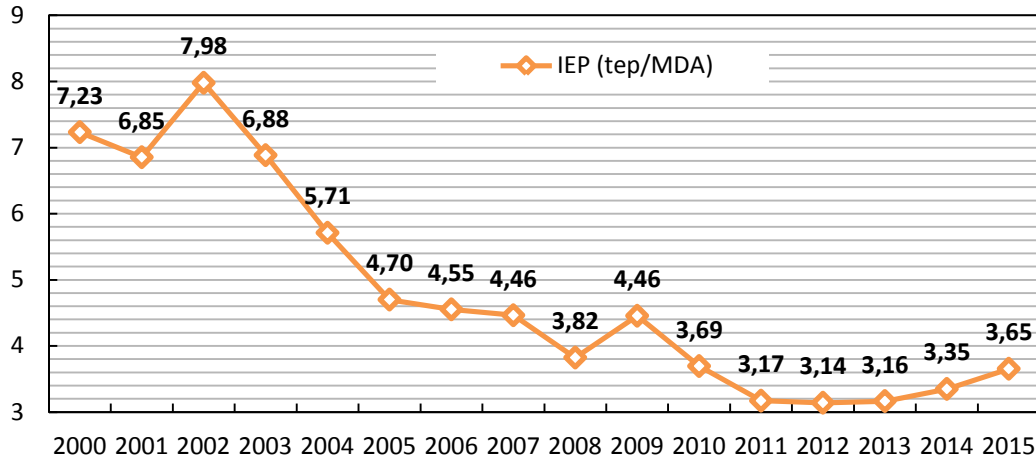
L'intensité de l'énergie primaire (IEP) est un ratio qui mesure l'efficacité énergétique au niveau de l'économie entière. Une hausse de cet indicateur signifie qu'on consomme plus pour produire une unité de valeur ajoutée (prix courant). Il donne une idée sur le niveau de déprédation de l'énergie dans le processus de la production de la valeur ajoutée. C'est un rapport de la consommation intérieure brute (production primaire + importations – exportations – variation des stocks (chez les producteurs et les consommateurs) – soutages) et le PIB, il est donné en tep/Million DA.

$$IEP = CIB/PIB \quad (2.2)$$

*IEP* Intensité Energétique Primaire (tep/Million DA);

*PIB* Produit Intérieur Brut (Million DA).

Traçant la courbe d'évolution de cet indicateur depuis 2000 à 2015, le graphe est comme suit :



**Figure 2.4 :** Evolution de l'Intensité Energétique Primaire (IEP) 2000-2015.

L'Intensité Energétique Primaire (IEP) a enregistré une moyenne annuelle d'évolution de -3.8 %. Nous distinguons une tendance baissière de l'IEP d'environ 48.6 %, où elle est passée de 7.23 tep par million de DA en 2000 à 3.65 tep par million de DA en 2015.

Cette efficacité croissante de l'économie résulterait des programmes d'efficacité énergétique en parallèle avec la croissance économique, afin de réduire les déperditions énergétiques par une réduction des pertes et l'amélioration de procédés industriels, surtout au niveau de la phase de transformation.

#### 4.2.3. L'intensité énergétique finale (IEF)

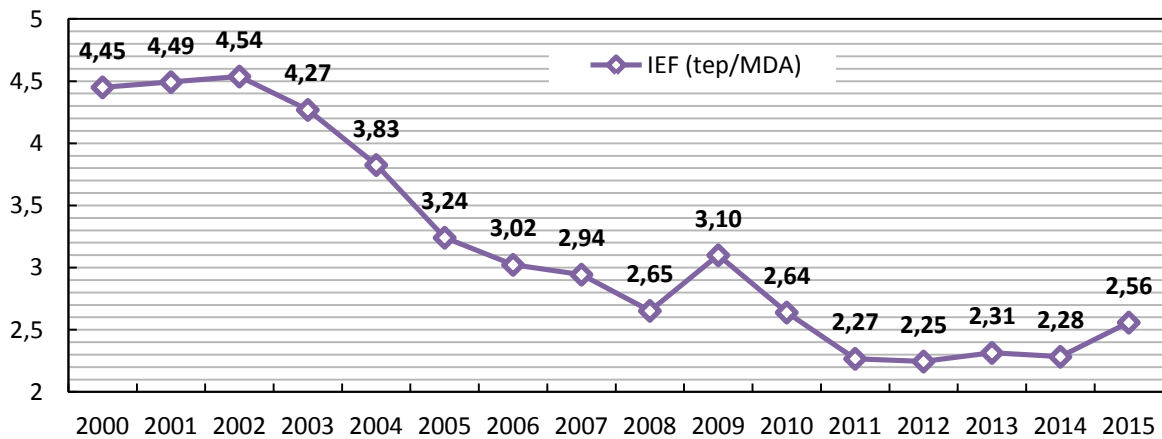
L'intensité de l'énergie finale (IEF) est un indicateur qui mesure l'efficacité énergétique de notre économie concernant la consommation finale énergétique dispatchée par la suite sur les différents secteurs économiques. Elle résume l'information sur l'énergie finale consommée par unité de valeur ajoutée dans notre territoire, donc une hausse de cet indicateur signifie que les secteurs consomment plus pour produire une unité de valeur ajoutée (DA courant). C'est un rapport de la consommation finale de l'énergie et le PIB, il est donné en tep/MDA.

$$IEF = \frac{CFE}{PIB} \quad (2.3)$$

*IEF* Intensité de l'Energie Finale (tep/Million DA);

*CFE* Consommation Finale de l'Energie (tep).

D'après la série de données disponible entre 2000 et 2015, nous traçons les valeurs de l'intensité de l'énergie finale dans le temps, les résultats sont illustrés sur la figure suivante:



**Figure 2.5 :** Evolution de l'intensité de l'énergie finale tep/MDA.

D'après la figure (2.5), nous distinguons plusieurs tendances haussières et baissières de l'indice de l'intensité de l'énergie finale. Entre 2000 et 2002, nous observons une faible fluctuation de l'intensité énergétique, puis une forte diminution entre 2003 et 2012 passant de 4.27 à 2.25 tep/MDA, durant cette période nous remarquons une légère augmentation en 2009 (3.1tep/MDA), avant d'accroître jusqu'à 2.6 tep/MDA en 2015. La croissance importante durant les 4 ans dernières années est expliquée par une forte consommation finale de l'énergie finale et liée à la croissance de la population (1.76 %) et aux flux du transport.

L'Algérie est appelé à améliorer son intensité d'énergie à travers, notamment, l'adoption de politique de maîtrise de l'énergie (efficacité énergétique et énergies renouvelables), et la diversification de la structure du PIB et le développement de la part des activités à faible contenu énergétique comme les industries à forte valeur ajoutée et le secteur des services.

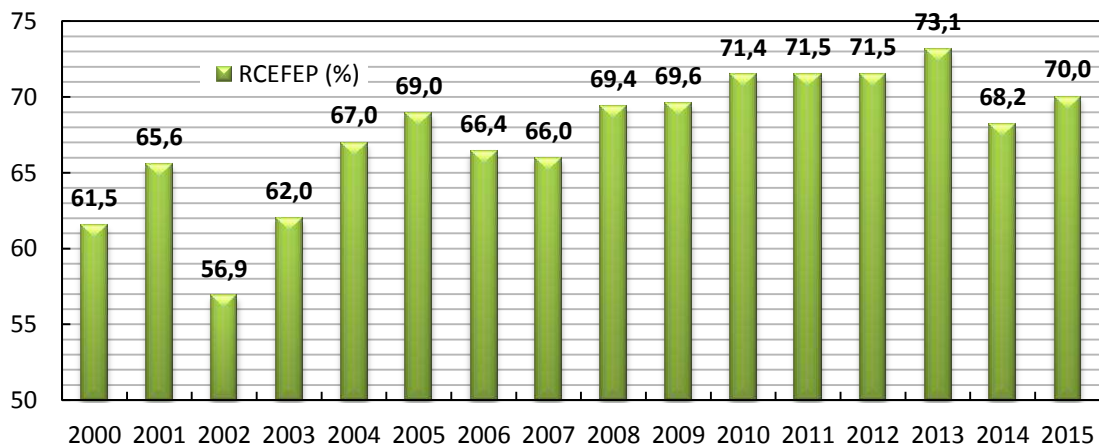
#### 4.2.4. Ratio de la consommation d'énergie finale en énergie primaire

Ce ratio correspond au rapport de la consommation finale de l'énergie sur la consommation intérieure brute, il permet de savoir à quel degré la transformation est rentable. Plus cet indicateur est proche de 1, plus notre transformation énergétique a moins de pertes.

$$RCEFEP = CFE / CIB \quad (2.4)$$

*RCEFEP* Ratio de la Consommation d'Energie Finale en Energie Primaire (%)

Entre 2000 et 2015, le ratio de la consommation d'énergie finale en énergie primaire a montré une faible fluctuation, une moyenne qui atteint 67.4% comme illustré dans le graphe ci-dessous:



**Figure 2.6 :** Ratio de la consommation d'énergie finale en énergie primaire 2000-2015.

Nous pouvons dire qu'une augmentation de la consommation primaire engendre une augmentation de la consommation finale puisque cette dernière n'est que la consommation primaire déduite des pertes de transformation, des pertes sur le réseau, de la consommation de la branche énergie, des échanges et des transferts et des restitutions.

La phase de transformation est très importante, puisqu'une évolution des processus de transformation au niveau de la raffinerie et des centrales thermiques peut augmenter le rendement et réduire les pertes, et injecter plus d'énergie pour la consommation finale. En Algérie, l'activité de la transformation énergétique inclut entre autres le raffinage, la

cokéfaction du charbon, la liquéfaction du gaz naturel et la génération de l'électricité. Les pertes de la distribution sont plus importantes que les pertes de transport dans le réseau. La superficie du pays 2,381,741 km<sup>2</sup> peut être la première cause de ces pertes puisque l'électricité est distribuée sur tout le territoire algérien, soit un taux d'électrification de 99 %.

Pour avoir un bon passage entre la consommation intérieure brute vers une consommation finale (RCEFEP rapprocher de 1) nécessite une optimisation dans le processus de transformation, surtout au niveau des rendements de la raffinerie et des centrales thermiques.

#### **4.2.5. Intensité Carbone**

Cet indicateur mesure les émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à la production ou à la consommation de l'économie dans son ensemble. Il fournit ainsi des informations sur l'optimisation de l'énergie et donc la réduction des émissions de GES. Cela se traduit par une optimisation des émissions de CO<sub>2</sub> dans le cas où nous avons des émissions de CO<sub>2</sub> stagnantes ou réduites malgré une activité économique en essor.

Correspond au taux d'émissions de CO<sub>2</sub> due à la consommation de l'énergie par rapport à la croissance économique. La forme générale de cet indicateur se présente comme suit :

$$IC = Q_{CO_2} / PIB \quad (2.6)$$

*IC* Intensité carbone (teCO<sub>2</sub>/ 1000DA).

L'allure de l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> entre 2000 et 2014 est décroissante comme la montre la figure ci-dessous:



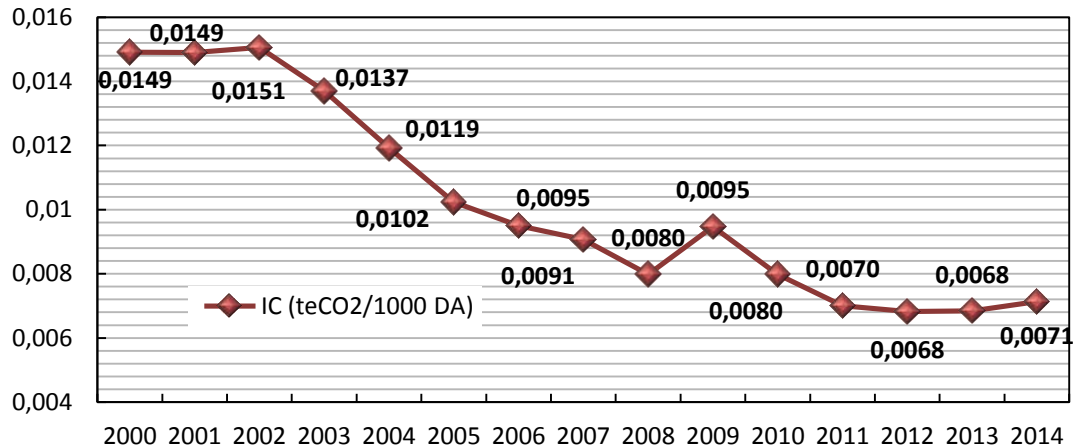


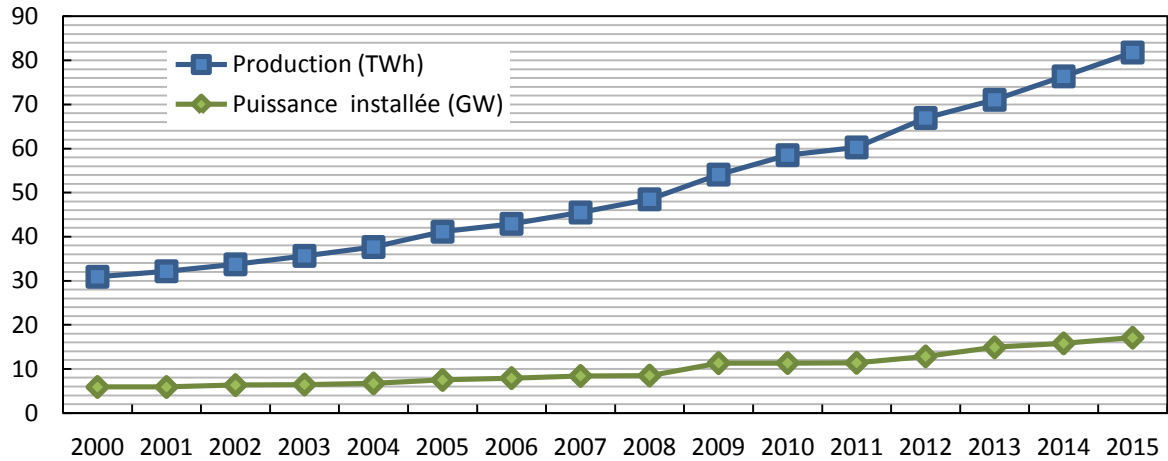
Figure 2.7 : Intensité d'émissions 2000-2014.

L'intensité moyenne des émissions dues aux activités sectorielles est de l'ordre de 0.01teCO<sub>2</sub>/1000DA. Entre 2000 et 2014, l'intensité carbone a baissé en moyenne de 4.7% par an. Toutefois, l'année 2009 a enregistré une hausse de l'IC de 18.72% par rapport à son niveau affiché un an auparavant. En 2014, cette baisse a été en moyenne de 52.18% par rapport à son niveau de 2000.

### 4.3. Indicateurs de transformation d'énergie

#### 4.3.1. Production d'électricité et la puissance installée

En Algérie, l'activité de la transformation énergétique inclut entre autres le raffinage, la cokéfaction du charbon, la liquéfaction du gaz naturel et la génération de l'électricité. En raison de la présence de ressources fossiles (pétrole et gaz naturel), le choix de développement des énergies renouvelables n'a jamais été une priorité pour l'Algérie. Le gaz naturel a cet avantage de produire de l'électricité. Ceci explique la part très faible des énergies renouvelables dans le bilan énergétique, soit 1 % de l'électricité d'origine hydraulique.



**Figure 2.8 :** Evolution comparée de la production de l'électricité et de la puissance installée (2000-2015).

En Algérie, la puissance installée est d'origine fossile thermique. La puissance installée a connu une croissance importante soit un TCAM de 7.63 % entre 2000 et 2015, elle est passée de 5900 MW en 2000 à 17088 MW en 2015 soit une croissance de 189%. Cette évolution importante est due à l'introduction des centrales à cycle combiné.

La production de l'électricité dans le pays est essentiellement à base du gaz naturel, elle ne cesse d'augmenter à un rythme moyen annuel de 6.56% pour toutes sources d'énergie. La production est passée de 25 TWh en 2000 à 64 TWh en 2015 soit une croissance de 158%.

La production de l'électricité au regard du rendement est nettement acceptable, celui-ci n'a cessé de s'améliorer durant la période 2000-2015 pour atteindre 35 % en 2015, suite à l'introduction des centrales à cycle combiné.

#### 4.3.2. Facteur moyen des émissions de CO<sub>2</sub>

Le facteur moyen des émissions de CO<sub>2</sub> est un facteur combinant toutes les sources de l'énergie donnant la quantité globale du CO<sub>2</sub> émise par rapport à la consommation de l'énergie primaire, il est en teCO<sub>2</sub>/tep :

$$FECO_2 = Q_{CO_2} / CIB \quad (2.5)$$

$FECO_2$  Facteur moyen des émissions de CO<sub>2</sub> (teCO<sub>2</sub>/tep);

$Q_{CO_2}$  Quantité totale émise de CO<sub>2</sub> due à l'utilisation de l'énergie (teCO<sub>2</sub>).

Il nous renseigne sur la performance environnementale du secteur de l'énergie. Une diminution de ce facteur entre deux périodes où l'énergie primaire consommée est de 1tep est interprétée comme suit : la première période a connu une plus grande émission de CO<sub>2</sub> que la seconde période en maintenant fixe la quantité d'énergie consommée. Autrement dit, le processus d'utilisation de l'énergie dans le secteur énergétique dans la première période est plus polluant que dans la seconde.

L'allure du facteur moyen des émissions de CO<sub>2</sub> entre 2000 et 2014 est fluctuante comme la montre la figure ci-dessous:

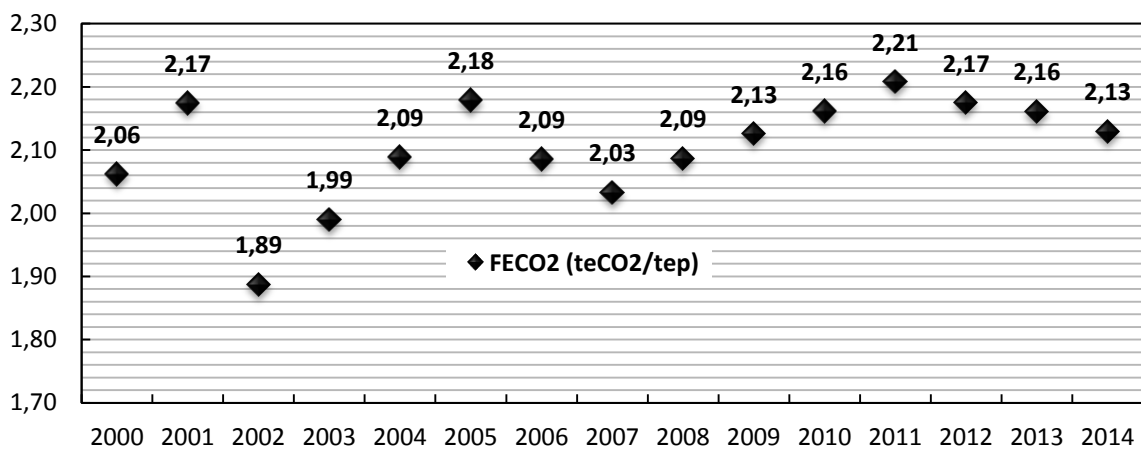


Figure 2.9 : Facteur moyen des émissions de CO<sub>2</sub> (teCO<sub>2</sub>/tep).

Les émissions de gaz à effet de serre ont progressé durant la période 2002-2005 et durant la période 2007-2011. En effet, elles se sont baissées à 2.13 teCO<sub>2</sub>/tep en 2014, ce qui signifie une diminution de 24.82% par rapport à leur niveau de 2011. La baisse de ce facteur enregistré entre 2011 et 2014, pourrait être expliquée par la substitution progressive de certains produits énergétique consommés. L'analyse des intensités en gaz à effet de serre à l'Algérie a permis de mettre en évidence l'importance de la mise en place des mesures d'efficacité énergétique dans les différents secteurs.

Cette analyse nous permet d'avoir un certain nombre d'indicateurs socioéconomiques, d'efficacité énergétique à l'échelle macro, et de transformation de l'énergie, ces indicateurs donnent un aperçu global et détaillée sur la situation du secteur de l'énergie du pays. Elle permet aussi la comparaison aux autres pays de la région. De plus, elle permet de connaître les avantages et les inconvénients du système énergétique telles que la non dépendance

énergétique de l'Algérie, la non implication des énergies renouvelables dans la production de l'énergie.

## 5. L'approche holistique de la transition énergétique en Algérie

L'Algérie considère l'économie verte comme un moyen de réaliser les objectifs du développement durable, de créer des emplois, de soutenir la croissance économique (diversification de la production et accroissement de la valeur ajoutée), de renforcer l'innovation et de réduire la pauvreté. Le pays est favorable à une transition progressive vers une économie verte qui tienne compte de ses priorités et particulièrement de la question cruciale de la transition énergétique. Afin d'éviter d'avoir des objectifs énergétiques contradictoires entre les différentes politiques portant sur le cadre énergétique, économique et environnemental il est nécessaire d'adopter une approche holistique qui intègre toutes les mesures de la transition en parallèle.



Figure 2.10 : Approche holistique de la transition énergétique en Algérie.

La rationalisation de l'énergie ainsi que sa maîtrise sont des défis majeurs que doit relever l'Algérie pour faire face à la chute récente des prix du pétrole. Dans ce contexte, l'Algérie a pris conscience du rôle important des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans le développement durable et a adopté un ambitieux programme pour pouvoir

diversifier les sources d'énergie et opter pour une énergie propre et non épuisable, en l'occurrence le solaire, pour alimenter la demande du marché national et international.

### **5.1. Stratégie nationale d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables**

Les stratégies visant à augmenter la contribution des énergies renouvelables dans l'offre énergétique et à améliorer l'efficacité énergétique dans les différents secteurs économiques sont à l'ordre du jour de plusieurs pays. En plus de raisons évidentes telles que la réduction des gaz à effet de serre et la protection des ressources, ces activités sont souvent liées à une volonté de développement économique et de création d'emplois. La transition énergétique est une voie possible qui se réfère à tous les avantages de plusieurs questions majeures telles que: les économies d'énergie, l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelable, etc..

Néanmoins, depuis le début des années 2010, le gouvernement algérien a multiplié les actions en faveur de l'environnement et du développement durable, manifestant une prise de conscience croissante face à cette crise écologique et énergétique. En effet, l'Algérie, qui tire 95% de ses revenus extérieurs des exportations d'énergies fossiles, est très touchée par la faiblesse des cours du pétrole. Les revenus pétroliers ont baissé de 70 % ces deux dernières années. Pour faire face à ce choc dans le territoire national et mobiliser tous les acteurs (entreprises, citoyens, collectivités), le gouvernement algérien axe sa stratégie pour une transition énergétique maîtrisable autour de plusieurs projets privilégiant un bouquet énergétique, ayant les moyens de son financement mais privilégiant le transfert de savoir-faire managérial et technologique, où un partenariat gagnant/gagnant pourrait se réaliser dans le cadre du co-développement .

#### **5.1.1. Programme National des Energies Renouvelables (PNER) : Promotion des énergies renouvelables dans le mix énergétique**

Pour répondre aux besoins croissants de la demande électrique de sa population, l'Algérie se repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles (98.44%). Les énergies renouvelables n'occupent qu'une faible part du mix électrique national (1.56% dont 1.3% pour la centrale hybride de Hassi R'mel) et leur production est partagée entre la filière hydraulique (145GWh), soit 0.21% du total, et les filières solaire photovoltaïque (19.2 GWh) et l'éolien (13.8GWh) qui représentent quant à elles 0.048% du bilan (ME, 2016a). En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue un enjeu

majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable.

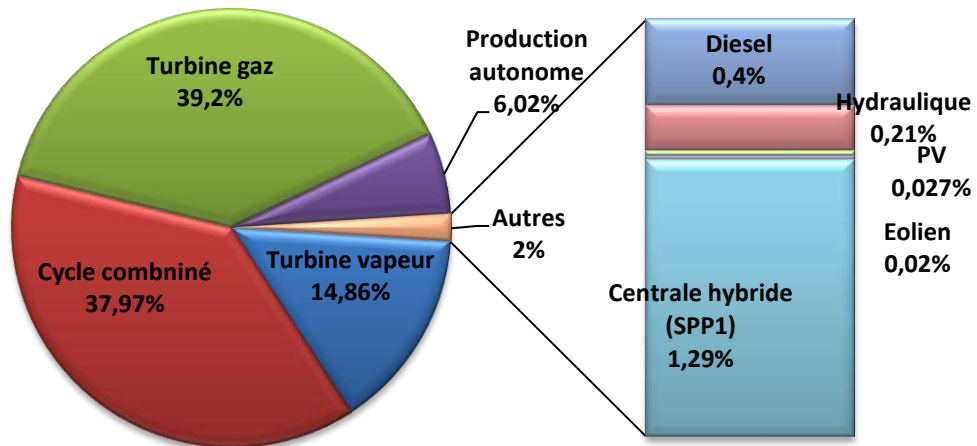


Figure 2.11 : Structure de la production d'électricité par filière, 2015.

La volonté politique de l'Algérie pour la promotion des énergies renouvelables s'est confirmée davantage à travers l'adoption le 03 février 2011 par le Conseil des ministres du Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (PNER) à l'horizon 2030. 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. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable (PNEREE, 2011).

Le PNER pour la période 2011-2030 ambitionne de produire 40% de la consommation nationale d'électricité à partir des filières solaire et éolienne. Ce programme prévoit l'installation d'une puissance de près de 22000 MW, avec 54.55% destinés à la satisfaction de la demande nationale (12,000 MW ) et 45.45% à l'exportation (10,000 MW).

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



Figure 2.12 : Etape de réalisation du PNER, 2011-2030.

La part du programme d'énergies renouvelables destinée à l'exportation sera mise en œuvre en partenariat si l'accès au marché européen est garanti. Pour le marché national, la concrétisation de l'objectif affiché permettra, à l'horizon 2030, à l'électricité d'origine renouvelable de représenter 40% de la production nationale d'électricité. La synthèse de ce programme, par type de filière de production, se présente comme suit :

#### a. Energie solaire photovoltaïque

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 800 MW<sub>c</sub> d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de 200 MW<sub>c</sub> par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

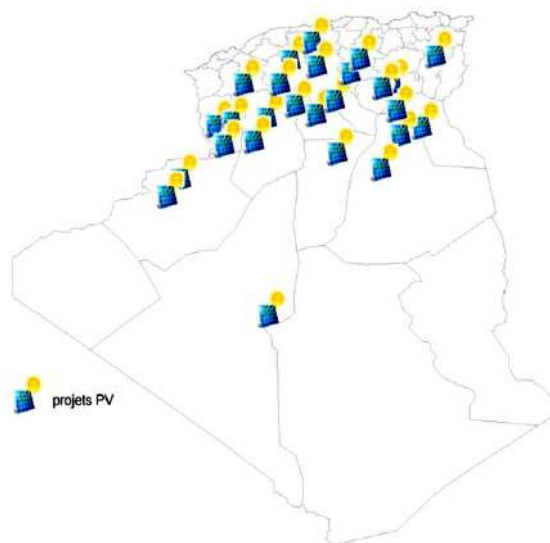


Figure 2.13 : Répartition territoriale des centrales photovoltaïques (Gouareh, 2017).

## b. Energie solaire thermique

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030.

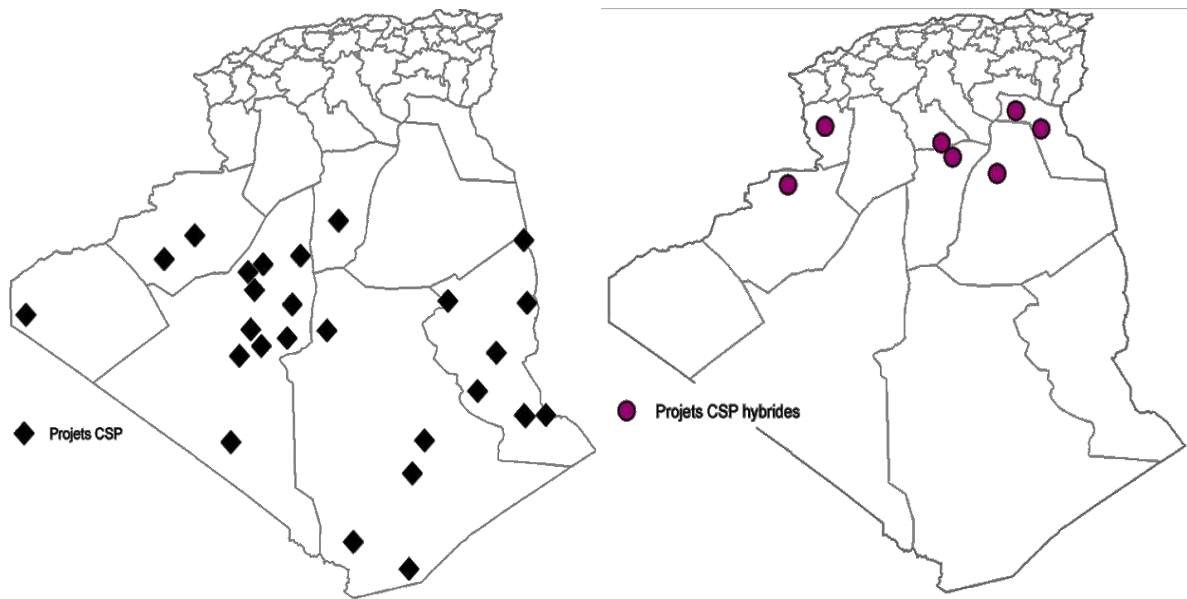


Figure 2.14 : Répartition territoriale des projets CSP et hybrides (Gouareh, 2017).

## c. Energie éolienne

Le programme algérien des énergies renouvelables prévoit dans un premier temps, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10 MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20 MW chacune devraient être réalisées. Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1 700 MW.

### 5.1.1.1. Principales actions réalisées du PNER durant la phase 2011-2016

L'ensemble des actions mises en œuvre durant la période 2011-2016 a permis de réaliser un total cumulé d'environ 344.1 MW d'électricité renouvelable, dont plus de 53.5 %



proviennent des centrales photovoltaïque (16 centrales). Le tableau (2.1) montre la répartition des projets réalisés sur la période 2011-2016 par type de technologie (ME, 2016b).

**Tableau 2.1** : projets des énergies renouvelables réalisés entre 2011 et 2014 (en MW).

Type de la technologie	Lieu d'installation	Capacité installée (MW)	Date de la mise en service
<b>Centrale électrique hybride (gaz/solaire) de Solar Power Plant (SPP1)</b>	Hassi R'Mel	<b>150 MW dont 25 MW en solaire thermique</b>	Juillet 2011
<b>Ferme éolienne</b>	Adrar	<b>10</b>	Juin 2014
<b>Centrale pilote PV</b>	Ghardaïa	<b>1.1</b>	Juin 2014
<b>Centrale PV</b>	El Hdjira (Ouargla)	<b>30</b>	Septembre 2014
<b>Centrale PV</b>	Djanet (Illizi)	<b>03</b>	Février 2015
<b>Centrale PV</b>	Adrar (Adrar)	<b>20</b>	Octobre 2015
<b>Centrale PV</b>	Kabertene (Adrar)	<b>03</b>	Octobre 2015
<b>Centrale PV</b>	Tamanrasset (Tamanrasset)	<b>13</b>	Novembre 2015
<b>Centrale PV</b>	Tindouf (Tindouf)	<b>09</b>	Décembre 2015
<b>Centrale PV</b>	Z.Kounta (Adrar)	<b>06</b>	Janvier 2016
<b>Centrale PV</b>	Reggane (Adrar)	<b>05</b>	Janvier 2016
<b>Centrale PV</b>	Timimoune (Adrar)	<b>09</b>	Février 2016
<b>Centrale PV</b>	In-Salah (Tamanrasset)	<b>05</b>	Février 2016
<b>Centrale PV</b>	Aoulef (Adrar)	<b>05</b>	Mars 2016
<b>Centrale PV</b>	Ain El-Ibel (Djelfa)	<b>20</b>	Avril 2016
<b>Centrale PV</b>	Khmag (Laghouat)	<b>20</b>	Avril 2016
<b>Centrale PV</b>	d'Oued El-Kebrit (Souk Ahras)	<b>15</b>	Avril 2016
<b>Centrale PV</b>	Sedrate Leghzal (Nâama)	<b>20</b>	Mai 2016
<b>Centrale PV</b>	Ain-Skhouna (Saida)	<b>30</b>	Mai 2016

En termes des études, nous pouvons cité les actions réalisées suivantes :

- Actualisation de l'atlas éolien national par l'Office National de Météorologie (ONM) ;
- Identification des sites éligibles à l'implantation de fermes éoliennes dans la zone de Touggourt, Hassi Messaoud et Ghardaïa, par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) ;
- Elaboration de l'Atlas Solaire de l'Algérie par l'Agence Spatiale Algérienne (ASAL).

En terme de cadre juridique, le parachèvement d'un ensemble de textes règlementaires permettant le fonctionnement d'un mécanisme de soutien basé sur des tarifs d'achat garantis a été adopté.

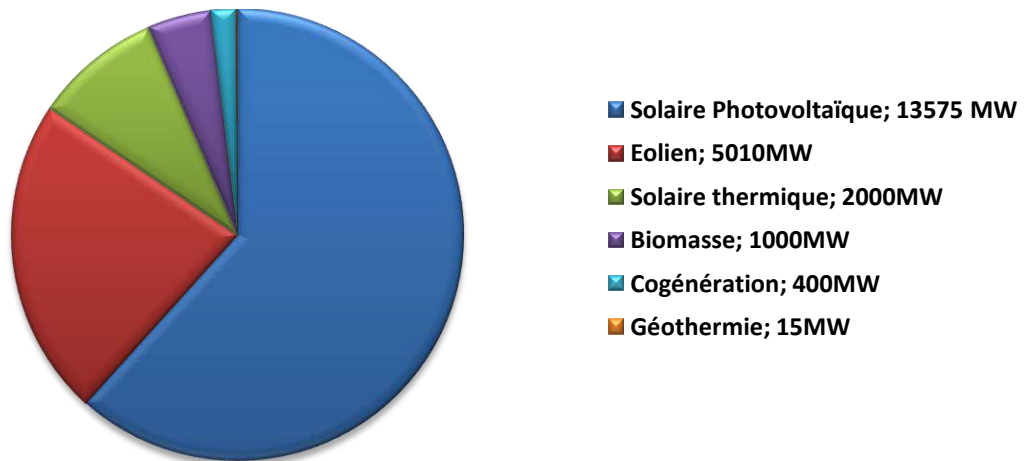
### **5.1.1.2. Actualisation du programme**

Près de quatre années après le lancement du programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, adopté en février 2011 par le Gouvernement, il est apparu dans sa phase expérimentale et de veille technologique, des éléments nouveaux et pertinents sur la scène énergétique, aussi bien nationale qu'internationale, nécessitant la révision du programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Parmi ces éléments, il convient de citer (CREG, 2016):

- Une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables à travers les études engagées, lors de cette première phase, notamment les potentiels solaire et éolien;
- La baisse des coûts des filières photovoltaïque et éolienne qui s'affirment de plus en plus sur le marché pour constituer des filières viables à considérer (maturité technologique, coûts compétitifs ...);
- Les coûts de la filière CSP (solaire thermique) qui restent élevés associés à une technologie non encore mature notamment en termes de stockage avec une croissance très lente du développement de son marché.

Lors de sa réunion du 24 mai 2015, le Conseil des Ministres, a adopté l'actualisation du programme national des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. La révision du programme national porte essentiellement un déploiement à plus grande échelle du photovoltaïque et de l'éolien, accompagné, à moyen terme, de la production de l'énergie à partir du solaire thermique, ainsi que de l'intégration de la cogénération, de la biomasse (valorisation des déchets) et de la géothermie (ME, 2016b).

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



**Figure 2.14** : Objectifs du programme algérien des énergies renouvelables (PNEREE, 2016).

La réalisation du programme permettra d'atteindre à l'horizon 2030 une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité, et vise la réduction de 9 % de la consommation globale d'énergie.

### 5.1.1.3. Consistance du programme de développement des énergies renouvelables

Les projets des énergies renouvelables de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes (PNEREE, 2016 ; CREG, 2016):

1. **Première phase 2015 - 2020** : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.
2. **Deuxième phase 2021 - 2030** : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable.

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 suit:

**Tableau 2.2** : Capacités combinées du programme d'énergies renouvelables, par type et phase, sur la période 2015-2030.

<b>Technologie</b>	<b>1<sup>ère</sup> phase 2015-2020</b>	<b>2<sup>ème</sup> phase 2021-2030</b>	<b>Totale</b>
<b>Photovoltaïque</b>	3000	10575	13575
<b>Eolien</b>	1010	4000	5010
<b>CSP</b>	-	2000	2000
<b>Cogénération</b>	150	250	400
<b>Biomasse</b>	360	640	1000
<b>Géothermie</b>	05	10	15
<b>Totale</b>	4525	17475	22000

L'Algérie a procédé à l'adoption d'une série de mesures de soutien visant la promotion des énergies renouvelables à travers la mise en place d'un cadre juridique favorable et d'un Fond National pour la Maîtrise de l'Energie, pour les Energies Renouvelables et la cogénération (FNMEERC) qui est alimenté annuellement de 1% de la redevance pétrolière et du produit de certaines taxes.

#### **5.1.1.4. Evaluation du marché des biens et services relatifs au programme des énergies renouvelables**

L'Algérie dispose d'un embryon d'industrie locale capable de fournir divers types de panneaux solaires. Cette situation rend la filière solaire prometteuse en termes d'intégration industrielle en Algérie. A l'heure actuelle, il n'existe que deux usines de fabrication de panneaux solaires photovoltaïques en Algérie. La première, lancée par la joint-venture franco-algérienne Aurés Solaire, est située près de Batna et dispose d'une capacité de production de 30 MW de panneaux solaires tandis que la seconde, située à Bordj Bou-Arredj et d'une capacité de 50 MW, est exploitée par le groupe algérien Condor Electronics.

L'unité de fabrication des panneaux photovoltaïques de Condor Electronics, déjà leader en Algérie, est passée de la fabrication des panneaux en 3 BB (Bus Bar) à des panneaux en 4 BB pour un rendement qui s'est développé de 15% à 16.5%. Condor Electronics présentera également la nouvelle technologie de fabrication de panneaux photovoltaïques PERC (Passivated Emitter Rear Contact), qui est à l'étude, avant sa

commercialisation, pour une meilleure absorption des rayons photovoltaïques pour atteindre un rendement de 18.3% (CDER, 2017).

Les progrès technologiques de l'énergie solaire photovoltaïque ainsi que l'amélioration continue de sa compétitivité laissent croire que le recours à cette technologie évoluera à un rythme plus important dans les années à venir, ce qui permettrait de générer plus d'emplois dans la filière.

### **5.1.2. Programmes sectoriels d'efficacité énergétique**

L'efficacité énergétique est souvent considérée comme la source d'énergie la plus importante pour un pays. Tous les scénarios qui font des projections, que ce soit au niveau régional, national ou mondial, en misant sur d'importantes parts de sources d'énergie non fossiles dans le bouquet énergétique global se basent sur des baisses considérables de la demande d'énergie primaire dans la consommation d'énergie finale.

En Algérie, la consommation nationale d'énergie a connu une croissance accrue (Chapitre1, Figure (1.19), page 37), principalement due à l'amélioration du niveau de vie des citoyens, qui s'est traduite par l'augmentation du taux d'équipement. De même que la réalisation de plusieurs projets d'infrastructures d'utilité publique a contribué à cette croissance. L'efficacité énergétique s'impose comme une réponse appropriée à cette problématique.

A cet effet, il existe un cadre réglementaire approprié, une loi de maîtrise de l'énergie, un Programme National de Maîtrise de l'Energie (PNME) doté d'objectifs quantitatifs d'amélioration de l'efficacité énergétique. De nombreuses institutions sont impliquées dans la mise en œuvre directe ou indirecte du PNME et du développement des énergies renouvelables en Algérie. Cependant, le marché économique de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables n'a pas encore émergé en raison du bas tarif de l'électricité et des combustibles fossiles (gaz, carburants), compte tenu de la forte subvention accordée par l'État.

#### **5.1.2.1. Dispositif national de la maîtrise de l'énergie**

La maîtrise d'énergie couvre l'ensemble des mesures et des actions mises en œuvre en vue de l'utilisation rationnelle de l'énergie et du développement des énergies renouvelables. En Algérie, elle répond à un triple souci (APRUE, 2008):

- Préservation des ressources naturelles d'hydrocarbures, par la réduction de la consommation énergétique finale;
- Préservation des capacités de financement du pays, utilisables dans d'autres domaines que le secteur énergétique;
- Protection de l'environnement.

Le dispositif de mise en œuvre de la stratégie nationale d'efficacité énergétique s'articule autour des quatre principaux éléments:

- Le Programme National de Maîtrise de l'Energie (PNME);
- Le Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME);
- Le Comité Intersectoriel de la Maîtrise de l'Energie (CIME);
- L'Agence Nationale en charge de la Maîtrise de l'Energie (APRUE).

#### **5.1.2.2. Programme National de la Maîtrise d'Énergie (PNME)**

L'Algérie a mis en œuvre, dès 2000, une politique volontariste et cohérente de promotion des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie. Les lois de Juillet 1999 et de Mai 2004 relatives à la maîtrise de l'énergie sont venues confirmer la priorité nationale de cette composante, notamment au niveau de l'élaboration du programme national de maîtrise de l'énergie. Pour renforcer sa politique nationale à travers un véritable changement d'échelle au niveau de son action de maîtrise de l'énergie, l'Algérie a mis en place un programme quinquennal (2007-2011) puis un autre programme sur la période 2010-2014. Ces programmes concernent les volets suivants (PNEREE, 2011):

- Isolation thermique de bâtiments;
- Développement du chauffe-eau solaire;
- Généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation d'énergie;
- Introduction de la performance énergétique dans l'éclairage public;
- Promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel : par le cofinancement des audits énergétiques, les études de faisabilité et les surcoûts liés à l'introduction de l'efficacité énergétique;
- Promotion du GPL/C et du GN/C;
- Introduction des principales techniques de climatisation solaire.

Cette prise de conscience de la nécessité d'asseoir une politique énergétique nationale se traduit dès lors par une série de programmes et d'actions lancés par l'APRUE, seule ou en partenariat avec d'autres institutions, comme la BDL (Banque de Développement Local), le groupe Sonelgaz ou le Ministère de l'Habitat et de l'Urbanisme. Les cinq premiers programmes inscrits à l'initiative de l'APRUE (Eco-Lumière, Eco-Bât, Prop-Air, Al-Sol et Top-Industrie) illustrent la volonté des pouvoirs publics de proposer des actions appropriées pour la maîtrise des consommations d'énergie des ménages, des secteurs de l'habitat, de l'automobile et des transports, domestique et de l'industrie.

#### **a. Secteur du bâtiment**

Le secteur résidentiel en Algérie est à l'origine de 32.8% de la consommation énergétique finale nationale (Chapitre 1, Figure (1.21), page 39). L'évolution de sa consommation en énergie est en progression continue, du fait même du rythme de croissance du parc de logements et des taux d'équipement des ménages notamment en appareils électrodomestiques et en équipements de chauffage et de climatisation. Dans un tel contexte, il a été soutenu que la concrétisation de la maîtrise de l'énergie dans le secteur du bâtiment, et particulièrement dans l'habitat, représente non seulement un gisement important d'économie d'énergie, mais également une occasion de protéger l'environnement en réduisant les impacts des émissions de gaz à effet de serre.

Dans le cadre de cette réflexion, l'APRUE est chargée de mettre en œuvre des projets destinés à concrétiser des actions d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel. Ces projets visent un double enjeu : celui d'améliorer le confort des habitants en réduisant le recours excessif aux équipements énergivores et celui d'installer une pratique de la maîtrise de l'énergie chez les acteurs du secteur du bâtiment. Trois programmes phares de maîtrise de l'énergie relevant du secteur résidentiel ont été présentés. Il s'agit du programme **Eco-Lumière** consistant à diffuser des lampes économiques dans les ménages, du programme **Eco-Bât** consistant à réaliser des logements à haute performance énergétique, en partenariat avec les offices de promotion et de gestion Immobilières et enfin du programme **Al-sol**, consistant à diffuser des chauffe-eau solaires individuels dans l'habitat (APRUE, 2009a).

#### **b. Secteur des transports**

Le secteur des transports est le premier émetteur de gaz à effet de serre avec 35% des émissions totales en 2014 (IEA, 2016b). Le transport routier est un contributeur important de

la consommation énergétique finale, car étant à l'origine de 36.5% (Chapitre 1, Figure (1.21), page 39). La politique énergétique de l'Algérie encourage et privilégie de plus en plus la consommation des énergies les plus abondantes et le moins entamées telles que le gaz naturel-carburant (GNc) et le gaz de pétrole liquide-carburant (GPLc). L'APRUE a lancé un programme en faveur du GPLc dénommé **Prop-Air**. Le programme Prop-Air a pour objectif d'apporter un appui au développement du GPL Carburant afin de diminuer les tensions sur les autres carburants, notamment le gasoil, et de réduire l'impact de la pollution des transports dans les zones urbaines (APRUE, 2009b).

### **c. Secteur de l'industrie**

Le poids économique de la facture énergétique dans le secteur industriel représente environ 5% des budgets de fonctionnement, avec des écarts suivant l'importance de l'établissement et de son niveau d'équipement. L'économie d'énergie n'est pas quelque chose à adopter en cas de crise et ensuite à oublier; elle devrait être une exigence permanente. Dans le cadre de la mise en œuvre du PNME, l'APRUE a lancé un programme dénommé **Top-Industrie**. Ce programme a pour objectif d'identifier les gisements d'économie d'énergie et de proposer des actions appropriées de maîtrise des consommations d'énergie des industriels afin de réduire leurs coûts de production et d'améliorer leur compétitivité. La mise en œuvre de ce programme consiste à financer des projets porteurs d'efficacité énergétique exemplaires et à vulgariser les bonnes pratiques d'efficacité énergétique en vue de leur réalisabilité à grande échelle (APRUE, 2009a).

**Tableau 2.3** : Les objectifs chiffrés de la politique énergétique (APRUE, 2009a, 2010 ; PNEREE, 2016).

<b>PNME/Période</b>	<b>2007-2011</b>	<b>2010-2014</b>	<b>2016-2030</b>
<b>LPHE</b>	600 neufs et 1500 existants	3000 neufs et 4000 existants	100 000 logements par an
<b>CESI &amp; CESC</b>	1000 CESI	10 000 CESI et de 22 000 m <sup>2</sup> CESC	
<b>LBC (en millions)</b>	1	5	10
<b>Lampe économique (éclairage public)</b>		50 000 et 250 variateurs de tension	
<b>GPL-carburant</b>	8000	50 000 véhicules	1.3 Millions



	particuliers et 5 000 dans les flottes captives publiques et privées	
<b>GN-carburant</b>	100 bus	11 000 bus
<b>Poste d'emploi</b>		180 000

**LHPE:** Logement Haute Performance Energétique;

**CESI & CESC:** Chauffe-eau solaire individuel & Chauffe-eau solaire collectif;

**LBC:** Lampe Basse Consommation.

### 5.1.2.3. Bilan de réalisation de la première tranche du PNME

Le bilan des réalisations de la première phase du PNME lancé en 2007-2016 à travers différents wilayas ont portés sur les résultats suivants (ME, 2016b):

- Isolation thermique de 600 logements neufs : 160 logements;
- Isolation thermique dans les constructions existantes : isolation thermique de 620 m<sup>2</sup>;
- Installation de Chauffe-eau solaire individuel et collectif : 407 unités;
- Substitution de lampes à mercure avec des lampes à sodium, pour l'éclairage publique: 10 000 lampes;
- Conversion de VP en GPLc : 9100 kits convertis;
- Installation des Kit GPLc pour les véhicules de flottes captives : 48 kits ont été installés;
- Etude de faisabilité : 08 études ont été réalisées;
- Audits énergétique : 33 opérations ont été réalisées;
- Aide à l'investissement : 18 opérations ont été réalisées.

### 5.1.2.4. Nouveau programme national sur l'efficacité énergétique (2016-2030)

le Programme National de Maîtrise de l'Energie 2016-2030 identifie une série d'actions prioritaires visant à freiner la croissance continue de consommation énergétique en Algérie, à rationaliser le recours aux énergies traditionnelles et promouvoir les énergie nouvelles et renouvelables et des équipements peu énergivores. Ce programme, qui a été lancé en 2016, consacrera l'isolation thermique de 100 000 logements par an, la diffusion de 10 millions de lampes à basse consommation et la conversion de 1.3 million de véhicules en GPLc à l'horizon 2030. D'un montant de 900 milliards DA dont 54% assurés par l'Etat, les projets du PNEE permettront a l'Algérie d'économiser 76 Mtep (soit près de 30 Mtep pour le

résidentiel, 30 Mtep pour l'industrie et 16 Mt le secteur des transports), d'éviter une puissance de plus de 1500 MW (soit près de 2 milliards de \$), d'éviter l'émission de 193 MteCO<sub>2</sub> et de créer près de 180 000 postes d'emploi d'ici 2030 (PNEREE, 2016).

En Algérie, l'un des obstacles majeurs au progrès en matière d'efficacité énergétique est causé par l'absence de signaux clairs concernant les prix. Lorsque la consommation d'énergie n'est pas bien mesurée, ou lorsque les coûts liés à l'énergie sont subventionnés, les usagers n'ont aucune raison de réduire leur consommation. La subvention des coûts du pétrole destinée aux raffineurs et les prix d'électricité fixés en dessous des coûts de production sont deux exemples de signaux de prix erronés envoyés aux consommateurs.

Les politiques d'aménagement du territoire sont prises en considérations par l'approche holistique de la transition énergétique en Algérie (Figure (2.10)). L'aménagement durable ne se limite pas à prendre en compte uniquement l'habitat, mais également les aspects relatifs au développement économique et social, la croissance économique d'un pays dans le respect de l'équité sociale, les problématiques de mobilité, la consommation énergétique, l'environnement ainsi que la préservation du patrimoine culturel.

La notion d'aménagement durable est une notion n'est pas récente vers laquelle l'Algérie s'engage pour l'avenir, notamment au travers d'un document cadre de cohérence des politiques publiques : le Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT 2030).

## **5.2. Le territoire au cœur de la transition énergétique : Schéma National d'Aménagement du Territoire 2030 (SNAT)**

Le territoire est la matrice et le creuset au sein desquels se déroulent les activités et la vie des citoyens. Aménager le territoire signifie que le pays n'abandonne aucun territoire à son destin. Chaque espace est une composante du patrimoine culturel à laquelle nous reconnaissons le droit de se développer et de prospérer. La politique d'aménagement du territoire, limitée et ciblée, conforte le développement des pôles les plus dynamiques pour appuyer une transition efficace. L'objectif stratégique de la Politique Algérienne d'Aménagement du Territoire est de traduire et de mettre en forme les orientations stratégiques d'aménagement durable du territoire en assurant le triple équilibre de l'équité sociale, de l'efficacité économique et de la soutenabilité écologique, à l'échelle du pays tout entier, pour les années à venir (MATTA, 2015).

### **5.2.1. Qu'est-ce que le SNAT?**

Le Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT) est un acte par lequel l'Algérie affiche son projet territorial. Le SNAT montre comment l'Algérie compte assurer, dans un cadre de développement durable, l'équilibre, l'équité et l'attractivité du territoire dans toutes ses composantes y compris la défense et la sécurité nationales, telles qu'énoncées par l'article 5 de la loi N° 01-20 du 12 décembre 2001 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire (SNAT, 2010).

Élaboré pour une période de 20 ans, le SNAT augure de perspectives territoriales pour anticiper les ruptures et les risques. Il établit, de ce fait, les principes régissant la localisation des grandes infrastructures de transport, des grands équipements et des services collectifs d'intérêt national. Il intègre, au même titre, les différentes politiques de développement économique et social qui concourent à la mise en œuvre de la politique nationale d'aménagement du territoire. Ce schéma introduit une certaine stratégie adaptée, visant à rétablir les équilibres nécessaires à la durabilité du développement, en intégrant la valorisation des espaces sensibles, tels que les littoraux, les zones de montagne, les steppes, le Sud et les zones frontalières. Il se décline en 17 rapports thématiques, du document SNAT proprement dit (questions clés et prescriptions territoriales) et d'un document graphique en plusieurs échelles. Le SNAT est charpenté autour de 20 Programmes d'Action Territoriale (PAT), 19 Schémas Directeurs Sectoriels, 09 Schémas Régionaux d'Aménagement du Territoire (SRAT), 04 Schémas Directeurs d'Aménagement d'Aires Métropolitaines (SDAAM) (Alger, Oran, Constantine et Annaba), 48 Plans d'Aménagement de Wilaya (PAW) (MATET, 2008).

### **5.2.2. Objectifs du SNAT**

Le SNAT présente l'image souhaitée de l'Algérie future en s'appuyant sur les trois piliers du développement durable : l'économique, le social et l'environnemental. C'est l'outil de planification stratégique du développement économique et social. Le SNAT repose sur trois fondamentaux avec trois échéances :

**a. L'échéance démographique** : pour répondre aux déséquilibres de localisation de la population et des activités dans le territoire

L'évolution démographique exceptionnelle connue, depuis l'indépendance a eu des effets significatifs sur l'organisation urbaine et la répartition spatiale des agglomérations. Le

Recensement Général de la Population et de l'Habitat (ONS, 2008) révèle que 63% de nos habitants sont ainsi regroupés dans le Nord sur 4% du territoire national, 28% sont localisés sur les Hauts-Plateaux, et soit 9% du territoire alors que le Sud, c'est-à-dire 87% du territoire n'accueille que 9% de la population. Ces déséquilibres sont à la fois coûteux pour la collectivité nationale et source de tensions pour nos ressources naturelles. Il ne s'agit pas en cela d'opposer les territoires les uns aux autres mais d'assurer leur développement de manière harmonieuse en proportion de la charge que les milieux naturels de ces territoires pourront supporter sans se dégrader ou se détruire (SNAT, 2010).

**b. L'échéance économique:** la mise en attractivité des territoires

Dans une économie toujours plus internationale et ouverte, le maintien d'une croissance forte pour notre pays passe par la poursuite de la modernisation de notre économie. Il s'agira de renforcer l'attractivité du territoire national à travers la réalisation des équipements et la disponibilité des services. Le dynamisme économique et la création d'emplois sont au cœur des préoccupations. La stratégie à mettre en œuvre s'appuiera sur l'amélioration et la diversification de l'offre infrastructurelle, sur le développement des capacités scientifiques et technologiques et de l'innovation, tout en assurant le développement des atouts du territoire. Plusieurs actions sont ainsi à mener : mise en œuvre de la boucle haut débit des technologies de la communication, aménagement de zones économiques et technologiques pour accueillir des entreprises, modernisation des réseaux de transports, réalisation des plates-formes logistiques et de services et offre d'un cadre de vie de qualité (SNAT, 2010).

**c. L'échéance écologique:** la préservation et de la valorisation du capital naturel et culturel

Les ressources naturelles sont rares et la contrainte des risques majeurs continue de peser sur l'Algérie. Il nous appartient donc de bâtir un territoire durable et de porter en conséquence une attention permanente au rapport entre développement et charge environnementale. C'est à travers cette préoccupation majeure que nous assurerons au mieux la pérennisation de ce capital naturel et culturel afin de le transmettre aux générations futures et de ne pas compromettre leurs capacités à en bénéficier (SNAT, 2010).

Le SNAT 2030 est une fenêtre d'opportunité pour s'inscrire dans la modernité à travers quatre lignes directrices : la durabilité des ressources, la création des dynamiques de

rééquilibrage du territoire, la création et le renforcement de l'attractivité et de la compétitivité des territoires, et l'équité sociale territoriale (SNAT, 2010).

### **5.2.3. L'énergie un enjeu majeur pour le futur**

L'agriculture et les hydrocarbures sont les deux secteurs déterminants de la croissance économique nationale. Néanmoins, l'Algérie se trouve dans une situation transitoire marquée par les réformes économiques profondes, avec la structuration progressive d'une économie ouverte sur la compétitivité et le repositionnement des secteurs productifs.

La croissance économique s'appuie de manière croissante sur l'appréciation des cours mondiaux des hydrocarbures ; cette tendance risque de se traduire par la pérennisation d'une économie duale dominée par ce secteur et au sein de laquelle l'Algérie assure le rôle stratégique de prélèvement et de redistribution de la rente. D'autre part, le contexte d'ouverture pourrait favoriser l'accueil des investissements directs étrangers et devrait permettre des transferts de savoir-faire et de technologies.

Les hydrocarbures ont joué un rôle prépondérant dans la dynamique du développement territorial. Mais l'épuisement à terme des réserves conduit à anticiper une rupture dans la couverture des besoins nationaux, à l'horizon du SNAT.

Pour cela, l'identification de nouveaux gisements d'énergie est un corollaire à toute politique de rationalisation de la demande, d'exploration des sous-sols et d'accroissement des ressources financières issues des hydrocarbures. Le domaine minier algérien vaste et insuffisamment exploré, est loin d'avoir livré son plein potentiel. En anticipant sur l'épuisement des réserves, qui est un phénomène naturel et inévitable, dans tous les pays producteurs d'hydrocarbures, notamment l'Algérie, il s'agit aujourd'hui d'intensifier les efforts de diversification de l'économie et du développement des énergies nouvelles renouvelables.

### **5.2.4. Scénario pour l'Algérie de demain**

De nouvelles exigences s'imposent, en termes de création d'emplois et de stabilité économique, d'équité et de compétitivité territoriales, d'économie de l'eau et des sols, et de développement de l'ensemble du territoire. Face à ces perspectives, il est difficile de fixer des objectifs quantitatifs ou des solutions idéales ; le diagnostic du territoire national fait ressortir un enjeu majeur : le rééquilibrage du territoire. Aujourd'hui, plusieurs possibles s'offrent au

devenir du territoire Algérien. La description de ces possibles est l'objet de l'élaboration de quatre scénarios, réalisables compte tenu de la situation et des évolutions en cours sur le territoire (SNAT, 2010), en l'occurrence:

- Scénario 1: L'équilibre volontariste;
- Scénario 2 : La dynamique d'équilibre;
- Scénario 3 : Le territoire compétitif;
- Scénario 4: Le territoire dispersé.

Après l'analyse des quatre scénarios, le SNAT a choisi un seul projet nommé Equilibre territorial et compétitivité. L'objectif de ce scénario acceptable, à long terme, est de concilier harmonieusement les deux impératifs de l'aménagement du territoire; rétablir un équilibre durable entre les grandes composantes du territoire et adapter le territoire aux exigences de l'économie contemporaine. C'est la dynamique susceptible de renverser les tendances à l'œuvre qui importe sur le plan stratégique. Cette vision s'inscrit dans l'option Hauts Plateaux, consistant en une double valorisation du territoire, avec la constitution de pôles d'équilibre assurant le développement des Hauts Plateaux et du Sud, et la restructuration de la zone tellienne (SNAT, 2010).

#### **5.2.5. Bilan de réalisation et l'actualisation du SNAT**

Le SNAT n'est pas seulement un document d'orientation fixant des grands principes. Les propositions qu'il contient doivent être concrétisées sur le terrain. De grands chantiers sont mis en œuvre depuis 2000 sur tout le territoire : l'autoroute Est-Ouest, la ligne ferroviaire à grande vitesse, la création de grands barrages, les grands transferts hydrauliques interterritoriaux, les unités de dessalement d'eau de mer, le développement des technologies de l'information et de la communication (TIC), l'agriculture, l'éducation, la formation, la santé et la construction d'universités, la recherche et l'innovation, la généralisation de l'habitat, et le développement des Petite et Moyenne Entreprises (PME) (CNUDD, 2011).

Le SNAT (2010-2030) a été très bien fait, mais il n'a pas été accompagné d'outils d'application de ses schémas directeurs au niveau local pour pouvoir assurer l'intersectorialité. L'absence d'intersectorialité a été à l'origine de stagnation et de retards de plusieurs projets de développement ainsi que de l'émergence de certaines problématiques territoriales.

De ce fait, le 24 Mai 2016, une installation officielle a été procédée de cinq commissions intersectorielles chargées du suivi, de l'élaboration du rapport relatif à la mise en œuvre du Schéma National de l'Aménagement du Territoire 2030, et du rapport d'actualisation du SNAT à l'horizon 2050. Ces cinq commissions intersectorielles sont composées de représentants des ministères, institutions nationales et organismes nationaux. Elles sont consacrées, pour la première, au développement territorial et local, à l'industrie, l'économie du savoir et les services, au développement économique compétitif, pour la deuxième, et à l'agriculture, l'eau, les énergies renouvelables et l'environnement au cœur du développement durable pour la troisième. La quatrième commission, pour sa part, va traiter du tourisme, de l'artisanat et de la culture, une identité nationale et un levier de développement économique, tandis que la 5<sup>ème</sup> concerne le développement humain durable : au service d'une économie diversifiée et un aménagement attractif du territoire (El-Moudjahid, 2016).

Si la transition énergétique est indispensable pour assurer une réduction de la consommation énergétique par l'application d'une politique de maîtrise de l'énergie, pour la diversification du mix-énergétique par l'intégration des énergies renouvelables, et pour améliorer la qualité de vie et réduire les impacts énergétiques par l'aménagement du territoire. Il est aujourd'hui raisonnable de dire qu'elle ne peut se réussir sans prendre en considération la lutte contre les dérèglements climatiques par l'adaptation des mesures et des plans d'action en matière de protection de l'environnement.

L'Algérie fait face à des défis environnementaux importants tels que l'érosion des sols, la désertification (le désert occupe 84% du territoire) et la rareté de l'eau (l'Algérie est située sous le seuil de rareté avec un ratio de 600 m<sup>3</sup> /habitant/an). Elle est aussi exposée à des cycles de sécheresse (la pluviométrie a baissé de plus de 30% au cours de ces dernières décennies) (BfAD, 2017).

## **6. Politique environnementale et écologique algérienne**

L'Algérie qui a ratifié tous les accords internationaux depuis le sommet de RIO 1992 (CCNUCC, 1992) est bien engagée dans une politique de développement durable. Dans ce sens, des mesures très importantes ont été prises afin de consacrer à l'environnement une place centrale autant dans la gestion des affaires publiques que dans la vie économique en vue d'encourager l'investissement et la création d'entreprises innovantes, performantes et

respectueuses de l'environnement. Parmi ces mesures, nous citons principalement (GIZ, 2012):

- L'amélioration du cadre législatif et réglementaire ;
- La mise en place de plans et programmes nationaux de développement durable;
- La mise en place de fonds spéciaux dédiés au développement durable et à la promotion des activités vertes ;
- La mise en place de structures d'orientation, de conseil et de communication.

### **6.1. Plan National d'action pour l'environnement et le développement durable (PNAE-DD)**

Depuis le Sommet de Johannesburg en 2002, l'Algérie a intensifié ses actions dans le domaine de la protection de l'environnement et le développement durable, donnant ainsi une place importante aux aspects écologiques dans ses politiques publiques.

Dans le cadre du premier Rapport National sur l'état et l'avenir de l'Environnement (RNE, 2000) et pour une Stratégie Nationale Environnementale (SNE), l'Algérie s'est engagé à préparer une Stratégie Nationale de l'Environnement et un Plan National d'Actions pour l'Environnement et le Développement Durable (PNAE-DD) ), qui s'est concrétisée par la promulgation de la loi 01-19 du 12 décembre 2001 (PNAE-DD, 2002). Cette stratégie est une approche programmatique décennale pour la période 2001-2011 fondée sur deux principes :

- Intégrer la viabilité environnementale dans la stratégie de développement du pays en vue d'induire une croissance durable et réduire la pauvreté;
- Mettre en place des politiques publiques efficaces visant à réguler les externalités environnementales d'une croissance liée à des activités économiques de plus en plus initiées par le secteur privé.

Le PNAE-DD propose une vision du futur qui engage l'Algérie à investir dans un développement écologiquement durable. L'amélioration de la santé publique et de la qualité de vie du citoyen constitue un objectif central. La mise en place d'une gestion saine et intégrée des déchets municipaux reste une priorité et une urgence. Le PNAE-DD a permis de renforcer le cadre juridique, de construire des capacités institutionnelles performantes, d'introduire des instruments économiques et financiers, d'améliorer la gouvernance environnementale (PNAE-DD, 2002). Deux programmes d'action ont été mis en œuvre:



### **6.1.1. Programme national de gestion des déchets solides municipaux (PROGDEM) : Une démarche pragmatique pour améliorer la gestion des déchets ménagers**

Le PROGDEM, initié par le ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement en 2001, est une démarche intégrée et graduelle de la gestion de ce type de déchets et s'inscrit en droite ligne dans la mise en œuvre de la politique environnementale urbaine. Le PROGDEM vise à éradiquer les pratiques de décharges sauvages, à organiser la collecte, le transport et l'élimination des déchets solides municipaux dans des conditions garantissant la protection de l'environnement et la préservation de l'hygiène du milieu par notamment la réalisation, l'aménagement et l'équipement de centres d'enfouissement technique (CET) dans l'ensemble des wilayas (AND, 2002 ; MATE, 2002).

Depuis sa mise en œuvre, le PROGDEM a connu un état d'avancement important qui s'est traduit par l'élaboration de 856 schémas directeurs communaux de gestion des déchets ménagers et assimilés dont 612 schémas sont achevés et en cours de mise en œuvre. La réalisation de 82 CET au niveau des chefs lieux de wilayas et les villes importantes de l'Algérie dont 28 sont achevés et 30 ont connus un état d'avancement des travaux qui dépassent les 50% (Ouaman, 2016).

### **6.1.2. Plan national de gestion des déchets spéciaux (PNAGDES)**

Le deuxième programme est le Plan National de Gestion des déchets spéciaux (PNAGDES) institué par la loi 01/19 du 12 décembre 2001, relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets. Le PNAGDES est un outil de gestion, de planification et d'aide à la décision qui, partant de l'état actuel de la situation en matière de gestion des déchets spéciaux dégage des solutions diverses et adaptées pour le traitement de ce type de déchets. Le PNAGDES a été mis en place sur la base du Cadastre National des Déchets Spéciaux (CNDS) qui découle de l'inventaire national des déchets spéciaux. Ce dernier, véritable outil de connaissance et de suivi de l'évolution de la production des déchets spéciaux, sert de base à l'élaboration du PNAGDES (AND, 2002 ; MATE, 2002). Le CNDS a abouti à :

- La quantification des déchets générés, stockés, valorisés ou traités;
- L'identification des générateurs et détenteurs de déchets spéciaux;
- La répartition géographique des déchets spéciaux par wilaya et par région;
- La détermination des points chauds.

Une nouvelle phase du Plan national d'actions pour l'environnement et le développement durable (PNAE-DD) a été lancée, en partenariat avec l'Agence de coopération allemande GTZ. Il s'agit d'une actualisation du PNAE-DD qui se projettera sur la période 2016-2021 et qui se fixe comme objectif la mise en place d'un cadre stratégique nouveau de la politique environnemental de l'Algérie. Ce cadre stratégique rénové s'appuiera sur un préalable fondamental, à savoir l'évaluation "objective" des acquis et progrès accomplis dans le cadre de la mise en œuvre du PNAE-DD 2001-2011, lequel a posé les jalons fondamentaux d'un développement durable pour l'Algérie.

## **6.2. Plan National Climat (PNC)**

L'Algérie a lancé le Plan National d'Adaptation Aux Changements Climatiques (PNA-ACC) (2003-2013) visant à honorer les engagements du protocole de Kyoto. Mis à jour en 2013 à travers le Plan National Climat, il prévoit d'une part des mesures visant à limiter le dérèglement climatique à travers la séquestration du CO<sub>2</sub>, la promotion des énergies propres, la diminution de l'empreinte carbone des activités industrielles et domestiques ; d'autre part il œuvre à adapter les infrastructures aux conséquences du réchauffement climatique à travers l'amélioration du système hydrique, le reboisement massif et l'extension du barrage vert pour lutter contre la désertification et l'adaptation de l'agriculture aux changements climatiques. Le programme met en œuvre les activités suivantes (GIZ, 2015):

- Intégration du changement climatique dans les politiques sectorielles et dans la planification du développement local;
- Mesures pilotes d'adaptation au changement climatique et de protection du climat;
- Constitution d'un pool d'experts issus de différents ministères, du secteur privé et de la recherche scientifique.

La stratégie climatique de l'Algérie est formalisée dans le Plan National Climat (2015-2050) qui vise, notamment, le renforcement de la mobilisation des ressources en eau, la lutte contre les inondations, la protection du littoral, la lutte contre la sécheresse et la désertification et l'augmentation de la résilience des écosystèmes et de l'agriculture et aux changements climatiques.

A long terme, le développement économique en Algérie passe par une articulation des politiques énergétique, agricole et hydraulique. Les défis sociaux ( accès à l'eau potable en

quantité et en qualité suffisante, tarification sociale, partage de l'eau entre les territoires, etc.) et environnementaux (renouvellement des nappes souterraines, limitation des émissions de CO<sub>2</sub>, réduction des rejets polluants, sauvegarde des écosystèmes, etc.) sont les deux indicateurs d'un développement pérenne et leur prise en compte lors de l'élaboration de tout projet dans le secteur de l'eau devrait être acquise.

### **6.3. Plan National de l'Eau (PNE)**

La question de l'eau est aussi intimement liée à celle de l'énergie. Il faut de l'eau pour produire de l'énergie, mais il faut aussi de l'énergie pour produire et transporter l'eau, et les modifications du cycle de l'eau sont au cœur du changement climatique. Depuis le début des années 2000, l'Algérie a pris des mesures importantes pour sortir de la situation de la pénurie d'eau qui touchait le pays. La nouvelle politique de l'eau s'est structurée autour de deux axes stratégiques (AGIR, 2016):

- Le développement de l'infrastructure hydraulique : barrages, transferts, stations de dessalement d'eau de mer, stations d'épuration etc.;
- La réforme institutionnelle du secteur de l'eau qui vise à promouvoir une meilleure gestion de la ressource.

Le Ministère des Ressources en Eau et de l'Environnement (MREE) a initié deux mécanismes importants ; le premier, concerne l'adoption du Plan National de l'Eau (PNE) qui définit les objectifs et les priorités nationales en matière de mobilisation, de gestion intégrée, de transfert et d'affectation des ressources en eau, alors que le deuxième, porte sur le Plan Directeur d'Aménagement des Ressources en Eau (PDARE) (AGIR, 2016).

A titre indicatif, l'Algérie disposera d'un total de 85 barrages ainsi que 13 stations de dessalement de l'eau de mer, dont une grande partie est déjà fonctionnelle. Plus, quatre projets hydrauliques majeurs réalisés en Algérie sont : le complexe hydraulique Béni Haroun, le transfert In Salah Tamanrasset, le système Mostaganem Arzew Oran, le transfert Sud/Nord.

#### **6.3.1. Actualisation du PNE à horizon 2030**

La stratégie de développement du secteur de l'eau à l'horizon 2030 est tracée par le Plan National de l'Eau actualisé (PNE) qui identifie un ensemble de projets et programmes structurants à réaliser par périodes quinquennales. A l'horizon 2030, l'infrastructure

hydraulique du pays se trouvera structurée en systèmes hydrauliques régionaux et en aménagements hydrauliques intégrés selon leur projection spatiale. Ils permettront de maximiser la mobilisation des ressources en eau conventionnelles et non conventionnelles et ce, pour assurer et sécuriser la couverture à long terme de la demande en eau des populations et des activités agricoles et industrielles grâce notamment à la constitution de réserves stratégiques au niveau des barrages de grande capacité (MREE, 2015).

### **6.3.2. Plan d'action du programme quinquennal 2015-2019**

Dans un souci méthodologique et de planification objective, l'Algérie a fixé un phasage des étapes de la réalisation des objectifs du Plan National de l'Eau à horizon 2030, par des plans quinquennaux. Cette démarche offre la latitude aux pouvoirs publics d'apporter les ajustements structurels, institutionnels et financiers nécessaires en fonction de la conjoncture, des impératifs financiers et des événements exogènes. Ainsi, les objectifs et le plan d'actions du programme quinquennal 2015-2019, des ressources en eau, se déclinent comme suit :

#### **a. Mobilisation**

Accroissement de la mobilisation de la ressource de 1.2 milliards de m<sup>3</sup> soit 16% de la capacité actuelle qui est de 7.4 milliards de m<sup>3</sup> aux fins de répondre aux besoins en alimentation en eau potable (AEP) et soutenir l'agriculture, et ce à travers la réalisation de 26 barrages totalisant 985 Millions de m<sup>3</sup>, dévasement de 10 barrages d'une capacité globale de 45 Millions de m<sup>3</sup> et la réalisation et l'équipement de 680 forages d'un linéaire de 180.000 ml pour une mobilisation de 172 Millions de m<sup>3</sup>/an (MREE, 2015).

#### **b. Alimentation en eau potable (AEP)**

Un programme soutenu par la réalisation de 2440 km par an de canalisations et la réalisation de 17 stations de traitement, 136 réservoirs ainsi que la réhabilitation de 1680km/an de conduites, destinés à l'amélioration du service public de l'eau et éradiquer la fréquence de distribution de 1j/2 et plus en augmentant la plage horaire de distribution à plus de 12 heures par jour. Le taux de raccordement actuel est de 98% avec un linéaire global de 113.000 km et une dotation journalière de 178 l/jour/habitant (MREE, 2015).

### **c. Assainissement**

Pour ce qui est du programme d'assainissement, il est prévu la réalisation de 60 STEP et lagunes d'une capacité épuratoire de 4 millions eq.hab, ainsi que 6000 km de collecteurs.. Il est prévu également des travaux de protection de 200 localités contre les inondations et l'aménagement de 300 km de lit d'oued (MREE, 2015).

### **d. Hydraulique agricole**

Il est prévu la réalisation de 32 grands périmètres d'irrigation totalisant une superficie de 232.000 hectares ainsi que 219 retenues collinaires mobilisant un volume de 60 millions de m<sup>3</sup> qui permettront l'irrigation de 15.000 hectares (MREE, 2015).

Complémentaire du PNER, PNME, SNAT, PNAE-DD, PNC, et le PNE, l'Algérie reconnaît le lien entre transition énergétique, changement climatique et biodiversité, prend en compte les impacts du dérèglement climatique sur l'intégrité de tous les écosystèmes, terrestres et aquatiques, et valorise la biodiversité comme solution d'atténuation de la dérive du énergie-climat.

## **6.4. Stratégie et plan d'actions nationaux pour la biodiversité (SPANB)**

La biodiversité algérienne, très riche, est en effet soumise à de nombreuses pressions anthropiques et climatiques et souffre, parmi d'autres contraintes : d'un déficit de sensibilisation du grand public, de manque de coordination intersectorielle, notamment pour partager des outils de diagnostics et des données, ainsi que d'une difficulté à mettre en œuvre des législations en place. En effet les moyens alloués à la biodiversité sont insuffisants; les ressources humaines et les budgets nécessaires ne sont pas pour l'instant mobilisés à la mesure nécessaire.

La Stratégie et le Plan d'Actions nationaux pour la Biodiversité (SPANB) découlent des engagements internationaux de l'Algérie. Une première SPANB a donc été élaborée en 2000 et un plan d'actions a été proposé. Des rapports nationaux sur la biodiversité, dans le cadre des impératifs de suivi de la mise en œuvre des engagements nationaux demandé par la Convention des Nations Unies sur la Diversité Biologique (CDB), ont été élaborés : au total 5 rapports nationaux, le dernier datant de décembre 2014 (SPANB, 2016 ; MREE, 2016).

Le contexte national et international ayant évolué, de même que les pressions s'exerçant sur la biodiversité, ainsi que les orientations de développement du pays, une révision de la SPANB s'imposait. Dans le cadre de l'évaluation et de la refonte actuelle du Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT), il semblait opportun de veiller à une actualisation de la SPANB, dont l'échéance temporelle sera d'ailleurs alignée sur le SNAT, sur la période 2016-2030 (SPANB, 2016).

#### **6.4.1. La vision de la SPANB**

La SPANB s'articule autour de quatre orientations stratégiques, 21 objectifs et 113 actions. Parmi les mesures phares de la SPANB 2016-2030, nous pouvons mettre en exergue les suivantes :

- La mise en place d'un réseau d'aires protégées;
- La mise en place d'une conférence nationale annuelle sur la biodiversité;
- La révision des statuts de structures étatiques existantes (ex.: parcs nationaux, etc);
- L'expérimentation de mécanismes de financements innovants (paiements pour services éco-systémiques, tarification à l'entrée des parcs nationaux, etc);
- La création d'une base de données nationale géo-référencée, en utilisant un système d'Information Géographique (SIG) pour l'inventorisation des espèces animales et végétales, des habitats, du patrimoine génétique, des savoir et savoir-faire en lien avec la biodiversité et des utilisations connues et potentielles de la biodiversité.

La mise en œuvre de la SPANB doit donc être une pierre angulaire du dispositif stratégique algérien pour la création de revenus et d'emplois pérennes pour une croissance verte inclusive. Dans cette optique, la SPANB 2016-2030 mettra l'accent sur la conservation, l'utilisation durable, la restauration et la valorisation de la biodiversité au profit des générations présentes et futures. Il en va de la pérennisation du capital naturel algérien exceptionnel qui peut être durablement mis au service des capitaux humains et sociaux du pays (SPANB, 2016).

### **7. L'option gaz de schiste et nucléaire pour la transition énergétique**

L'Algérie doit saisir ses nombreux atouts en vue de se positionner dans les premiers rangs du futur ordre mondial dominé par la maîtrise des nouvelles technologies, que ce soit dans l'énergie ou dans d'autres secteurs stratégiques. A l'horizon 2030, 22 GW seraient

installés, le renouvelable ne représenterait que 27% du bouquet énergétique algérien consacré à la production d'électricité. Les 73% restants seraient constitués principalement du gaz naturel et d'autres sources d'énergies nouvelles. Le recours au nucléaire et les hydrocarbures non conventionnels semblent être l'une de ces nouvelles sources avec tout ce qu'elles comportent comme risques environnementales et sécuritaires, et les divergences sociétales.

### **7.1. Les hydrocarbures de schiste**

Les gaz et pétrole de schiste sont parfois présentés comme une nouvelle source abondante de combustible fossile plus propre, contredisant le pic pétrolier, voire réduisant le besoin pour l'Algérie de s'engager dans une transition énergétique. Selon un rapport de 2013 de l'Agence américaine US Energy Information Administration, l'Algérie est classée au 4<sup>ème</sup> rang mondial, juste après la Chine, l'Argentine et les Etats-Unis, en termes de réserves de gaz de schistes récupérables. Les réserves algérienne sont estimées à 19.800 milliards de m<sup>3</sup>, situées essentiellement dans les bassins d'Ahnet, Mouydir, Berkine-Ghadames, Timimoun, Reggane et de Tindouf (EIA, 2013).

L'exploitation des gaz de schiste en Algérie a été rendue possible par la loi de 2013 sur les hydrocarbures. Néanmoins, le recours à la fracturation hydraulique demeure soumis au cas par cas à l'autorisation du conseil des ministres. En juillet 2014, la Sonatrach, compagnie nationale des hydrocarbures, déclare qu'elle prévoit d'entamer l'exploitation des gisements de gaz de schiste de l'Algérie à partir de 2020, avec une capacité de production de 30 milliards de m<sup>3</sup> par an dans la première phase. Soit l'équivalent de la consommation nationale actuelle. Dans l'immédiat, la Sonatrach lance une campagne de forages pilotes par fracturation hydraulique dans le puits-pilote d'Ahnet (In Salah) pour évaluer plus précisément les réserves exploitables (ODM, 2015).

Le gaz de schiste pourrait alors jouer un rôle important dans l'économie algérienne en permettant son niveau d'exportation élevé sans ralentir la croissance nationale. L'enjeu pour l'Algérie sera de déterminer si son approvisionnement en eau disponible est suffisant pour pratiquer la fracturation sans impacter les autres secteurs tels que l'agriculture (BfAD, 2012).

### **7.2. Le Nucléaire**

D'ici là, l'Algérie envisage le développement d'autres sources de production d'énergie électrique, l'énergie électronucléaire prendra toute sa place dans le mix énergétique du pays à

l'horizon 2030-2035. Selon les données du Ministère de l'Energie, les réserves prouvées de l'Algérie en uranium avoisinent les 29.000 tonnes, tout juste de quoi faire fonctionner deux centrales nucléaires d'une capacité de 1000 mégawatts chacune pour une durée de 60 ans (ME, 2015b).

Un ambitieux programme avait été initié par l'ancien ministre de l'énergie qui prévoyait de produire du combustible nucléaire à l'aide des phosphates nationaux disponibles. En supposant qu'une telle centrale nucléaire civile sera construite malgré les problèmes de rentabilité, de sécurité et d'alimentation en eau, elle ne permettra d'économiser qu'environ 1.35 milliard de m<sup>3</sup> de gaz par an et donner à l'Algérie l'accès à ce genre d'énergie méconnu dans notre pays et faciliter la transition d'une partie essentielle du panier des énergies devant remplacer progressivement le pétrole et le gaz. Un institut de génie nucléaire, créé récemment, devant former les ingénieurs et les techniciens en partenariat, qui seront chargés de faire fonctionner les centrales (ME, 2015b).

## **8. Les mesures de financement de la transition énergétique en Algérie : Fonds nationaux**

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.

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 (CES-MED, 2012). Le trois principaux



fonds existant 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:

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

### **8.1. Le Fonds National des Energies Renouvelables et Cogénération (FNERC)**

Le Fonds national pour les énergies renouvelables a été institué en 2010. Ce fonds contribue au financement des actions et projets inscrits dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables. L'ordonnateur de ce fonds est le ministre de l'Énergie. L'accès aux aides du FNERC est ouvert aux opérateurs des secteurs public ou privé. Ce fonds contribue au financement:

- Des projets de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et/ou de systèmes de cogénération;
- A l'achat d'équipements pour la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et/ou de systèmes de cogénération;
- Des surcoûts induits par la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et/ou de systèmes de cogénération, dans le cadre du tarif de rachat garanti;
- De la création d'organismes et de laboratoires d'homologation et de contrôle de la qualité et de la performance des composants, des équipements et procédés relatifs à la

production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et/ou de systèmes de cogénération;

- De projets d'utilisation des sources renouvelables ou de système de cogénération pour les applications autres que l'électricité;
- D'études de définition et de mise en œuvre de stratégies nationales à long terme de développement de filières d'énergies renouvelables et de cogénération;
- De travaux d'évaluation du potentiel des sources d'énergies renouvelables et de cogénération;
- De projets pilotes d'énergies renouvelables et de systèmes de cogénération;
- D'actions de formation liées aux énergies renouvelables et à la cogénération.

Ce fonds est alimenté par une taxe de 1 % de la redevance pétrolière. Ce fonds, dont la création est relativement récente, n'a pas encore financé des actions de promotion d'énergie renouvelable. À ce jour, ce fonds a financé des actions d'évaluation du potentiel des énergies renouvelables, notamment le potentiel éolien (CES-MED, 2012).

## **8.2. Le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME)**

Le FNME constitue le principal fonds de financement de la maîtrise de l'énergie en Algérie. Il est institué pour le financement du PNME. Le FNME a pour objet de contribuer à l'impulsion et au développement, à terme, d'un marché de l'efficacité énergétique (APRUE, 2008, 2015 ; GIZ, 2012).

Les recettes du FNME proviennent des taxes sur la consommation d'énergie des clients industriels (haute et moyenne tension pour l'électricité et haute et moyenne pression pour le gaz naturel) et des autoconsommations du secteur de l'énergie. Ces taxes sont de (CES-MED, 2012) :

- 0.0015 DA/thermie pour le gaz naturel (haute et moyenne pression);
- 0.02 DA/KWh pour l'électricité (haute et moyenne tension).

D'autres ressources financières alimentent aussi le FNME. Il s'agit:

- Des subventions de l'État;
- Du produit des taxes sur les appareils énergivores et des amendes prévues dans le cadre de la loi de maîtrise de l'énergie;

- Du produit des remboursements de prêts.

En dépenses, ce compte retrace:

- Le financement des actions et projets inscrits dans le programme pour la maîtrise de l'énergie;
- L'octroi de prêts non rémunérés consentis aux investisseurs porteurs d'efficacité énergétique et non inscrits dans le programme de la maîtrise d'énergie;
- L'octroi de garanties pour les emprunts effectués auprès des banques ou aux établissements financiers.

### **8.3. Le Fonds National de l'Environnement et la Dépollution (FEDEP)**

Créé par la Loi de finances de l'année 1992 sous la forme d'un compte d'affectation spécial du Trésor, le Fonds National de l'Environnement est alimenté par les ressources de la taxe sur les activités polluantes et le produit des amendes. La taxe est perçue sur la nature de l'activité et non pas sur le volume des pollutions effectivement générées (non conformité au principe du pollueur-payeur). De plus, le Fonds ne pouvait ni prêter ni emprunter et ne pouvait de ce fait intervenir ensemble avec des entreprises pour effectuer des opérations de dépollution. Sa récente transformation, par la Loi de finance promulguée au mois de Juillet 2001, en Fonds National pour l'Environnement et la Dépollution (FEDEP) laisse présager la possibilité de son évolution en un instrument financier plus efficace (PNAE-DD, 2002).

Le FEDEP est un Fonds institué par le décret exécutif n° 98-147, dans une logique de soutenir les initiatives de préservation de l'environnement et de lutte contre la pollution à travers des financements d'activité de contrôle de la pollution, d'études et de recherche dans le domaine de l'environnement, d'actions de sensibilisation et d'information et de vulgarisation relatives aux questions de l'environnement. Le Fonds est géré par le Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement (MATE) (GIZ, 2012).

### **8.4. Le Fonds National pour la Biodiversité (FNB)**

La possibilité d'établir un Fonds National pour la Biodiversité (FNB) et l'analyse de sa faisabilité est en cours d'étudier pour identifier les mécanismes pouvant être envisagés pour financer des actions en matière de protection de la biodiversité. Ce fonds spécifique aura pour objectif le financement d'activités sélectionnées du plan d'action de la SPANB. L'étude de

faisabilité du FNB sera disponible avant la fin 2019. Un fonds est, si jugé pertinent et nécessaire, mis en place avant fin 2021 (SPANB, 2016).

**Tableau 2.4** : Exemples d'instruments de financement (GIZ, 2012).

<b>Principaux Fonds nationaux</b>	<b>Exemples de taxes écologiques</b>
<b>Fonds pour l'environnement et la dépollution (FEDEP)</b>	Taxe sur les activités polluantes et dangereuses pour l'environnement ; Taxes relatives à la pollution atmosphérique (taxe sur les carburants, taxe sur les produits
<b>Fonds pour la maîtrise de l'énergie (FNME)</b>	pétroliers, taxe sur les sacs en plastique) ; Taxe d'incitation au déstockage des déchets industriels, toxiques et dangereux ;
<b>Fonds des énergies renouvelables et cogénération (FNERC)</b>	Taxe complémentaire sur les eaux usées industrielles ; Taxe complémentaire sur la pollution atmosphérique d'origine industrielle ; Taxe d'enlèvement des ordures ménagères.

## **9. Les instruments de la mise en œuvre des programmes nationaux pour la transition énergétique**

### **9.1. Contribution Provisoire Déterminé National (CPDN) (2016-2030)**

La contribution provisoire concerne les deux piliers, d'égale importance, de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques ; à savoir l'atténuation des émissions des gaz à effets de serre et l'adaptation aux effets des changements climatiques.

La CPDN couvre la période 2020-2030 et concerne principalement les secteurs de l'énergie, l'industrie, les transports, l'agriculture et les forêts, le bâtiment et l'environnement ; ainsi que d'autres secteurs non moins importants. Elle se base notamment sur les programmes nationaux des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, qui traduisent sa volonté de poursuivre ses efforts de lutte contre les effets négatifs des changements climatiques. Ces programmes seront poursuivis et renforcés pour peu que l'Algérie bénéficie de l'appui international en matière de ressources financières nouvelles et extérieures et de transfert de technologies et de savoir-faire (CPDN, 2015).

Le volet atténuation des gaz à effet de serre de la contribution de l'Algérie porte sur les trois gaz les plus importants en termes d'émission : le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>) et l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O). Elle portera sur des objectifs quantifiés d'atténuation des gaz à effet de serre pour la période 2020-2030, en utilisant la méthodologie développée par le Groupe Intergouvernemental d'experts sur les Changements Climatiques. Une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 7 à 22%, à l'horizon 2030, par rapport à un scénario de référence (Business As Usual BAU), subordonnée aux soutiens en matière de financements extérieurs, de développement et de transfert technologique et de renforcement des capacités, les 7 % de réduction des GES seront réalisés avec les moyens nationaux (CPDN, 2015).

## **9.2. Plan National d'Action de l'Algérie sur les Modes de Consommation et de Production Durables (PNA-MCPD) (2016-2030)**

Le Plan National d'Action sur les MCPD à l'horizon 2030 se positionne en complémentarité et dans le prolongement des politiques publiques engagées dans le cadre du développement durable. Il a pour objectif et raison d'être, de regrouper un ensemble d'initiatives et de projets dans le cadre du pilier des modes de consommation et de production durables. Il s'agit donc d'un plan transversal et intersectoriel, et dont la mise en œuvre n'incombe pas seulement au secteur de l'environnement mais implique l'ensemble des secteurs institutionnels dans une dynamique de complémentarité et de collaboration (CNTPP, 2016).

Au niveau national, le PNA-MCPD se situe comme instrument de mise en œuvre du PNAE-DD, et interagit avec les autres initiatives et programmes nationaux comme le Plan National Climat (PNC), le Plan National d'Efficacité Energétique et de Maîtrise de l'Energie (PNME), le Plan National de développement des Energies Renouvelables (PNER), la stratégie nationale de gestion intégrée des déchets (SNGID incluant PROGDEM et PNAGDES actualisés et mis à niveau) en cours d'élaboration, les dispositions de soutien à la compétitivité de l'entrepris en et les Contrats de Performance Environnementale (CNTPP, 2016).

Au niveau international, le PNA-MCPD représente un niveau d'engagement important de l'Algérie dans le sens de la mise en œuvre du cadre de programmation décennal des MCPD, recommandé depuis le sommet de RIO 1992, puis objet d'une résolution lors du sommet de RIO+20 en 2012, la réalisation de la première cible de l'objectif 12 des Objectifs du Développement Durable adoptés en septembre 2015, et les concrétisations des

engagements de l'Algérie vis-à-vis de la COP 21, notamment au travers de la CPDN (CNTPP, 2016).

L'étude d'état des lieux des MCPD en Algérie a permis d'identifier 3 axes prioritaires sélectionnés en fonction de leur impact et de leur caractère transversal sur l'ensemble des enjeux du développement durable. Les axes prioritaires sont la gouvernance des MCPD, la transition et l'efficacité énergétique, la gestion des déchets et des rejets.

En Algérie, les richesses naturelles ne pourront plus, à l'avenir, garantir la pérennité du modèle politique et social actuel. Il nous faut donc aller chercher la croissance ailleurs, dans la sphère économique réelle là où l'entreprise, publique ou privé, est la clé de voûte. L'objectif est d'aboutir, en bout de cycle, à des niveaux soutenables en matière d'équilibres des finances publiques. Un nouveau modèle économique qui comprend des mesures visant à consolider la justice sociale sans surcoûts économiques, réformer la fiscalité et mettre le budget au service de la croissance et du développement humain et durable est nécessaire de l'adopter (PPM, 2016).

### **9.3. Nouveau Modèle de la Croissance Economique (NMCE) (2016-2030)**

Depuis 2014, la situation macroéconomique algérienne a été largement affectée par la chute drastique du prix des hydrocarbures. Comme le secteur pétrolier génère environ 49 % des recettes publiques et représente 96 % des exportations, la chute du prix du baril de brut a constitué un choc important pour l'économie et les finances publiques du pays. Cette chute a considérablement affecté les réserves budgétaires du Fonds de Régulation de Recettes (FRR), constituées à partir du 2000.

Dans ce contexte, l'Algérie a engagé dans un Nouveau Modèle de Croissance Economique (NMCE) adopté par le Conseil des Ministres le 26 juillet 2016. Les grandes orientations du NMCE, visent une transformation structurelle et une diversification de l'économie du pays, de manière à réduire la dépendance de l'Algérie à la rente pétrolière. Les secteurs prioritaires identifiés pour la relance économique du pays sont, entre autres : l'agriculture, l'industrie, l'énergie, le tourisme et les TIC, dont les politiques sectorielles seront révisées. La période 2016-2019 est perçue et considérée comme une période de transition qui prépare la mise en place du nouveau modèle. Ces programmes s'inscrivent aussi dans le cadre d'une réflexion plus globale, en l'occurrence la Vision Algérie 2035, en cours d'élaboration,

qui devrait permettre au pays de mettre en place tous les mécanismes et les moyens nécessaires pour s'ériger en une économie émergente (BfAD, 2017).

Ce modèle comporterait une série de volets destinés à réaliser un ajustement qui préserve le caractère social de l'économie algérienne tout en assurant la croissance. L'Algérie envisage de mener une vaste réforme du cadre institutionnel, de la fiscalité et de la dépense publique. Afin d'optimiser la gestion des finances publiques, l'Algérie a validé en mars 2016 un Plan stratégique de modernisation des finances publiques. Ce plan stratégique prévoit notamment d'améliorer la formulation budgétaire et de la développer sur une base pluriannuelle; d'améliorer la maîtrise de la dépense; d'augmenter les recettes fiscales à travers une politique et une administration fiscale modernisées; de réformer les services douaniers afin d'améliorer en parallèle la perception de l'impôt et la sécurité des frontières; de mettre en œuvre une comptabilité de l'Etat en droits constatés afin de permettre à l'Etat de disposer d'une vision patrimoniale conforme aux normes internationales, ainsi que de moderniser la gestion domaniale et cadastrale (CE, 2017).

## **10. 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 exige 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.

Les engagements de l'Algérie en termes de transition énergétique sont nombreux. Ils concernent la sécurité d'approvisionnement, la préservation de l'environnement, la compétitivité économique ou la cohésion sociale et ils résultent de traités ou de textes législatifs et réglementaires en vigueur. L'année 2016 a été marquée par l'actualisation des différents plans et programmes nationaux. De nombreuses actions d'accompagnement ont également été mises en œuvre. La transition énergétique doit permettre d'atteindre concomitamment les objectifs suivants :

La stratégie nationale d'intégration des énergies renouvelables vise à :

- Préserver les ressources fossiles;
- Développer une véritable industrie des énergies renouvelables associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances;
- Permettra à terme, d'employer le génie local algérien, notamment en matière d'engineering et de management de projets.
- Atteindre un taux d'intégration en énergies renouvelables à 40 % à l'horizon 2030 (27% part de renouvelable dans le bilan national de la production d'électricité);
- Diversification du mix-énergétique surtout les filières de production de l'électricité et impulser un nouveau modèle de croissance économique;
- Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des renouvelables et contribuer au développement durable.

Le programme d'efficacité énergétique ambitieux vise:

- La réduction de 9 % de la consommation globale d'énergie à l'horizon 2030 (les économies d'énergie cumulées, pour tous les secteurs concernés, sont évaluées à environ à 63 millions de tep);
- Ambitionne de procéder à l'isolation thermique d'un important programme de logements ;
- La conversion au GPL d'un million de véhicules particuliers et de plus de 20,000 autobus.

Le SNAT adopté en 2010 constituait un outil stratégique pour la politique nationale d'aménagement du territoire. Le SNAT offre :

- Une stratégie adéquate pour opérer les équilibres nécessaires en faveur du développement durable (freiner la littoralisation en revitalisant les Hauts-Plateaux et le Sud);
- Réaliser la sécurité économique et alimentaire;
- Renforcer notre capacité à faire face aux mutations qui surviennent sur les plans régional et international.

Les questions environnementales ont été intégrées dans les documents de planification et la législation dont l'objectif est :



- Le programme national de gestion intégrée des déchets municipaux (PROGDEM) vise à réduire la production de déchets et accroître le taux de recyclage pour atteindre 70% (2020) contre 5 à 6% actuellement;
- Une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 7 à 22%, à l'horizon 2030, par rapport à un scénario de référence (Business As Usual - BAU), subordonnée aux soutiens en matière de financements extérieurs, de développement et de transfert technologique et de renforcement des capacités, les 7 % de réduction des GES seront réalisés avec les moyens nationaux.

Sur l'exploration des gaz non conventionnels et du nucléaire, nous défendons une position d'extrême prudence, aucun rétropédalage ne sera possible en la matière, donc le développement de cette énergie fossile risque également de repousser l'impératif de la transition énergétique.

Nous devons investir dans la sobriété énergétique, dans les énergies renouvelables, sources d'innovations technologiques, de création de valeur et d'emplois. La transition énergétique est une troisième révolution industrielle qui se dessine, et sans aucun doute un des plus grands défis de notre temps et nous ne pourrons l'atteindre que collectivement. Que nous soyons un représentant du secteur public ou du secteur privé ou encore un acteur de la société civile, quel que soit notre pays d'origine ou celui dans lequel nous vivons, chacun d'entre nous a un rôle à jouer et il s'agit sans plus attendre que chacun s'engage à modifier ses pratiques personnelles et professionnelles et à regarder l'énergie comme un bien précieux de l'humanité et non plus comme une simple ressource inépuisable.

# **Chapitre 3**

L'hydrogène : Vecteur de  
la transition énergétique  
et de la protection  
d'environnement

## **1. Introduction**

Décarboner l'économie, réduire la pollution, développer les renouvelables, l'électromobilité, les bâtiments à énergie positive, stocker l'énergie, équilibrer les réseaux, alimenter les sites isolés etc. Tous ces défis mettent en lumière le rôle déterminant de l'hydrogène pour réussir la transition énergétique.

Dans ce chapitre, en premier lieu, nous présenterons des généralités sur l'hydrogène tout en précisant ses différents modes de production, de stockage, de transport et ces applications comme un vecteur énergétique et comme un carburant du futur. Une analyse de la littérature mondiale des travaux de recherche sur l'estimation du potentiel de la production d'hydrogène à partir de différentes sources renouvelables pour différentes applications utilisant un Système d'Information Géographique sera présentée. En second lieu, nous intéresserons à l'estimation du potentiel de la production d'hydrogène à partir de deux sources d'énergies renouvelables par l'électrolyse de l'eau en utilisant un système d'Information Géographique (SIG) en Algérie. Les énergies renouvelables considérées sont le solaire photovoltaïque et le vent. Pour atteindre cet objectif, nous avons d'abord analysé les données sur les ressources renouvelables à la fois statistiquement et graphiquement à l'aide de SIG, un système informatique utilisé pour créer et visualiser la distribution spatiale de l'information géographique. Ensuite, l'étude évaluera la disponibilité du potentiel de production d'électricité renouvelable à partir de ces ressources renouvelables clés. Finalement, le potentiel de production de l'hydrogène sera évalué et comparé pour les deux sources.

## **2. Pourquoi développer un nouveau vecteur énergétique ?**

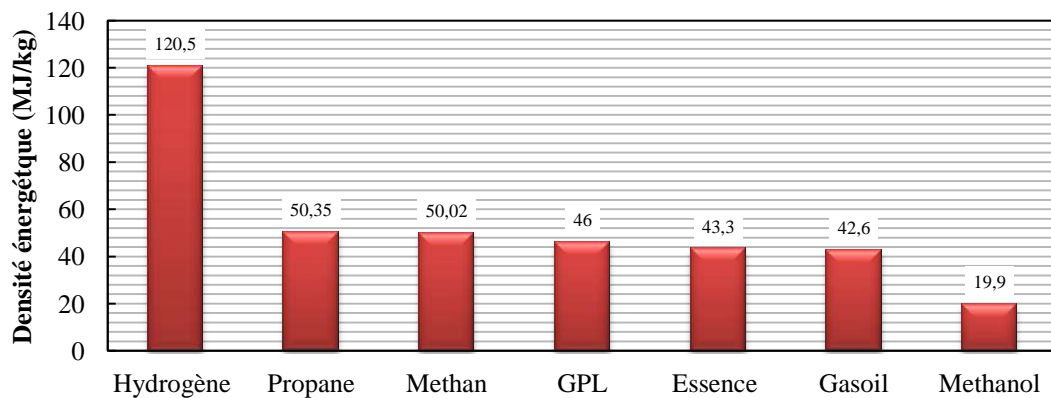
Le changement climatique nous confronte à deux défis majeurs. Le premier est de pouvoir répondre à une consommation énergétique mondiale en hausse (Chapitre 1, Figure (1.5), page 10), tirée par une population mondiale en constante augmentation et qui voit son taux d'accès au confort moderne augmenter. Le deuxième est de limiter l'impact de l'activité humaine sur le climat pour atteindre l'objectif de limiter le réchauffement à 2 °C à la fin de ce siècle. Pour cela, il faut limiter massivement les émissions de gaz à effet de serre dans l'industrie, dans le transport et dans la production de l'énergie.

Dans ce contexte, les technologies associées à l'hydrogène permettent de stocker de l'énergie, minimiser les émissions, produire de l'électricité et peuvent participer à la flexibilité des systèmes énergétiques (Abbasi, Abbasi, 2011 ; Gandía et al., 2013).

Sur terre, le dihydrogène n'existe pas à l'état naturel mais il est très abondant sous forme d'atome d'hydrogène, atome présent dans l'eau, le méthane... etc. Les matières fossiles représentent 96% des matières premières productrices d'hydrogène dans le monde. Elles se répartissent en: 49% de gaz naturel ; 29% d'hydrocarbures liquides ; 18% de charbon. Au total ce sont 60 millions de tonnes d'hydrogène qui sont produits chaque année dans le monde.

Cette production qui consiste à échanger les atomes d'hydrogène des hydrocarbures par des atomes d'oxygène est accompagnée d'une émission de gaz carbonique. En cela elle n'est guère envisageable pour obtenir ce vecteur clé de la filière énergétique décarbonée qu'est l'hydrogène (AFHyPAC, 2016).

Plus énergétique que le pétrole ou le gaz naturel, non polluant et non toxique, l'hydrogène pourrait progressivement suppléer les énergies fossiles et répondre à l'essentiel de nos besoins énergétiques. La molécule d'hydrogène que nous utilisons le plus couramment est composée de deux atomes d'hydrogène ( $H_2$ ). Incolore, inodore, non corrosive, cette molécule a l'avantage d'être particulièrement énergétique : 1 kg d'hydrogène libère environ 3 fois plus d'énergie qu'1 kg d'essence (AFHyPAC, 2013).



**Figure 3.1** : Densité énergétique massique de différents carburants (en MJ/kg).

## 2.1. Modes de production de l'hydrogène

L'hydrogène existe à l'état naturel, mais n'est pas exploité industriellement. Il est très abondant dans l'eau ( $H_2O$ ) associé à l'oxygène et dans les hydrocarbures, en particulier le gaz

naturel ( $\text{CH}_4$ ) associé au carbone. Aujourd'hui, il existe plusieurs filières technologiques qui permettent de produire de l'hydrogène à partir de différentes sources.

**2.1.1. Le vaporeformage du gaz naturel** est le procédé couramment employé aujourd'hui. Il génère du dioxyde de carbone, qui pourrait à l'avenir être capté puis stocké ou valorisé (filière CSCV : captage, stockage et valorisation du  $\text{CO}_2$ ). L'hydrogène peut également être produit par ce procédé à partir de biogaz (ADEM, 2011).

**2.1.2. L'électrolyse de l'eau** consiste à séparer les composants de la molécule d'eau permet de produire de l'hydrogène. La molécule d'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ), est composée de deux atomes d'hydrogène (H) et d'un atome d'oxygène (O). Pour produire l'hydrogène, il est nécessaire de casser les liaisons de cette molécule. Différents procédés existent, utilisant un courant électrique ou une succession de réactions chimiques (ADEM, 2011).

**2.1.3. Les procédés thermochimiques de gazéification** et de pyrolyse de biomasse solide. Ils produisent un mélange de gaz (monoxyde de carbone et hydrogène) dont nous pouvons extraire l'hydrogène.

**2.1.4. Par photosynthèse** différents micro-organismes produisent naturellement de l'hydrogène grâce à la lumière lors de la photosynthèse. C'est le cas par exemple de certaines algues vertes unicellulaires ou de certaines cyanobactéries, qui possèdent l'avantage de produire de l'hydrogène à partir de l'énergie solaire en utilisant juste de l'eau (AirLiquide, 2017).

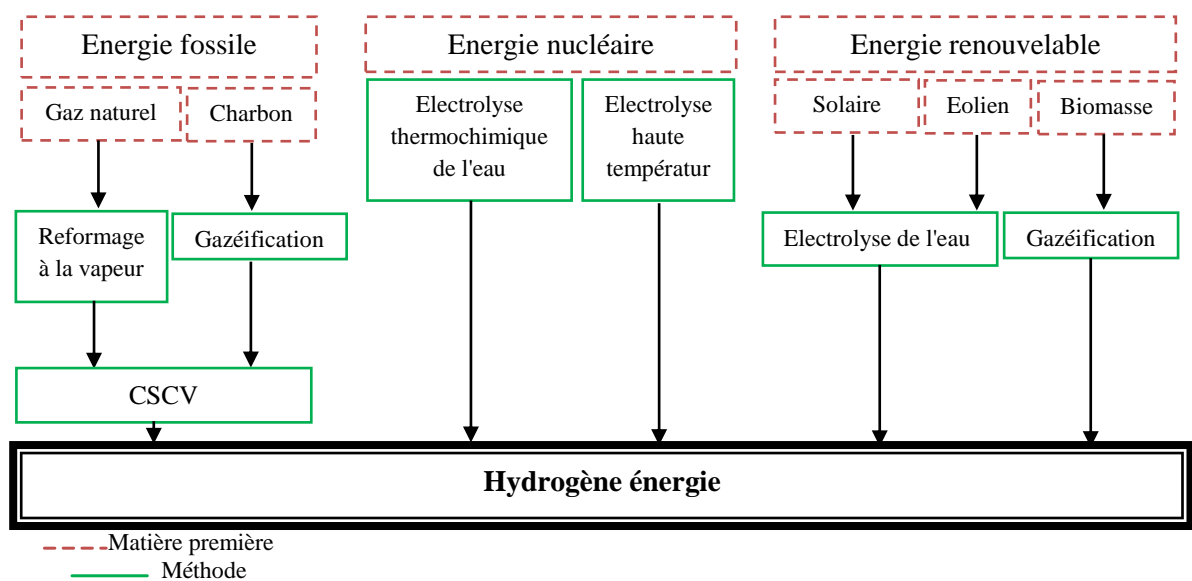


Figure 3.2 : Principales méthodes de la production d'hydrogène (Acar, Dincer, 2014).

D'autres procédés font également l'objet de recherches plus amont : la décomposition thermochimique de l'eau, la décomposition photochimique de l'eau, la production par voie biologique à partir d'algues et de bactéries (ADEM, 2011).

## **2.2. Stockage de l'hydrogène**

L'hydrogène est le gaz le plus léger de tout l'Univers : un litre de ce gaz ne pèse que 90 mg à pression atmosphérique, il est donc environ 11 fois plus léger que l'air que nous respirons. Il faut un volume d'environ 11 m<sup>3</sup>, pour seulement stocker 1 kg d'hydrogène, soit la quantité nécessaire pour parcourir plus de 80 km. Il est donc indispensable d'augmenter sa densité et plusieurs techniques existent.

### **2.2.1. Stockage à haute pression sous forme gazeuse**

La méthode la plus simple permettant de diminuer le volume d'un gaz, à température constante, est d'augmenter sa pression. Ainsi, à 700 bar, l'hydrogène possède une masse volumique de 42 kg/m<sup>3</sup> contre 0.090 kg/m<sup>3</sup> à pression et température normales. À cette pression, nous pouvons stocker 5 kg d'hydrogène dans un réservoir de 125 litres. Aujourd'hui la majeure partie des constructeurs automobiles a retenu la solution du stockage sous forme gazeuse à haute pression. Cette technologie permet de stocker la quantité d'hydrogène nécessaire à une voiture alimentée par une pile à combustible pour parcourir de 500 à 600 km entre chaque plein (AirLiquide, 2017).

### **2.2.2. Stockage à très basse température sous forme liquide**

Une technique de pointe pour stocker un maximum d'hydrogène dans un volume restreint consiste à transformer de l'hydrogène gazeux en hydrogène liquide en le refroidissant à très basse température. L'hydrogène se liquéfie lorsqu'on le refroidit à une température inférieure de -252.87°C (température de l'hydrogène liquide, 20.13K). Ainsi, à -252.87°C et à 1.013 bar, l'hydrogène liquide possède une masse volumique de près de 71 kg/m<sup>3</sup>. À cette pression, nous pouvons stocker 5 kg d'hydrogène dans un réservoir de 75 litres. Afin de pouvoir conserver l'hydrogène liquide à cette température, les réservoirs doivent être parfaitement isolés (AirLiquide, 2017).

### **2.2.3. Stockage à base d'hydrures sous forme solide**

Le stockage de l'hydrogène sous une forme solide, c'est-à-dire conservé au sein d'un autre matériau, est aussi une piste de recherche prometteuse. Les méthodes de stockage de l'hydrogène sous forme solide sont des techniques mettant en jeu des mécanismes d'absorption ou d'adsorption de l'hydrogène par un matériau. Un exemple est la formation d'hydrures métalliques solides par réaction de l'hydrogène avec certains alliages métalliques. Cette absorption résulte de la combinaison chimique réversible de l'hydrogène avec les atomes composant ces matériaux. Les matériaux parmi les plus prometteurs sont les composés à base de magnésium et les alanates. Seulement une faible masse d'hydrogène peut être stockée dans ces matériaux, c'est pour l'instant l'inconvénient de cette technologie. En effet, les meilleurs matériaux permettent à ce jour d'obtenir un rapport poids d'hydrogène au poids total du réservoir ne dépassant pas 2 à 3%. Avant d'envisager des applications à grande échelle, il faut aussi maîtriser certains paramètres comme la cinétique, la température et la pression des cycles de charge et décharge de l'hydrogène dans ces matériaux (AirLiquide, 2017).

## **2.3. Transport et distribution**

Le transport d'hydrogène entre un centre de production et un lieu d'utilisation ou de distribution s'opère de diverses manières selon la durée souhaitée de ce transfert, la masse d'hydrogène en jeu, la géographie des lieux considérés et les facteurs technico-économiques (Afhy pac, 2016).

### **2.3.1. Transport par canalisation**

L'hydrogène peut être fourni via un réseau de distribution par pipe auquel sont connectés plusieurs fournisseurs et consommateurs. Cela peut se faire par deux formes liquide et gazeuse. Des systèmes de canalisation d'hydrogène liquide sont techniquement possibles. Cependant, en raison des investissements extrêmement importants impliqués dans la mise en place de ces systèmes de canalisation, les exigences matérielles et la minimisation de l'évaporation, il ne sera pas possible de distribuer de l'hydrogène liquide aux stations-service dans l'avenir proche. D'un autre côté, les systèmes de conduites gazeuses comprimées impliquent un investissement plus faible que les systèmes de conduites d'hydrogène liquide (Tasaltin, 2008).

### **2.3.2. Transport ferroviaire**

La distribution d'hydrogène peut également être effectuée par les chemins de fer. Les réservoirs cryogéniques cylindriques tels que ceux utilisés pour le camionnage sont adoptés pour le transport ferroviaire. Ils ont de plus grandes capacités et peuvent transporter jusqu'à 9 100 kg d'hydrogène, avec des taux d'évaporation estimés à 0.2% par jour. Cependant, en raison de l'écart entre l'infrastructure ferroviaire et les stations-service et des coûts de transport élevés liés au train, il est peu probable que cela devienne une option pour la distribution d'hydrogène (Tasaltin, 2008).

### **2.3.3. Transport maritime**

Le transport intercontinental d'hydrogène s'effectuera sous forme liquide en utilisant des navires. À cette fin, des navires spécialisés dotés de citernes et d'installations portuaires appropriées sont en cours de conception. Le transport d'hydrogène gazeux par bateau n'est économiquement pas réalisable car la quantité transportée est faible par rapport à la zone de couverture du navire. Cependant, certains futurs navires-citernes d'hydrogène à grande échelle ont été étudiés en détail dans le cadre du Programme de recherche du World Energy Network (Tasaltin, 2008).

### **2.3.4. Transport routier**

Aujourd'hui, la méthode de transport de l'hydrogène la plus répandue est celle des camions. L'hydrogène peut être transporté sous forme gazeuse à l'aide de cylindres haute pression de remorques tubulaires, et sous forme liquide dans des récipients cryogéniques. Si l'hydrogène doit être transporté sous forme de gaz, il doit être comprimé à très haute pression pour maximiser les capacités du réservoir. Les bouteilles de gaz à haute pression, par exemple, sont évaluées à 200 bars et contiennent environ 1.8 kg d'hydrogène, mais leur manutention et leur transport sont très coûteux. Les remorques à tubes composées de plusieurs cylindres en acier montés sur une structure protectrice peuvent être configurées pour contenir 63-460 kg d'hydrogène, en fonction du nombre de tubes. Les pressions de fonctionnement sont de 20 à 60 MPa. L'hydrogène liquide est transporté à l'aide de cuves isolées spéciales à double paroi pour empêcher l'ébullition de l'hydrogène liquide. Les camions-citernes peuvent transporter de 360 à 4300 kg d'hydrogène liquide. Les taux d'ébullition pour les camions sont de 0.3% à 0.6% par jour. Le principal problème avec le transport d'hydrogène liquide serait



les exigences d'isolation spécialisées et les pertes dues au pompage et au refroidissement de l'hydrogène liquide en cours de route (Tasaltin, 2008).

## **2.4. L'hydrogène renouvelable : Applications variées**

L'hydrogène est un formidable vecteur de la transition énergétique. En permettant la convergence des usages énergétiques, électriques, gaz et carburant, l'hydrogène fait le pont entre une production de plus en plus décarbonée et des applications énergétiques zéro émission. Outre ces applications traditionnelles, de nouveaux usages de l'hydrogène se développent, utilisant ce gaz comme vecteur énergétique. Il peut, en effet, être converti en électricité ou en chaleur pour tout un ensemble d'applications, stationnaires ou de mobilité : recharge d'équipements électroniques, alimentation de cycles et deux-roues, fourniture d'énergie pour une antenne relais ou un habitat isolé, groupe de secours pour un site sensible, alimentation auxiliaire ou principale pour des véhicules terrestres, maritimes ou fluviaux, etc (ADEM, 2015).

### **2.4.1. Stocker et valoriser les énergies renouvelables**

L'utilisation de l'hydrogène comme vecteur nécessite l'emploi d'une pile à combustible. Il s'agit d'un dispositif électrochimique qui recombine l'hydrogène avec l'oxygène de l'air pour produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau. Une pile à combustible est constituée de cellules élémentaires, chacune composée de deux électrodes séparées par une membrane polymère qui joue le rôle d'électrolyte. C'est une technologie extrêmement modulaire, couvrant une gamme de puissance très large allant de quelques watts (W) au mégawatt (MW) (ADEM, 2015).

### **2.4.2. Power to Mobility : Développer la mobilité hydrogène**

Le domaine des transports et de la mobilité est fortement encouragé à évoluer vers des solutions plus soutenables. L'électromobilité, qui repose sur l'utilisation de l'électricité comme énergie de traction ou de propulsion, apparaît comme une solution prometteuse : outre l'absence de bruit, les véhicules électriques n'émettent, lors de leur utilisation, aucune émission polluante ou nocive. La mobilité hydrogène est l'une des solutions d'électromobilité. Un véhicule hydrogène n'est autre qu'un véhicule entraîné par un moteur électrique, alimenté par de l'électricité produite à bord par une pile à hydrogène. Il dispose d'une autonomie de

plusieurs centaines de kilomètres, et le temps de remplissage de son réservoir est de quelques minutes (ADEM, 2015).

### **2.4.3. Power-to-gas : Conversion de l'électricité en gaz**

L'hydrogène, combiné au CO<sub>2</sub>, permet de former n'importe quel hydrocarbure, et notamment du méthane ou gaz naturel. Une nouvelle idée se développe donc depuis quelques années : utiliser de l'hydrogène produit par les énergies renouvelables, ou par l'électricité nucléaire la nuit, pour transformer le CO<sub>2</sub> émis par certaines usines en gaz naturel injecté dans le réseau, ou en tout autre combustible hydrocarboné. Recyclage du CO<sub>2</sub> et stockage de l'électricité sont ainsi réalisés conjointement (CEA, 2012). Avec le Power to Gas, le vecteur énergétique H<sub>2</sub> sera susceptible d'apporter une solution d'équilibrage entre réseaux de transport d'énergie et être ainsi considéré comme faisant intrinsèquement partie du secteur régule de l'énergie et composante des réseaux de transport et distribution.

L'hydrogène fait l'objet d'un nouvel intérêt, ce qu'il peut apporter à la transition énergétique est mieux connu et reconnu. L'hydrogène est aussi un levier de développement territorial, une énergie locale qui contribue à l'indépendance énergétique et à l'équilibre de la balance commerciale. Mais avant de parler sur l'hydrogène comme un vecteur de la transition énergétique, il est nécessaire d'évaluer et d'estimer le potentiel de sa production à partir de différentes énergies renouvelables, afin de déterminer s'il est rentable d'investir dans l'exploitation du gisement . Ces mesures permettent également de déterminer les types de sources à installer et leur emplacement exact.

## **3. Potentiel d'hydrogène renouvelable à travers le monde**

Plusieurs études ont été précédemment conduites pour évaluer le potentiel d'hydrogène renouvelable disponible dans des régions spécifiques. Un point commun de ces études de recherche est l'utilisation du Système d'Information Géographique (SIG) pour visualiser le potentiel d'hydrogène produit à partir de différentes sources d'énergie renouvelables (tel que le solaire photovoltaïque, l'éolien, la biomasse...etc.). Dans ces analyses, les auteurs ont pris en compte des différents critères et des contraintes qui peuvent inhiber l'utilisation de sources renouvelables sur un tel territoire, comme la disponibilité de terre, les impacts sur l'environnement et d'autres contraintes réglementaires. Plusieurs applications pour l'hydrogène produit ont été proposées.

Aux États-Unis, des chercheurs au Laboratoire National d'Énergie Renouvelable (NREL), ont effectué une évaluation de la quantité d'hydrogène produit, par électrolyse de l'eau, pour déterminer si le potentiel solaire et éolien peut produire assez d'hydrogène pour satisfaire la demande en carburant dans ce pays. Pour faire cette détermination, les analystes ont identifié le potentiel d'hydrogène produit à partir de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et l'énergie éolienne et l'ont comparé à la consommation des véhicules à essence du pays. Les auteurs ont examiné trois aspects du système d'électrolyse renouvelable: une évaluation des ressources d'hydrogène renouvelable, le coût de la production d'hydrogène, et les besoins énergétiques annuels de la production d'hydrogène dans les stations de ravitaillement (Levene et al., 2007). Plusieurs critères ont été supposés dans cette étude. De même pour l'énergie éolienne, des exclusions d'utilisation du sol ont été définies pour tenir compte des zones où le développement de cette énergie serait interdit ou sévèrement restreint. Selon cette étude, le potentiel de la production d'hydrogène par les deux sources renouvelables est estimé égal à 1110 milliards de kg d'hydrogène. Comme un kilogramme d'hydrogène est équivalent à un gallon d'essence en contenu énergétique, 8.7 fois la consommation d'essence de l'an 2000 aux États-Unis peut être satisfaite en utilisant de l'hydrogène produit à partir de solaire et d'éolien (Levene et al., 2007).

Une première estimation du potentiel de production d'hydrogène au Venezuela a été réalisée, obtenue par électrolyse de l'eau à partir d'électricité d'origine renouvelable, profitant du grand potentiel du pays pour les énergies solaire, éolienne et mini hydroélectrique. Dans le calcul du potentiel renouvelable, les zones administratives, marine, lac et les zones urbaines sont exclues, d'autres limitations sont considérées concernant les efficacités de conversion d'énergie et les zones utiles disponibles pour l'emplacement des différentes technologies renouvelables. Les résultats donnent une production totale de  $2.073 \cdot 10^7$  tonnes  $H_2$ /an, avec une contribution de 95% de l'énergie solaire photovoltaïque. L'hydrogène produit couvre entièrement les besoins énergétiques des populations rurales et le reste pourrait être utilisé comme matière première chimique dans les procédés industriels tels que le raffinage du pétrole ou la pétrochimie, dont la demande n'est pas entièrement satisfaite de la production annuelle d'hydrogène du pays, ou même pour l'exportation (Posso, Zambrano, 2014).

En Argentine, des chercheurs ont effectué plusieurs études sur l'estimation du potentiel de la production d'hydrogène à l'échelle territoriale et régionale (Sigal et al., 2014, 2015). A l'échelle nationale, le potentiel de la production d'hydrogène à partir de trois ressources

renouvelables majeures (énergie éolienne, énergie solaire et la biomasse) en Argentine a été analysé. Ce potentiel de production annuelle d'hydrogène est représenté par des cartes montrant la quantité par unité de superficie de chaque département, en utilisant des bases de données sur les ressources renouvelables disponibles dans le pays, et le Système d'Information Géographique (SIG). L'Argentine pourrait produire près de 1 milliard de tonnes métriques d'hydrogène par an à partir de l'énergie solaire, éolienne et de la biomasse. La recherche souligne le fait que chacune des provinces du pays a au moins un département où le potentiel de production d'hydrogène renouvelable dépasse 10 fois ses besoins de consommation de carburant (Sigal et al., 2014). Afin de donner une estimation approximative de l'investissement requis pour développer une infrastructure d'hydrogène, Cordoba est choisie comme une ville représentative de l'Argentine. Ce carburant alternatif propre est proposé en tant que technologie hybride avec le gaz naturel comprimé (20% V/V) pour une transition progressive vers une économie de l'hydrogène. Toujours dans la région de Cordoue, ils ont évalué le potentiel de production de H<sub>2</sub> à partir du vent pour l'utiliser dans l'industrie du transport (Sigal et al., 2015).

Le potentiel de la production d'hydrogène renouvelable à partir de l'énergie éolienne et l'énergie solaire est estimé dans la région de Cearà au Brésil. L'objectif principal du travail est d'analyser la faisabilité de produire de l'ammoniac en tant que composant principal pour la synthèse d'engrais azotés via le procédé Haber-Bosch avec l'électrolyse éolienne et l'hydrogène solaire photovoltaïque. Le potentiel d'énergie éolienne de l'état de Ceara est estimé à 35 GW qui, s'il est utilisé efficacement, représente environ 40% de la capacité de production d'électricité installée au Brésil. La grande majorité des municipalités côtières et celles de la région centrale du Ceará ont un potentiel de production d'hydrogène à partir de la somme des potentiels d'énergie éolienne et solaire supérieur à 300 tonnes/km<sup>2</sup>/an. Dans la région côtière, il existe des municipalités ayant un potentiel supérieur à 400 tonnes/km<sup>2</sup>/an de production d'hydrogène renouvelable (Esteves et al., 2015).

En Suède, ils utilisent l'outil SIG et calculent 2.56 10<sup>9</sup> tonnes / an d'hydrogène peuvent être produit en utilisant l'énergie éolienne locale. Avec seulement 2% de cette production, ils pourraient remplacer 50% de la consommation d'essence dans le pays, soulignant les avantages économiques et environnementaux qui en découlent (Siyal et al., 2015).

Une première évaluation du potentiel de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est réalisée en Equateur avec de l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Les énergies renouvelables considérées sont: solaire photovoltaïque, éolien, géothermique et hydroélectrique. La quantité d'hydrogène est obtenue en considérant un électrolyseur PEM, avec un rendement de 75%, atteignant une production de  $4.55 \times 10^8$  kg/an. Deux utilisations différentes d'hydrogène ont été présentées, dans le transport automobile, remplaçant l'essence et le diesel et comme énergie, remplaçant le bois de chauffage pour la cuisson dans les ménages ruraux dans le pays. Par conséquent, l'hydrogène est capable de remplacer respectivement 65% et 44% des volumes d'essence et de diesel importés. En outre, il est possible de remplacer complètement le bois de chauffage dans les ménages ruraux dans tous les provinces et, dans certaines conditions, l'excédent de H<sub>2</sub> pourrait être utilisé pour couvrir complètement les besoins en électricité dans les mêmes ménages ruraux (Posso et al., 2016).

En Italie, à une échelle régionale, une méthodologie de prise de décision fondée sur les SIG est proposée pour la sélection des sites les plus prometteurs pour l'installation de systèmes de production d'hydrogène renouvelables. Pour ce faire, une méthodologie pour l'évaluation du potentiel d'hydrogène renouvelable est proposée. Elle est basée sur trois modules principaux: une analyse statistique détaillée des ressources renouvelables tels que le solaire photovoltaïque et l'éolien, une méthode d'interpolation utilisant un modèle de réseau neuronal artificiel (ANN) et le calcul du potentiel de production d'hydrogène dans la région de Liguria située au nord de l'Italie. Selon les réglementations régionales et territoriales, des contraintes environnementales et certaines restrictions au règlement des installations de production d'hydrogène vert ont été adoptées, en éliminant les zones présentant des caractéristiques non adéquates pour l'exploitation du potentiel d'hydrogène. En outre, les informations spatiales concernant les zones éligibles du point de vue de la réglementation devraient être intersectées avec des zones où les énergies renouvelables peuvent être efficacement exploités à partir d'un point de vue énergétique pour la production d'hydrogène (Dagdougui et al., 2011).

#### **4. Hydrogène en Algérie : Une source d'énergie durable et alternative**

Pour l'Algérie, l'hydrogène en tant que vecteur énergétique représente une grande opportunité et ouvre d'indéniables perspectives. D'abord, il assure une diversification et une augmentation de ses ressources énergétiques, il offre l'opportunité de garder sa place dans le marché des énergies, et il permet de subvenir à ses besoins énergétiques internes qui deviennent de plus en plus importants. D'autre part, l'Algérie renferme d'importants gisements d'énergies renouvelables, particulièrement solaires, éoliennes et géothermiques. Cette

situation fait de l'Algérie une excellente place pour la production de l'hydrogène renouvelable et permet ainsi une exploitation viable des énergies renouvelables (Boudries, Dizene, 2008).

Il est donc apparu primordial de développer une recherche relative à la production, le stockage, la conversion et l'application de l'hydrogène renouvelable en Algérie. Le 1<sup>er</sup> Workshop International sur l'Hydrogène : Vecteur énergétique d'origine renouvelable (WIH2) s'est tenu à la cité des sciences d'Alger du 21 au 23 Juin 2005. Il était venu pour conforter cette orientation et permettre une meilleure prise en compte des efforts qui restent à développer pour mieux accompagner et encadrer les travaux de recherche relatifs à cette thématique (Chader, 2005). Parmi les principales recommandations qui ont été adoptées nous mentionnons (Alpeha Hydrogène, 2005):

- L'ouverture d'un domaine de Recherche Développement exclusivement consacré à l'hydrogène au sein du Programme de Recherche sur les Energies Renouvelables;
- La création d'une Association Algérienne de l'Hydrogène (A2H2) qui sera parrainée à son départ par l'Association Française de l'Hydrogène;
- La création d'un grand projet de coopération Maghreb - Europe pour le développement et l'exploitation de l'hydrogène produit à partir de l'énergie solaire dans les pays du Maghreb.

L'Association Algérienne de l'Hydrogène a été créée en 2005, suite à la Déclaration d'Alger sur l'hydrogène d'origine renouvelable (CDER, 2005). Cette association à caractère scientifique s'intéresse aux activités relatives à l'hydrogène dans tous ses aspects techniques, mais aussi socio- économiques, socioculturels et environnementaux. Parmi les objectifs de l'association; l'introduction d'un pourcentage d'Hydrogène dans le bilan énergétique national qui pourrait atteindre les 7 % à l'horizon 2012, pour s'inscrire dans le programme mondial des changements climatiques (après Kyoto), contribuer à la réalisation des objectifs du programme du grand projet Maghreb-Europe, et encourager la formation spécialisée de haut niveau dans le domaine de l'Hydrogène-Energie (Bouziane, 2009).

Un an après, et lors de la 16<sup>ème</sup> Conférence Mondiale de l'Hydrogène énergie qui a lieu à Lyon (France) du 13 au 16 juin 2006 un grand projet de l'avenir est né, le Projet Maghreb-Europe pour la production et l'exportation de l'hydrogène solaire, qui est proposé dans la Déclaration d'Alger sur l'hydrogène d'origine renouvelable, et orienté par le Centre de

Développement des Energies Renouvelables d'Alger (CDER) et a Compagnie Européenne des Technologies de l'Hydrogène (CETH).

Lors du Deuxième Workshop International sur l'Hydrogène, qui s'est déroulé à Ghardaïa du 27 au 29 Octobre 2007, plusieurs études ont bien montré les éléments de la faisabilité du Projet Maghreb-Europe tels que; le potentiel solaire, la nappe d'eau, réseau gazoduc et les différents techniques de la production d'hydrogène solaire, avec l'identification des différents indices technico-économique pour sa réalisation. Ce projet offre aux pays du Maghreb, ainsi qu'aux pays Européen, la possibilité de faire-valoir le nouveau vecteur énergétique d'hydrogène à travers l'exploitation durable du gigantesque gisement solaire du Sahara (Harouadi et al., 2007 ; Etievant et al., 2007 ; Mahmah, 2007).

Mediterranean Hydrogen Solar (MedHySol) est un projet fédérateur pour le développement d'une production massive d'hydrogène à partir de l'énergie solaire et de son exportation dans le cadre d'un projet de coopération Euro-Maghrébine pour les besoins industriels et énergétiques du bassin méditerranéen. L'objectif de la première étape du ce projet est de réaliser une plateforme technologique permettant d'évaluer les technologies émergentes de production d'hydrogène à partir d'énergie solaire de taille significative (10-100 kW) et de maintenir le développement de technologies de rupture énergétique. La deuxième étape du projet consiste à mettre en œuvre les technologies les plus efficaces et les moins coûteuses pour piloter de grands projets (allant de 1 à 1000 MW) (Mahmah et al., 2009).

Le gaz naturel est largement disponible en Algérie. Cependant, l'infrastructure de production et de distribution d'hydrogène n'est pas encore disponible pour l'introduction de ce nouveau carburant. Propulser un véhicule avec un mélange de combustibles gaz naturel/hydrogène est une première étape vers un déploiement plus significatif de l'hydrogène. Ces mélanges permettraient de limiter les problèmes liés aux émissions polluantes des véhicules essences et diesels et d'améliorer la qualité de l'air. Le projet MedHySol implique le projet HySolThane (Hydrogène-Solaire-Méthane) destiné au développement du gaz naturel comprimé enrichi en hydrogène comme un carburant de transport routier avec 8% vol d'hydrogène dans le gaz naturel (Amrouche et al., 2011 ; Belacel et al., 2012). L'introduction du ce combustible en Algérie est facilitée par deux éléments stratégiques clés:

- Le premier et le plus important est d'avoir le développement du GNC en Algérie, basé sur la volonté de l'Etat algérien de promouvoir le gaz naturel. Par conséquent, le

développement du GNC comme carburant de transport servira de support fondamental à l'utilisation du gaz naturel enrichi en hydrogène;

- La deuxième critique est le succès du projet MedHySol, qui implique la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire dans le sud de l'Algérie et sa distribution en combustible gaz naturel "HCNG" dans le réseau de gazoduc algérien.

#### **4.1. Les ressources hydriques**

Les potentialités hydriques naturelles de l'Algérie sont estimées actuellement à 18 milliards de m<sup>3</sup> par an, dont 12.5 milliards de m<sup>3</sup>/an dans les régions Nord dont 10 milliards en écoulements superficiels et 2.5 milliards en ressources souterraines (renouvelables), et 5.5 milliards de m<sup>3</sup>/an dans les régions sahariennes dont 0.5 milliard en écoulements superficiels et 5 milliards en ressources souterraines (fossiles) (Mozas, Ghosn, 2013).

Depuis le début des années 2000, et sous l'effet de l'évolution considérable de la demande en eau en Algérie, liée principalement à l'accroissement rapide de la population, aux dynamiques d'urbanisation et à l'élévation des niveaux de vie, le gouvernement algérien a pris des mesures importantes pour mobiliser de nouvelles ressources en eau. La nouvelle politique de l'eau s'est ainsi structurée autour de deux axes stratégiques :

- Le développement de l'infrastructure hydraulique : barrages, transferts, stations de dessalement d'eau de mer, stations d'épuration etc.;
- La réforme institutionnelle du secteur de l'eau qui vise à promouvoir une meilleure gestion de la ressource.

Durant la décennie 2005-2015, sept grands transferts d'eau ont été réalisés, dont un méga transfert dans le sud du pays sur une distance de 750km (à partir de Aïn Salah jusqu'à Tamanrasset) et trois nouveaux transferts sont actuellement en voie d'achèvement. Cet effort de mobilisation s'est traduit par une augmentation des capacités de stockage qui sont de l'ordre 8.3 milliards de m<sup>3</sup> en 2015 (contre 7 milliards de m<sup>3</sup>/an en 2013) et ce, en sus de la réception de 17 nouveaux barrages au cours. S'agissant de la mobilisation des ressources en eau non conventionnelles, l'Algérie a engagé un programme d'investissement d'envergure pour sécuriser l'approvisionnement des grandes villes et localités côtières par la réalisation de 13 stations de dessalement d'eau de mer, dont 11 sont en exploitation et deux en voie de lancement pour une capacité globale installée de 2.3 millions de m<sup>3</sup>/jour (Benblidia, Thivet, 2010 ; MREE, 2015). La nouvelle politique de la mobilisation des ressources en eau



permettrait à l'Algérie de s'engager dans des projets stratégiques du développement de la filière hydrogène, et de renforcer son mix énergétique.

#### 4.2. Réseau de distribution et de transport du gaz

L'hydrogène doit, comme tout autre produit, être conditionné, transporté, stocké et distribué. L'une des méthodes de transport consiste à injecter ce gaz produit dans les réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, soit pour une utilisation en substitution du méthane soit pour une utilisation matière de l'hydrogène après séparation.

L'Algérie a développé depuis la fin des années soixante un réseau très important de gazoducs pour approvisionner son marché intérieur et pour développer ses exportations. L'Algérie dispose d'un réseau complexe de gazoducs considéré comme le troisième au monde par sa longueur, dont il compte 13 gazoducs d'une longueur totale de 73,200 km (dont le réseau interne passe de 6,105 km en 2005 à 19,258 km en 2016), et d'un système d'interconnexion entre les principaux gazoducs pour donner de la souplesse au réseau (Destin, 2004). L'Algérie compte deux gazoducs en direction de l'Europe :

- Le gazoduc Transméditerranée, appelé gazoduc Enrico Mattei, qui traverse la Tunisie et arrive en Sicile. Branché au réseau italien, le gaz continue vers le nord de l'Italie et arrive en Slovénie;
- Le gazoduc GME (Maghreb-Europe), appelé Pedro Duran Farrell, qui transporte le gaz en Espagne à travers le Maroc. Le réseau espagnol permet l'arrivée du gaz algérien au Portugal.

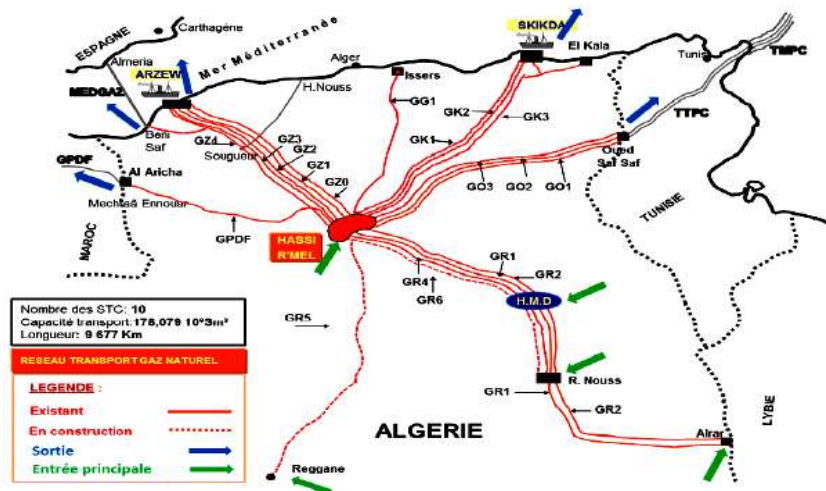


Figure 3.3: Carte du réseau de transport du gaz naturel (Sonatrach, 2015).

Dans son plan de développement étalé sur la période 2017-2027, la société algérienne de gestion du réseau de transport de gaz (GRTG) prévoit la réalisation de 8,033 km de nouvelles canalisations permettant ainsi, le transport d'un volume supplémentaire de 18.1 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel. Ces nouvelles canalisations permettront également, le raccordement de 459 distributions publiques et le renforcement de 186 postes en exploitation, portant le taux de desserte en gaz de 83% en 2016 à 96% à fin 2018. L'ensemble des réalisations d'ouvrages permettra d'atteindre une capacité de transport du gaz de 55.3 Gm<sup>3</sup> en 2027, soit un taux d'accroissement annuel de 4.1% sur la période 2017-2027 (GRTE, 2017).

Le gazoduc constitue la pièce maîtresse de la politique de la distribution de l'hydrogène produit entre le site de production et le consommateur dans le territoire national pour répondre aux besoins du marché interne, et pour la commercialisation de l'hydrogène à l'internationale. Cette forme d'exportation offre des avantages certains en termes de compétitivité de l'hydrogène algérien sur des marchés internationaux valorisant.

### **4.3. L'hydrogène dans la littérature algérienne**

L'atome d'hydrogène, lié à l'oxygène, est très abondant sous forme d'eau, les molécules d'hydrogène, elles, ne se trouvent pas à l'état pur. Le défi auquel s'attèlent les chercheurs est donc de produire de l'hydrogène, sans dégagement de dioxyde de carbone. Pour cela, plusieurs recherches et études expérimentales sont entamées en Algérie par des chercheurs qui font balayer tous les types de sources renouvelables. Aujourd'hui maîtrisée, des chercheurs du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) ont lancé plusieurs recherches sur la production de l'hydrogène à partir de l'énergie solaire photovoltaïque (Boudries, Dizene, 2008, 2011 ; Ghribi et al., 2013 ; Boudries, 2013 ; Boudries et al., 2014 ; Mohamed et al., 2016). Une étude techno-économique des techniques de production d'hydrogène par l'électrolyse de l'eau a été réalisée à l'aide d'un système hybride constitué d'un collecteur thermique solaire de cuvette parabolique, d'une centrale à gaz. Afin de déterminer l'effet des conditions climatiques sur le coût de la production d'hydrogène, deux sites différents ont été retenus: l'un dans le nord de l'Algérie et l'autre dans le sud de l'Algérie (Boudries, 2017). D'autres chercheurs du même centre, ont été intéressés à l'électrolyse au méthanol pour produire de l'hydrogène. L'électrolyse au méthanol aqueux se déroule à une tension beaucoup plus faible que celle obtenue avec l'électrolyse de l'eau. En raison de la tension de fonctionnement sensiblement inférieure, l'efficacité énergétique pour l'électrolyse au méthanol peut être supérieure à celle pour l'électrolyse de l'eau. La relation reliant le taux de production

d'hydrogène à la puissance nécessaire pour électrolyser un volume unitaire de solution aqueuse de méthanol a été déterminée. Le potentiel de l'hydrogène de la solution aqueuse de méthanol en utilisant un système solaire PV comme système énergétique a été évalué pour différents endroits en Algérie (Menia et al., 2017).

Des études expérimentales utilisant un électrolyseurs de type alcalin alimenté par un système photovoltaïque ont été effectués dans la région de Ouargla (Djafour et al., 2011 ; Chennouf et al., 2012 ; Sellami, Loudiyi, 2017). Un autre travail expérimental visait à étudier la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire disponible dans la région de Biskra par l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons. L'électrolyseur est alimenté par un système solaire photovoltaïque. Trois types de générateurs PV d'une puissance nominale allant jusqu'à 6 kW sont utilisés pour produire de l'hydrogène (Saadi et al., 2016).

L'utilisation d'une cheminée solaire pour produire de l'électricité afin de produire de l'hydrogène était l'objectif des études de recherche (Negrou et al., 2011 ; Rahmouni et al., 2015 ; Dokkar et al., 2011). L'influence des conditions de fonctionnement de l'électrolyseur alcalin alimenté par une source renouvelable dans un système énergétique hybride (générateur photovoltaïque, éolienne et un groupe électrogène) sur les taux de production et leur niveau de pureté dans la région de l'Adrar a été étudiée (Kirati et al., 2017). La faisabilité de la production d'hydrogène par l'électrolyse à haute température, en utilisant une ressource hybride solaire, et de l'énergie thermique (les concentrateurs cylindro-paraboliques) pour produire une température élevée, des vapeurs d'eau et de l'énergie photovoltaïque pour les besoins en électricité d'électrolyseur, a été effectuée (Derbal-Mokrane et al., 2011).

Des méthodologies simplifiées pour évaluer la production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne ont été proposées, pour différentes régions telles que Ghardaia (Aiche-Hamane et al., 2009), Adrar, Tindouf et Hassi-R'Mel (Douak, Settou, 2015). Des chercheurs ont effectué une analyse technico-économique sur la production d'hydrogène à partir de l'énergie géothermique sèche en utilisant le dioxyde du carbone comme un fluide du travail (Rahmouni et al., 2014 ; Gouareh et al., 2015 ; Rahmouni et al., 2015). Pour la géothermie humide, une synthèse des études précédentes sur le potentiel géothermique a montré que la plupart des eaux thermales du nord de l'Algérie sont riches en soufre, qui est un facteur important qui peut encourager l'exploitation de ces ressources pour la production d'hydrogène par la dissociation de l'hydrogène sulfuré (Ouali et al., 2011).

Les scientifiques ont ainsi pu déterminer avec précision les conditions requises pour obtenir de l'hydrogène en grande quantité et de façon fiable par une voie biologique en utilisant les micro-algues (Chader et al., 2009 ; Rahmani et al., 2017).

L'hydrogène est un atout pour l'Algérie vu les infrastructures dont elle dispose. L'estimation du potentiel de la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables est la clé d'une transition progressive vers une économie de l'hydrogène propre et un bouquet énergétique plus durable et plus intelligent en Algérie. D'après l'analyse de la littérature présentée, plusieurs études ont déjà été menées pour évaluer le potentiel d'hydrogène renouvelable disponible, mais pour des régions spécifiques. Le gisement potentiel théorique d'hydrogène en Algérie n'a à ce jour jamais été estimé de façon complète. Dans ce travail, la zone d'analyse s'est étendue à tout le pays et aussi explorer deux principales sources d'énergie renouvelables dans le pays: l'énergie solaire et l'énergie éolienne, en utilisant un système d'information géographique (Rahmouni et al., 2017).

## **5. Le Système d'Information Géographique pour l'estimation du potentiel de la production d'hydrogène renouvelable en Algérie**

Le Système d'Information Géographique (SIG) (Annexe 1), permet à travers une carte vectorisée de l'Algérie l'organisation, et la présentation des données statistiques à travers l'espace géographique du pays. Pour cela, un SIG comporte un ensemble de jeux de données, ainsi qu'un ensemble d'outils analytiques et de conversion de données, et représente l'information géographique sous forme de cartes. Ces cartes dynamiques permettent des analyses très précises de la couverture en espace de l'information par commune et par wilaya. Le SIG est un outil puissant pour intégrer l'analyse statistique des sources d'énergie renouvelables et du potentiel de production d'hydrogène à partir de ces sources dans une seule composante, capable d'afficher des informations quantitatives et qualitatives aux décideurs pour une meilleure gestion des énergies renouvelables (Dagdougui et al., 2011).

Pour notre étude, le système qui nous avons étudié est une installation de production de l'hydrogène; composée par deux sous systèmes; le premier est pour la production d'énergie électrique renouvelable, le deuxième est un système d'électrolyse de l'eau (le stockage d'hydrogène n'est pas considéré) (Rahmouni, 2013). Le principe de fonctionnement de l'installation est démontré sur la figure suivante :

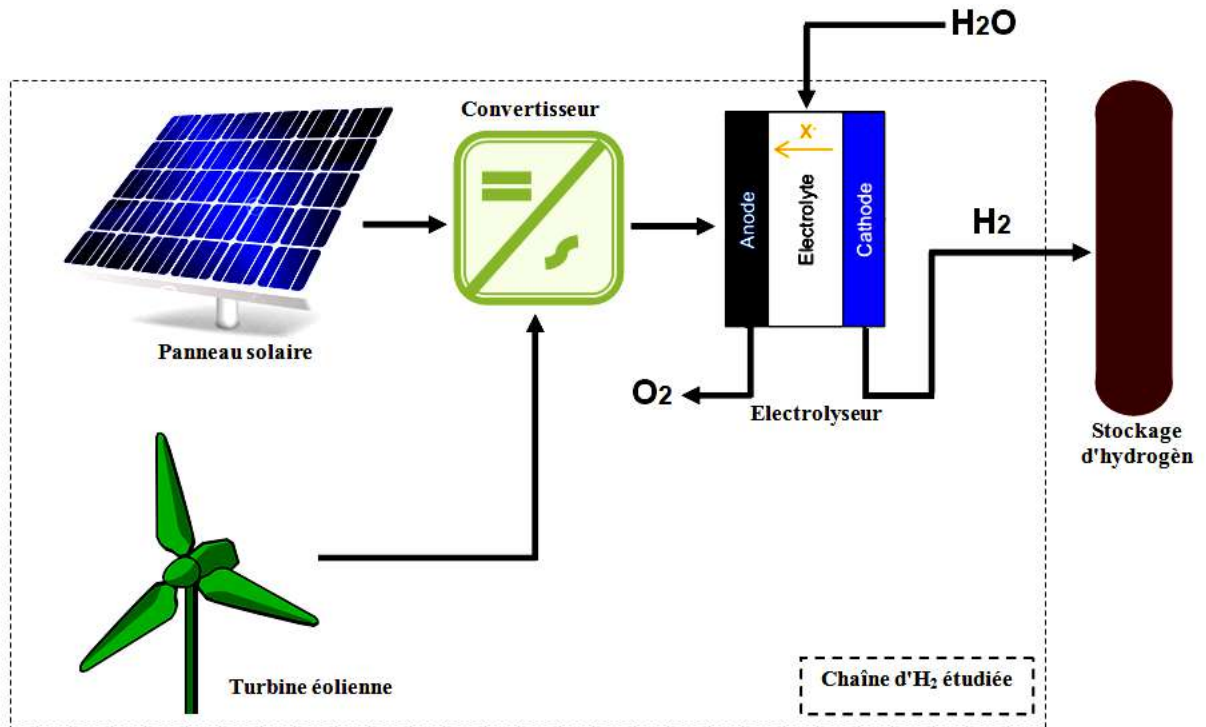


Figure 3.4 : Installation de production de l'hydrogène (EnR/H<sub>2</sub>).

Pour l'Algérie, une transition énergétique réussie vers une économie de l'hydrogène nécessitera l'établissement de son potentiel. Avant de passer à l'estimation du potentiel de la production d'hydrogène, nous devons analyser le gisement solaire et éolien disponible ainsi que le potentiel électrique. La méthodologie pour estimer le potentiel de chaque source d'énergie renouvelable est donc différente en raison de la nature variée de la source, de la spécification géographique du site, des conditions climatiques et des limites technologiques de chaque source (Rahmouni et al., 2017). Un système d'information géographique (Arcgis version 9.3) est utilisé dans cette étude. Le SIG (Arcgis 9.3), avec ces différents outils disponibles dans Arctoolbox et sa capacité d'analyse spatiale, nous permettrons de présenter la localisation spatiale, ainsi que le développement des cartographies géo-numérisées des données climatiques, et des différents potentiels (Gouareh, 2017). Cependant, la méthodologie générale utilisée dans cette étude est illustrée dans l'organigramme suivant :

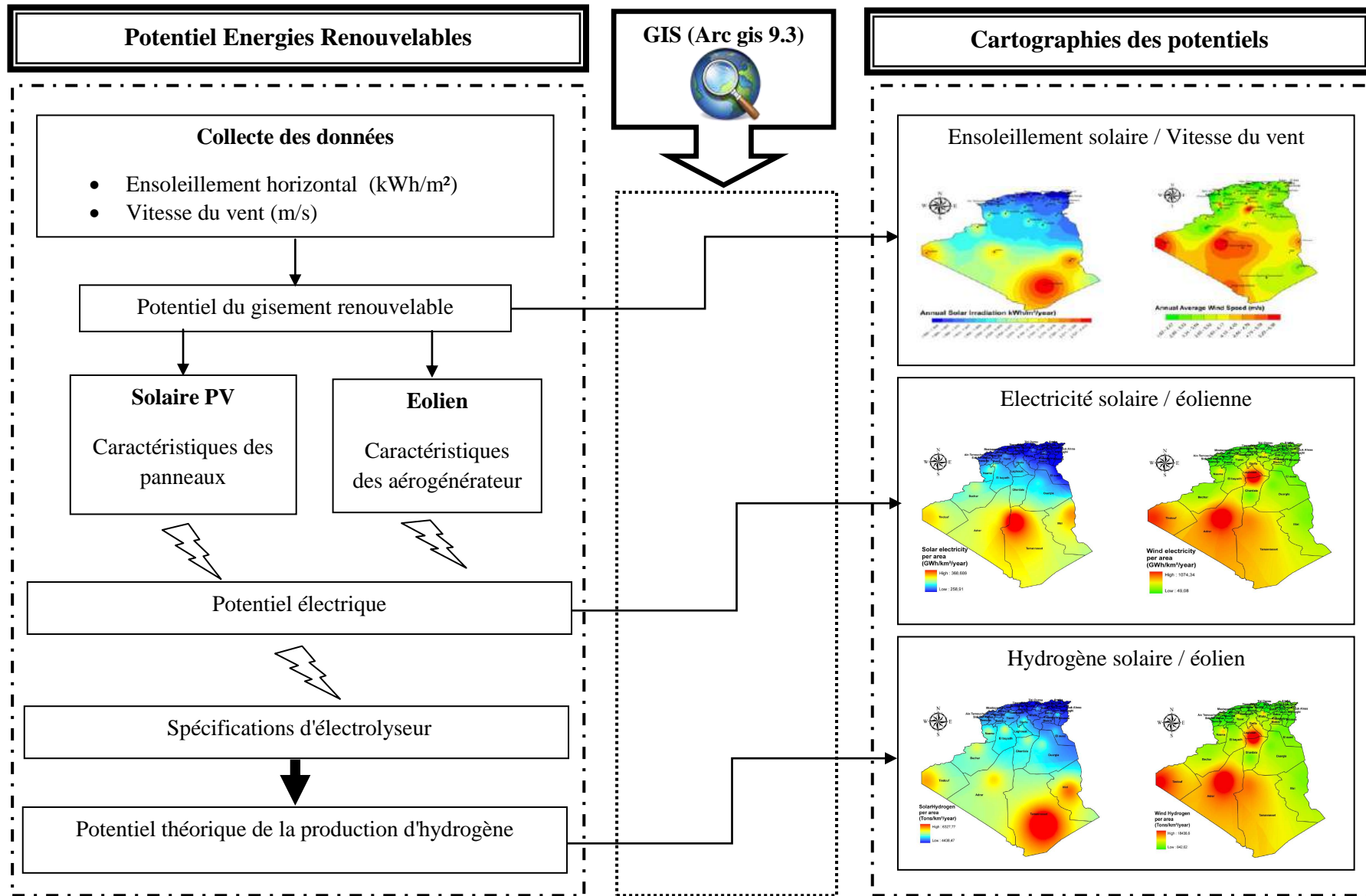


Figure 3.5 : Processus de calcul du potentiel d'hydrogène solaire et éolien.

Notre démarche relative à l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'hydrogène respecte les étapes suivantes :

- **Etape 1** : Recensement des gisements d'énergies renouvelables sur tout le périmètre d'étude;
- **Etape 2** : Choix des technologies renouvelables et d'électrolyseur ;
- **Etape 3** : Evaluation du potentiel d'énergie électrique ;
- **Etape 4** : Estimation des quantités d'hydrogène produites.

### **5.1. Evaluation des potentiels du territoire**

L'évaluation du potentiel porte sur les différentes énergies renouvelables disponibles sur le territoire peut être évaluée en utilisant trois formes distincts du potentiel, dont les définitions sont précisées ensuite :

#### **a. Potentiel théorique : les gisements bruts**

Les gisements bruts représentent les ressources primaires d'énergies renouvelables du territoire. Ces ressources varient selon le type d'énergie, comme l'ensoleillement pour l'énergie solaire, la vitesse du vent pour l'énergie éolienne, etc., et en fonction d'une exploitation totale de la surface disponible. Ce gisement est indépendant de toutes contraintes techniques ou économiques (CGD, 2013).

#### **b. Potentiel technique : Les gisements nets**

Les gisements nets représentent toutes les installations qu'il serait possible de réaliser sur les terres disponibles existantes, en ayant exclu toutes celles qui ne peuvent pas l'être, compte tenu des contraintes réglementaires, techniques et patrimoniales. Pour atteindre le gisement net de chaque filière renouvelable, nous devons prendre en compte des données sur les productions attendues des filières énergies renouvelables suivant les ressources du territoire, des contraintes liées au patrimoine culturel (sites classés, sites inscrits, secteur sauvegardé, monuments historiques, etc.), des enjeux sur les risques naturels (mouvement de terrain, zone d'aléa d'inondation, etc.) pour les filières géothermie, les grandes centrales (photovoltaïque au sol et éolien) (CGD, 2013).

### **c. Potentiel mobilisable : Les gisements plausibles**

Il s'agit maintenant de passer d'un potentiel technique à un potentiel plausible pour toutes les installations d'énergies renouvelables. L'exercice consiste à se fixer des objectifs pour chaque filière qui tiennent compte des dynamiques déjà engagées, des réglementations actuelles et futures, du nombre d'entreprises et d'artisans en mesure de réaliser les travaux, de l'attractivité des installations auprès des maîtres d'ouvrage et des propriétaires, etc (CGD, 2013).

Il peut être clairement remarqué que les catégories séparées ne sont pas strictement définies et peuvent être interprétées de différentes manières. Notre évaluation est basée sur le potentiel théorique et ne prend en compte aucune contrainte. Cette évaluation s'appuie sur les technologies actuelles, lesquelles sont en évolution rapide, cela laisse une marge importante pour conforter ce potentiel. Nos résultats sont indiqués en Gigawatt heure (GWh).

#### **5.1.1. Gisement solaire en Algérie**

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700kWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays. Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh (ME, 2016 ; Stambouli et al., 2012).

**Tableau 3.1** : Potentiel solaire en Algérie (ME, 2016).

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

En Juin 2013, le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) diffuse une nouvelle carte de l'irradiation solaire globale en Algérie. Il s'agit d'une première carte de l'Atlas solaire algérien, comprenant une série de cartes de plusieurs types d'irradiation solaire. L'étude a porté sur 48 sites répartis uniformément sur tout le territoire national pour



lesquels les chercheurs ont disposé des données relatives à la durée d'insolation mesurée sur une période de 11 années (Office National de la Météorologie, 1992-2002). L'application de la méthode de calcul développée, a permis de tracer les cartes solaires pour différentes inclinaisons et orientations. Le travail se base sur des modèles pour l'estimation des irradiances solaires globales, directes et diffuses pour différents types de ciel. Les résultats obtenus sont validés par des données mesurées sur le terrain (Yaiche, Bouhanik, 2002 ; Yaiche et al., 2014).

En 2014, le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) lance une application Web de calcul du rayonnement solaire accessible en ligne (CDER, 2014). L'objectif de cette application est la simulation des différents flux du rayonnement solaire. Pour ce faire, deux approches théoriques ont été adoptées et choisies, valables pour un ciel clair. En utilisant le modèle de Perrin de Brichambaut, les irradiances solaires incidentes sur plan horizontal ont été estimées. Ces valeurs ont été exploitées afin d'estimer, au mieux possible, le rayonnement solaire incident pour différentes inclinaisons et orientations, le rayonnement globale double et simple axe, et enfin le rayonnement direct double et simple axe en utilisant le modèle de Liu & Jordan. Dans ce contexte, l'application permet de calculer divers types de rayonnements solaires, pour 79 sites en Algérie (ONM) (CDER, 2014).

Les cartes solaires possèdent une importance considérable dans le domaine de la conception des systèmes de production d'énergie solaire. L'utilisation de ces cartes permettra aux concepteurs de ces systèmes d'améliorer le rendement de la production d'énergie en fonction du climat local. Grâce à ces cartes, les produits et matériaux de production utilisés ainsi que leurs configurations pourront être adoptés d'une manière optimale.

#### **5.1.1.1. Estimation du potentiel solaire : Rayonnement solaire horizontal**

Deux catégories de bases de données sont développées, les données issues d'un réseau de stations de mesure au sol, et celles basées sur le traitement des images satellitaires (Vernay et al., 2014).

Aujourd'hui, plusieurs bases de données spatiales fournissent les valeurs de rayonnement solaire développées par différentes approches, différentes couvertures spatiales et différents intervalles de temps. Ces bases de données sont disponibles suite à des projets nationaux et internationaux, tels que la base de la NASA-SSE développée par "Atmospheric Science Data Center", qui est un exemple de source de données du domaine public, SoDa

développée par "Mines ParisTech" qui offre des données libres pour quelques locations seulement, et Meteonorm développée par "Meteotest" comme source de données commerciales (Boukelia, 2016). Ces bases de données contiennent différents types de données solaires (Pagola et al., 2010):

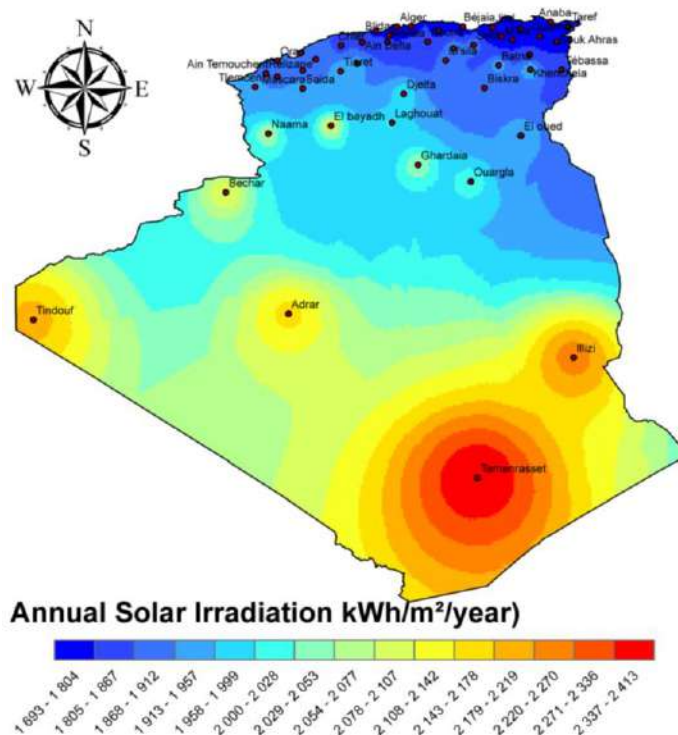
- Avec qualité de mesure différente et pour différentes années;
- Interpolation de données, qui proviennent de grille de densité différente;
- Les données d'estimation, qui doivent prendre en compte les caractéristiques du modèle (le nombre des années et les images utilisées dans le développement), les caractéristiques des images (résolution et géométrie) et les périodes de temps des données utilisées.

Dans ce travail, pour développer une nouvelle carte d'irradiation solaire pour l'Algérie, nous avons utilisé la base de données solaire fournie par l'Atlas Solaire Méditerranéen (Solar-Med-Atlas), une base de données en ligne gratuite. L'Atlas Solaire Méditerranéen est un portail pour les données mondiales d'ensoleillement horizontal et normal direct pour la région méridionale et orientale méditerranéenne. Le projet apporte des données de haute résolution (1km) et de couverture à long terme (20 ans, 1991-2010) sur les ressources disponibles pour la région entière cible couvrant les pays du sud et de l'est de la Méditerranée. Les données sur les ressources seront dérivées des données de satellite d'observation de la terre, basées sur des méthodologies publiées et transparentes, de plus que les données seront validées par des mesures au sol disponibles dans la région. La base de données est fournie par les sources SOLEMI et Helioclim-3 (SoDa) (Solar-Med-Atlas, 2014).

Les données du Solar-Med-Atlas peuvent déterminer les caractéristiques climatiques et permettent une estimation du potentiel des ressources énergétiques solaires avec une précision moins bonne que celle des mesures sur site des stations météorologiques. Mais, ils restent le seul moyen là où les mesures de surface sont rares ou inexistantes. Les données sont représentées sur une grille géographique régulière (Latitudes, Longitude), possédant une résolution de 1° et recouvrant tous le territoire national. Les données des moyennes annuelles des irradiations globales (GHI en kWh/m<sup>2</sup> an) sont téléchargées sous format (.xls) pour les chefs lieu des 48 wilayas. L'intégration de 48 points dans le SIG est insuffisante pour développer une cartographie homogène qui couvre tous les points de la superficie du territoire national. C'est pour cette raison, il est préférable de passer d'une donnée ponctuelle à une

donnée dite continue, en utilisant une interpolation spatiale aux informations provenant de la base de données Solar-Med-Atlas (Gouareh, 2017).

Dans cette analyse, la méthode d'interpolation utilisée pour convertir les données de points au format raster (distribué sur tout le territoire) est l'inverse de la distance pondérée (Inverse Distance Weighted, IDW). La méthode IDW interpole une surface raster à partir de points en utilisant une technique pondérée inverse de la distance. La méthode d'interpolation IDW basée sur l'inverse de la distance, où chaque valeur de la grille est calculée comme une moyenne pondérée des valeurs des points. La pondération est calculée proportionnellement à l'inverse de la distance élevée à une puissance. Elle évalue les valeurs des cellules en calculant la moyenne des valeurs des points d'échantillonnage dans le voisinage de chaque cellule de traitement (Mentis, 2013). Au final, et après l'interpolation, les données de rayonnement couvrant une grille régulière de 1 km de résolution ont été générées. La distribution spatiale des moyennes annuelle des irradiations globales horizontales (GHI) est représentée sur la figure suivante:



**Figure 3.6 :** Ensoleillement moyen annuel (kWh/m<sup>2</sup>.an).

Comme montre la figure (3.6), un potentiel important de l'énergie solaire est disponible, et diffère remarquablement selon la région en Algérie. La moyenne de l'énergie

solaire annuelle sur un mètre carré d'un plan horizontal est d'environ 2 MWh sur la majeure partie du territoire national. De plus, il semble que les régions du Sud sont plus prometteuses que d'autres pour l'exploitation des ressources solaires pour la production d'hydrogène. En particulier, Tamenrasset et Illizi qui ont un potentiel annuel élevé en énergie solaire, ce qui correspond respectivement à 2.4 et 2.2 MWh/m<sup>2</sup>. La quantité minimale d'énergie solaire annuelle disponible atteinte est sur la ligne côtière ainsi que dans certaines régions nordiques; en particulier à Jijel, El-Taref et à Blida, soit environ 1.6 MWh/m<sup>2</sup>.

### **5.1.1.2. Estimation du potentiel électrique**

La technologie solaire photovoltaïque permet de transformer la lumière en électricité. Son fonctionnement repose sur l'association de panneaux photovoltaïques, jouant le rôle de capteurs solaires, d'onduleurs transformant le courant continu en courant alternatif.

#### **a. Modélisation des modules photovoltaïques**

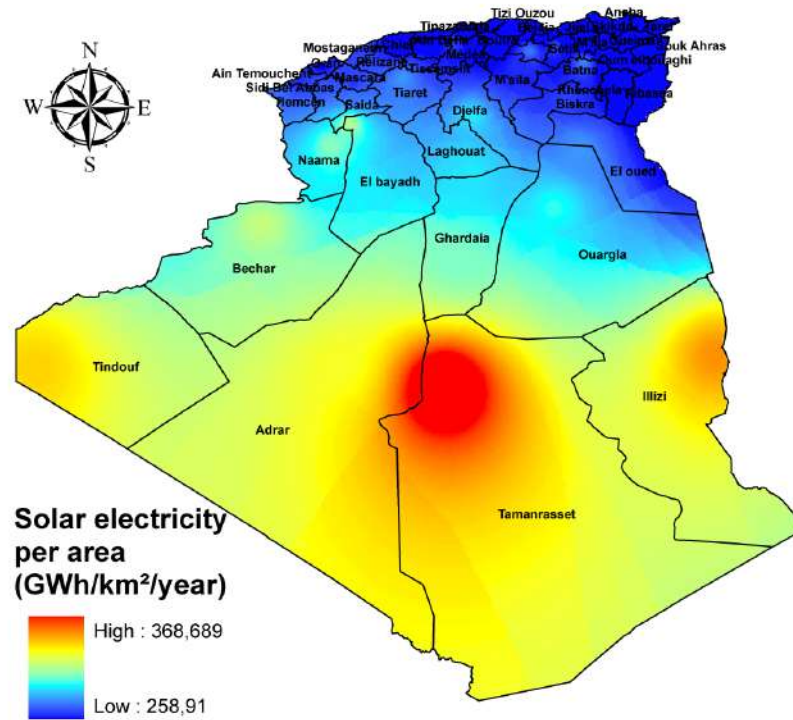
Les caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques dépendant des conditions météorologiques, le modèle énergétique choisi doit prendre en compte ces considérations. Ici, nous utiliserons un modèle polynomial permettant de déduire l'énergie pouvant être obtenue en fonction de la puissance rayonnée incidente par unité de surface et de la température de cellule des panneaux (Rahmouni, 2013). Ce modèle est aisément identifiable à partir des documents constructeurs :

$$E_{PV} = \eta_{PV} \eta_{sc} G \quad (3.1)$$

$E_{PV}$	Energie électrique photovoltaïque; kWh/m <sup>2</sup> /an
$\eta_{PV}$	Rendement de générateur photovoltaïque; %
$\eta_{sc}$	Rendement de système de conditionnement; %
$G$	Irradiation solaire globale sur un plan horizontal; kWh/m <sup>2</sup> /an

Le principal intérêt de ce modèle qui donne de bons résultats de simulation réside dans sa simplicité et dans sa facilité d'utilisation. Nous pouvons simuler tout type de module PV à partir des caractéristiques techniques constructeur. Dans cette étude, concernant le générateur photovoltaïque, seule la technologie monocristalline a été considérée, avec une puissance crête de 250 W<sub>c</sub>, et une efficacité énergétique de 15.28% (Elysun, 2010).

La distribution spatiale de l'énergie électrique produite annuellement par unité de surface de générateur photovoltaïque est illustrée sur la figure suivante :



**Figure 3.7 :** Potentiel de l'énergie électrique solaire.

L'étude de potentiel élaborée jusqu'ici dans le domaine de l'énergie solaire détermine, sur la base de la surface, le potentiel national qui est immense en raison de l'intensité du rayonnement solaire et de la disponibilité de grands espaces. Cette étude évalue en chiffres le potentiel pour la production d'électricité à partir d'énergie solaire à environ 700,000 TWh par an, ce qui correspond à environ 10,000 fois la consommation actuelle en électricité (environ 69 TWh en 2015) et indique, compte tenu d'une compétitivité accrue des technologies l'énorme importance stratégique de l'énergie solaire pour l'Algérie.

### **5.1.2. Gisement éolien en Algérie**

L'Algérie prévoit d'atteindre à l'horizon 2030 près de 40% de la production nationale d'électricité de sources renouvelables, dont l'énergie éolienne représente le deuxième axe de production dans ce programme (PNEREE, 2016). Avant d'étudier la possibilité d'implanter une ferme éolienne dans une région donnée, il est nécessaire de faire des études du gisement éolien pour une connaissance précise de la météorologie du vent.

Dans ce contexte, l'un des premiers travaux de cartographie éolienne du pays à 10 m de hauteur a été réalisé en 2006 (Kasbadji, 2006). Une autre étude sur le gisement éolien en Algérie fut établie en 2011. Cette dernière a introduit une analyse spectrale pour étudier le phénomène cyclique du vent et a contribué à l'actualisation de la carte des vents en Algérie en introduisant le site de Hassi-R'Mel qui avait été sous-estimé dans les précédents travaux (Chellali et al., 2011). L'étude la plus récente qui a réactualisé la carte des vents à 10m, a été réalisée en 2013, en utilisant des données météorologiques plus récentes et un plus grand nombre de points de mesure par rapport aux précédents travaux (Boudia, 2013 ; Boudia et al., 2016). Le résultat de l'actualisation de la carte du vent en Algérie a permis d'améliorer le potentiel éolien dans la région orientale du Sahara, la région des hauts plateaux occidentaux, trois régions côtières ouvertes à la mer Méditerranée et à l'extrême sud du pays, alors qu'elle a été déclassé dans deux régions situées dans le nord. L'étude temporelle donne au printemps la période la plus venteuse sur la plus grande partie du pays (Boudia et al., 2016).

#### **5.1.2.1. Estimation du potentiel éolien : Vitesse du vent**

L'évaluation des ressources éoliennes a été réalisée par (Boudia, 2013 ; Boudia et al., 2016) à l'aide d'une analyse statistique basée sur des données mesurées de la vitesse du vent au cours de la dernière décennie à partir de 63 stations météorologiques réparties sur le territoire algérien et 24 dans les frontières des pays voisins à une hauteur de 10m. Les résultats montrent que l'Algérie est décomposée en 5 zones distinctes : le littoral, l'Atlas Tellien, les Hauts-Plateaux, le Nord du Sahara et le Grand Sahara. Dans ce travail, la distribution de Weibull est utilisée pour étudier le potentiel éolien annuel et saisonnier sur le pays. Une analyse géographique a été menée sur la base de ces résultats. Dans le présent travail, et afin de développer une cartographie géo-numérisée de la répartition spatiale des vitesses du vent, les données collectées par (Boudia, 2013) ont été employées. Les coordonnées de latitude et de longitude des stations des mesurées sont utilisées pour extrapoler et cartographier les données des vitesses. Nous faisons appel donc à ce stade à la même méthode d'interpolation utilisée lors de développement de la carte solaire. Au final, les données de la moyenne annuelle des vitesses couvrant une grille régulière de 1 km de résolution ont été générées.

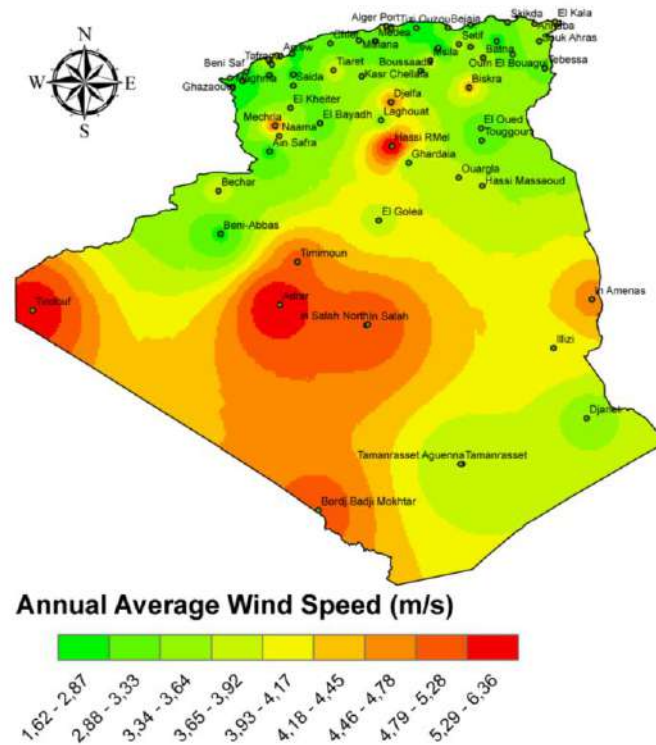


Figure 3.8 : Répartition géographique du gisement éolien.

La figure (3.8) montre la vitesse moyenne annuelle du vent de chaque région. A partir de l'analyse de la vitesse du vent, nous pouvons observer que la vitesse moyenne du vent pour l'Algérie varie de 1.6 m/s à 6.3 m/s. Les vitesses les plus fortes enregistrées sont de 6.3 m/s pour la région d'Adrar, de 6.1 m/s pour Hassi-R'mel et de 6 m/s pour la région de Tindouf. Les régions venteuses attractives sont situées dans les régions du Sud-Ouest et à Tiaret, Borj-Baji Mokhtar, Djelfa et Biskra. La vitesse moyenne du vent dans les régions côtières est d'environ 4 m/s. La vitesse la plus faible de 1.6 m/s a été observée dans la région de Tizi-Ouzou (région nordique). Ainsi, pour la région de Maghnia (région du Nord-Ouest), nous observons que le potentiel éolien est inférieur à 1.4 m / s.

### 5.1.2.2. Estimation du potentiel électrique

L'énergie éolienne est produite à partir de la force du vent, grâce à une éolienne, qui transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique. Le recours aux éoliennes présente divers avantages : des ressources inépuisables, des coûts de revient compétitifs et qui tendent encore à décroître; et enfin des émissions de gaz à effet de serre nulles en exploitation.

### **a. Modélisation des turbines éoliennes**

Le potentiel éolien dans une région donnée se calcule à partir des distributions de la vitesse moyenne en utilisant de mesures de vent. Il existe différents modèles pour la modélisation de la vitesse du vent et pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne normalisée. Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull (Carta et al., 2009). La forme générale de la fonction de la densité de probabilité est:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (3.2)$$

Avec :

$f(v)$  Distribution en fréquences des vitesses mesurées  $v$

$k$  Paramètre de forme de Weibull; sans dimension

$c$  paramètre d'échelle de Weibull; m/s

La fonction de distribution cumulée de Weibull correspondante s'écrit sous la forme suivante:

$$F(v) = \int f(v)dv = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (3.3)$$

#### **a.1. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull**

L'extrapolation verticale des données de vent à long terme, comprenant entre autres l'extrapolation verticale des deux paramètres de Weibull  $k$  et  $c$ , qui se fait suivant le modèle de la loi de puissance. Ainsi, pour des valeurs des paramètres calculées à une certaine hauteur ( $Z_1$ ), les valeurs à une autre hauteur ( $Z_2$ ) peuvent être estimées en utilisant les modèles de (Justus, Mikhail, 1976). Pour une référence d'altitude initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation sont les suivantes :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1-0.088 \ln(Z_1/10)}{1-0.088 \ln(Z_2/10)} \quad (3.4)$$

$$\frac{c_2}{c_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^m \quad (3.5)$$

$$m = \frac{0.37-0.0881 \ln(c_1)}{1-0.0881 \ln(Z_1/10)} \quad (3.6)$$



## **a.2. Extrapolation verticale de la vitesse**

Justus et Mikhail ont préféré assimiler l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur, dans la couche de surface, à une loi de puissance. La vitesse à n'importe quelle hauteur peut être calculée en utilisant la formule suivante (Justus, Mikhail, 1976):

$$V_2 = V_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (3.7)$$

Avec :

$V_1$  Vitesse du vent mesurée à la hauteur  $Z_1$ , m/s

$V_2$  Vitesse du vent à une hauteur demandée  $Z_2$ , m/s

$\alpha$  Coefficient de cisaillement du vent

Cette loi de puissance ne dépend que d'un seul paramètre  $\alpha$ , qui est l'exposant de friction ou de Hellman, également connu en tant que coefficient de cisaillement du vent. Sa valeur dépend de plusieurs facteurs comme la vitesse du vent, la stabilité atmosphérique et les caractéristiques du sol (topographie et rugosité). En effet, c'est une formule d'ingénierie utilisée pour exprimer le degré de stabilité ou le niveau des turbulences via un seul paramètre  $\alpha$  mais sans aucune base physique (Boudia, 2013).

permettant l'estimation du coefficient de friction  $\alpha$ , afin de tracer le profil vertical permettant ainsi l'extrapolation instantanée des vitesses du vent s'écrit sous la forme suivante :

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln(Z_1/10)} \quad (3.8)$$

## **a.3. Estimation de la densité énergétique**

La meilleure façon d'évaluer la ressource éolienne disponible sur un site donné est le calcul de la densité d'énergie électrique, indiquant l'énergie éolienne disponible sur le site après la conversion en électricité à la sortie d'un aérogénérateur par unité de surface. Généralement, il existe deux façons pour estimer la densité dans le site. La première est basée sur les données mesurées et la seconde sur la fonction de distribution de probabilité (Boudia, 2013). Il existe une expression largement utilisée pour estimer la densité énergétique moyenne

à la sortie d'une éolienne en utilisant le facteur de capacité; représenté par le rapport entre la puissance moyenne et la puissance nominale. La formule est donnée par la relation suivante:

$$E_w = P_e * \Delta t = P_n * FC * \Delta t \quad (3.9)$$

Avec:

- $E_w$  Energie éolienne extraite; kWh/m<sup>2</sup>/an
- $P_e$  Puissance moyenne à la sortie de l'éolienne; kW/m<sup>2</sup>
- $\Delta t$  Nombre d'heure dans une période donnée; h/an
- $P_n$  Puissance électrique nominale de la machine; kW/m<sup>2</sup>
- $FC$  Facteur de capacité

Le facteur de capacité peut être estimé en fonction des deux paramètres de Weibull et les différentes vitesses de fonctionnement d'une éolienne (démarrage, nominale et d'arrêt).

$$FC = \frac{\exp[-(V_d/c)^k] - \exp[-(V_n/c)^k]}{(V_n/c)^k - (V_d/c)^k} - \exp\left[-\left(\frac{V_a}{c}\right)^k\right] \quad (3.10)$$

Avec :

- $V_d$  Vitesse de démarrage; m/s
- $V_a$  Vitesse d'arrêt; m/s
- $V_n$  Vitesse nominale; m/s

Le principal intérêt de ce modèle qui donne de bons résultats de simulation réside dans sa simplicité et dans sa facilité d'utilisation. Nous pouvons simuler tout type d'éolienne à partir des caractéristiques techniques de constructeur. Afin d'estimer la production électrique à la sortie d'une éolienne, nous avons utilisé une aérogénérateur d'une puissance nominale de 1 500kW normalisés, de 10m de hauteur avec un rayon égal à 62m (Vensys, 2010). Les caractéristiques sont données dans le tableau suivant:

**Tableau 3.2** : Caractéristique de l'aérogénérateur Vensys 62 (Vensys, 2010).

<b>Modèle</b>	<b>Vensys 62</b>
<b>Puissance nominale (kW)</b>	1500
<b>Diamètre du rotor (m)</b>	62
<b>Surface de la voilure (m<sup>2</sup>)</b>	3019
<b>Vitesse de démarrage (m/s)</b>	3
<b>Vitesse nominale (m/s)</b>	13.5

Vitesse d'arrêt (m/s) 25

La carte annuelle de l'énergie électrique estimée à 10m de hauteur par unité de surface d'aérogénérateur éolien est illustrée dans la figure suivante :

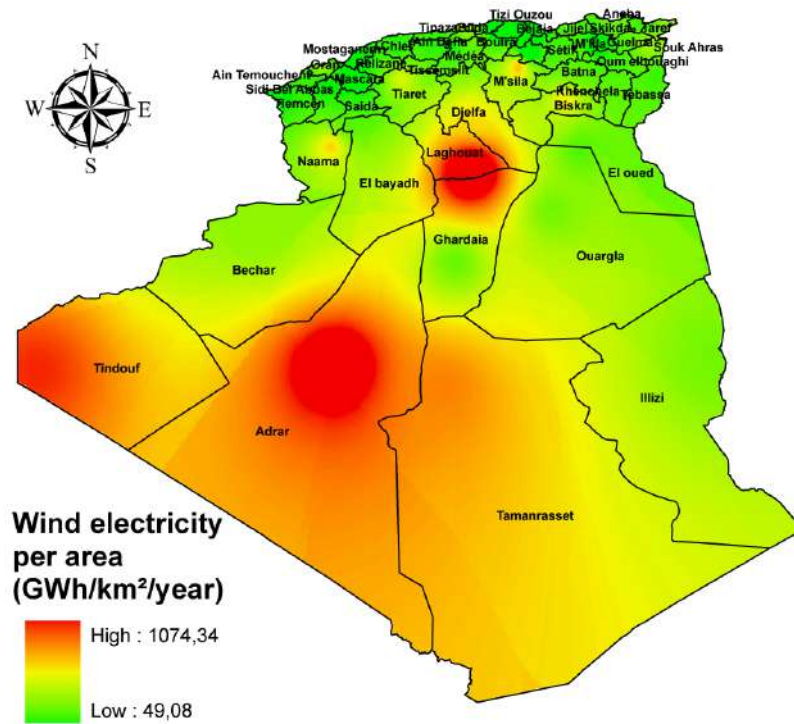


Figure 3.9 : Densité de puissance moyenne récupérable à 10 m du sol.

Comme nous voyons, le potentiel d'énergie éolienne est irrégulièrement dispersé dans l'ensemble du territoire. La partie sud de l'Algérie est considérée comme des régions à fort potentiel électrique. La production annuelle moyenne d'électricité éolienne la plus élevée est estimée dans la région de Hassi R'mel (Laghouat) à 1074.8 GWh/km<sup>2</sup>, tandis que la valeur la plus basse est donnée sur le site de Tizi-Ouzou, soit 48 GWh/km<sup>2</sup>/an. La production moyenne dans le reste du pays est de l'ordre de 900 GWh/km<sup>2</sup> par an, ce qui est très respectable et favorise l'exploitation de l'énergie éolienne en Algérie.

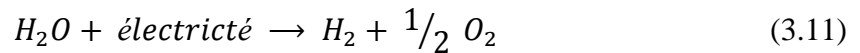
## 5.2. Estimation du potentiel de production d'hydrogène

L'estimation de la production d'hydrogène utilisant les énergies renouvelables en Algérie dépend principalement de l'estimation du potentiel de production d'électricité, cette estimation est basée sur l'introduction des données d'irradiation solaire et de vitesse du vent dans des modèles mathématiques spécifiques. L'énergie générée par la source renouvelable

sera envoyée à l'électrolyseur pour conduire le procédé d'électrolyse de l'eau afin de produire l'hydrogène.

### **5.2.1. Technologies des électrolyseurs**

L'électrolyse est une technique qui utilise un courant électrique continu pour provoquer une réaction électrochimique. La molécule d'eau est dissociée en oxygène et hydrogène, une réaction qui se déroule dans un électrolyseur. La réaction s'écrit de manière globale comme suit:



Les électrolyseurs sont généralement composés d'une électrode négative, d'une électrode positive et d'un électrolyte. Les électrolyseurs présentent une structure compacte et très simple. Différents types d'électrolyseur existent, avec différents niveaux d'avancement (tableau 3). Ils sont de deux natures et portent d'une part sur le type de structure (mono polaire ou bipolaire) et d'autre part sur le type d'électrolyte : alcalin, PEM (Proton Exchange Membrane) ou électrolyse à haute température (Solid Oxid Electrolyser Cell, SOEC).

#### **5.2.1.1. Electrolyse alcaline**

L'électrolyse alcaline est le procédé le plus employé dans l'industrie et mature. Les électrolyseurs se présentent en modules de petite ou moyenne capacité, utilisant une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (ou potasse) dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25% en masse à 80°C jusqu'à 40% à 160°C). Les modules comprennent généralement; une alimentation électrique, les cellules d'électrolyse, une unité de purification de l'eau, une unité de déshumidification des gaz, une unité de purification de l'hydrogène, un compresseur et un système de contrôle-commande. Certaines technologies d'électrolyseurs fonctionnent directement sous pression. Les modules de petite capacité opèrent typiquement de 3 à 30 bars (AFHyPAC, 2015).

#### **5.2.1.2. Electrolyse à haute température**

Cette technologie est directement issue des développements de la pile à combustible, fonctionnant respectivement dans les gammes 400-600°C et 650-1000°C. Elle se révèle intéressante si nous l'alimente à la fois en électricité et en chaleur pour maintenir la température élevée souhaitée, le rendement peut alors être supérieur à 80% si nous ne prenons

pas en compte la chaleur de vaporisation de l'eau. Elle est essentiellement destinée à être couplée à un système solaire à concentration ou à un réacteur nucléaire à haute température (AFHyPAC, 2015).

### 5.2.1.3. Electrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM)

Le nom PEM s'explique par l'électrolyte utilisé, il s'agit ici d'un film polymère conducteur de protons. La membrane est recouverte des deux côtés d'une fine couche de matériau catalyseur. Ces deux couches forment l'électrode négative et positive de l'électrolyseur. Un électrolyseur PEM divise l'eau pure en hydrogène et en oxygène. En appliquant une tension continue, des molécules d'eau sont oxydées sur l'anode en oxygène et en protons et des électrons sont libérés. Les protons (ions  $H^+$ ) se dirigent vers la cathode en passant par une membrane conductrice de protons et y forment du gaz hydrogène avec les électrons circulant le long du circuit conducteur extérieur. Du gaz oxygène s'accumule du côté de l'anode.

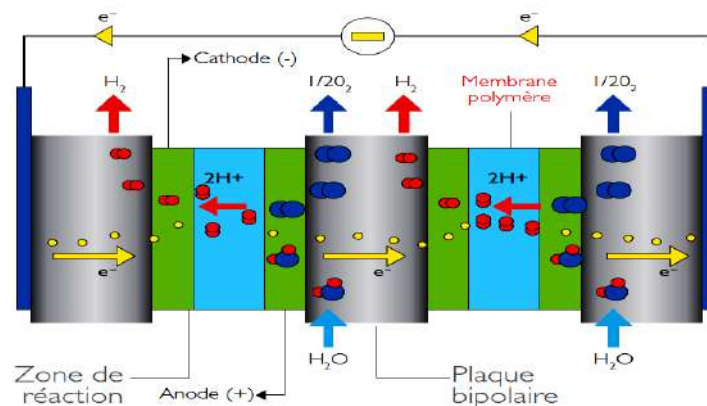


Figure 3.10 : Schéma d'une cellule d'électrolyse PEM (AFHyPAC, 2015).

L'électrolyse à membrane polymère est considérée, néanmoins, comme une technologie d'avenir car elle bénéficie des nombreux développements sur les piles à combustible de technologie comparable (PEM), et de la réduction des coûts associée. Les avantages de cette technologie sont l'absence d'électrolyte liquide, la compacité, la simplicité de fabrication, la simplicité du design et du fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion. Ce type d'électrolyseur est particulièrement adapté au couplage à une source d'énergie renouvelable car il supporte, mieux que l'électrolyse alcaline, les variations de puissance électrique disponible (AFHyPAC, 2015). Le tableau (3.3) résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyte.

**Tableau 3.3:** Principales caractéristiques des électrolytes.

Type	PEM	Alcalin	SOEC
Température de fonctionnement (°C)	80-100	50-100	800-1000
Pression de fonctionnement (bar)	1-70	3-30	-
Consommation électrique (kWh/Nm <sup>3</sup> d'H <sub>2</sub> )	6	4-5	3-3.5
Rendement énergétique (%)	80-90	75-90	80-90
Etat du marché	Mature	Commercialisé	Recherche

Dans cette étude, un électrolyseur de type PEM a été utilisé. Par conséquent, l'énergie transférée à l'électrolyseur est définie comme suit :

$$E_{El} = \eta_{El} \eta_p E_{source} \quad (3.12)$$

$E_{El}$  Energie absorbée par l'électrolyseur (kWh)

$\eta_{El}$  Rendement d'électrolyseur (%)

$\eta_p$  Rendement supplémentaire inclus pour tenir compte les pertes d'énergie dans l'électrolyseur (%)

$E_{source}$  Energie électrique délivrée par la source renouvelable (kWh)

L'évaluation du potentiel est basée sur l'utilisation de l'énergie électrique produite par une source renouvelable qui entraîne le fonctionnement d'un électrolyseur. Dans cette analyse, une capacité de puissance de 52.5 kWh/kg pour l'électrolyseur a été considérée (ce qui correspond à environ 75% de rendement). Le rendement supplémentaire qui est inclut pour tenir compte des pertes d'énergie dans l'électrolyseur est égal à 90%. Le calcul de la masse d'hydrogène produite à partir de chaque source renouvelable est décrit comme suit :

$$M_{H_2} = \frac{E_{el}}{PCS_{H_2}} = \frac{\eta_{elec} \eta_p E_{source}}{PCS_{H_2}} \quad (3.13)$$

$M_{H_2}$  Masse d'hydrogène (kg/an)

$PCS_{H_2}$  Pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène (kWh/kg)

### 5.2.2. Hydrogène Solaire

La figure suivante représente la carte du potentiel d'hydrogène produit à partir de l'énergie solaire en utilisant les panneaux photovoltaïques mono-cristallins considérés. Pour tous les résultats, l'unité de potentiel est des tonnes d'H<sub>2</sub> par km<sup>2</sup> par an.

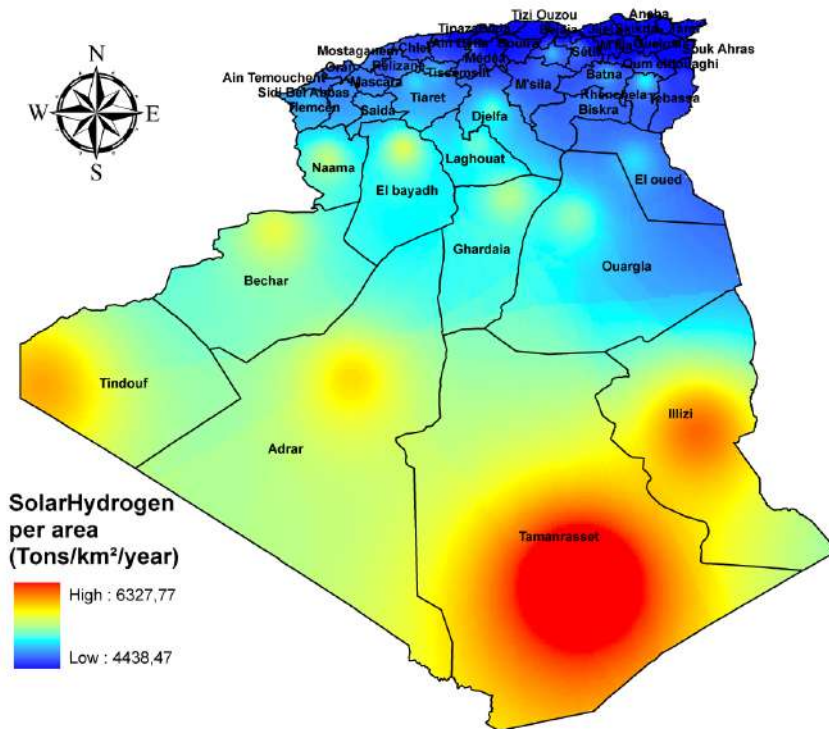


Figure 3.11 : Potentiel d'hydrogène solaire.

Le potentiel de production d'électricité solaire et de l'hydrogène solaire sont directement proportionnel; La région qui a le potentiel de production d'électricité le plus élevé a donc la production d'hydrogène la plus estimée. A l'échelle nationale, le potentiel de la production d'hydrogène solaire est estimé à 0.24 Mt/km<sup>2</sup> annuellement, dont la production varié entre 4437 et 6327 tonnes/km<sup>2</sup>. En fait, l'estimation de l'hydrogène solaire dans le pays ne présente pas de différences importantes entre toutes les régions. En outre, le plus grand potentiel de production d'hydrogène solaire sur l'ensemble du territoire est situé dans le sud de l'Algérie.

### 5.2.3. Hydrogène éolien

L'hydrogène éolien est essentiellement la génération d'hydrogène par électrolyse où l'électricité fournie provient des éoliennes. La figure suivante montre la carte du potentiel

annuel de production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne sur la superficie de chaque région.

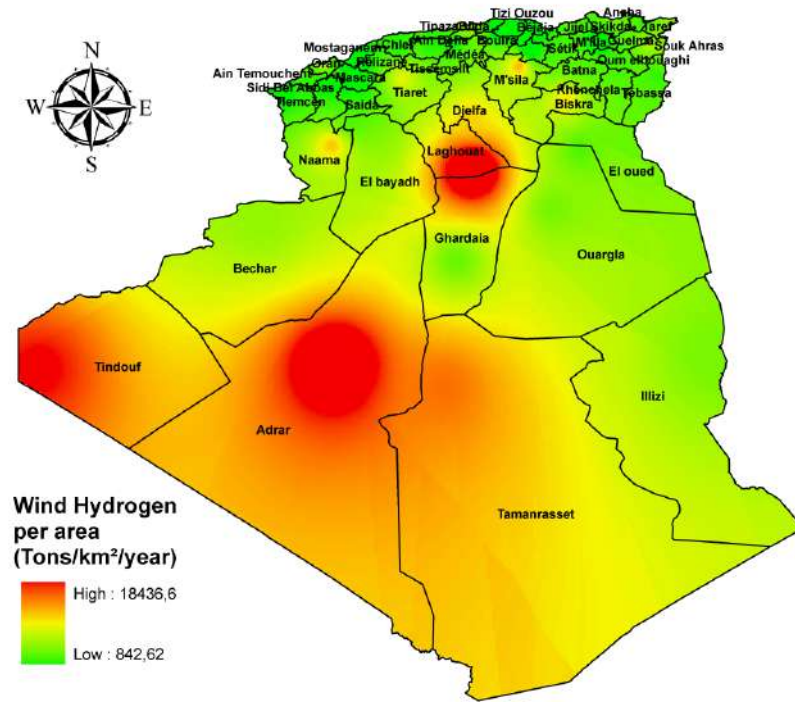


Figure 3.12 : Potentiel d'hydrogène éolien.

La masse d'hydrogène produite à partir de l'énergie éolienne montre un comportement remarquablement différent de celui observé pour le solaire et varie significativement selon les régions. La quantité totale produite est de l'ordre de 0.21 Mt/km<sup>2</sup>/an sur tout le territoire national. A partir de la figure (3.12), nous pouvons voir que les régions de Hassi R'mel (Laghouat), Adrar et Tindouf sont mises en évidence, avec une production annuelle supérieure à 12 ktonnes d'hydrogène par kilomètre carré, dont la valeur maximale est donnée au sud sur le site de Hassi R'mel avec 18 447.6 tonnes/km<sup>2</sup>/an. De l'autre côté, avec un potentiel annuel qui varie entre  $5 \times 10^3$  et  $10^4$  tonnes/km<sup>2</sup>, nous trouvons les régions d'Oran, de Souk-Ahras, de Tindouf, de Tiaret, de Biskra, de Djelfa, de Naama et de Tamanrasset. À Bordj-Bou-Areri, à Tizi-Ouzo, à Tlemcen et à Mestaganem, nous trouvons la plus faible quantité de masse d'hydrogène, soit environ 800 tonnes/km<sup>2</sup>/an.

### 5.3. Comparaison entre l'hydrogène solaire et éolien

Comme vu dans les résultats précédents, la production d'hydrogène utilisant des énergies renouvelables est principalement liée au potentiel d'énergie solaire et éolienne qui



affecte directement le potentiel électrique de chaque source. Par conséquent, la production d'hydrogène estimée et le potentiel électrique renouvelable sont directement proportionnels. Cependant, la distribution de la production d'hydrogène solaire et éolien se comporte différemment, en raison de la nature variée de la source et de la spécification géographique du site, des conditions climatiques et des limites technologiques de chaque ressource sur la surface largement dispersée de l'Algérie.

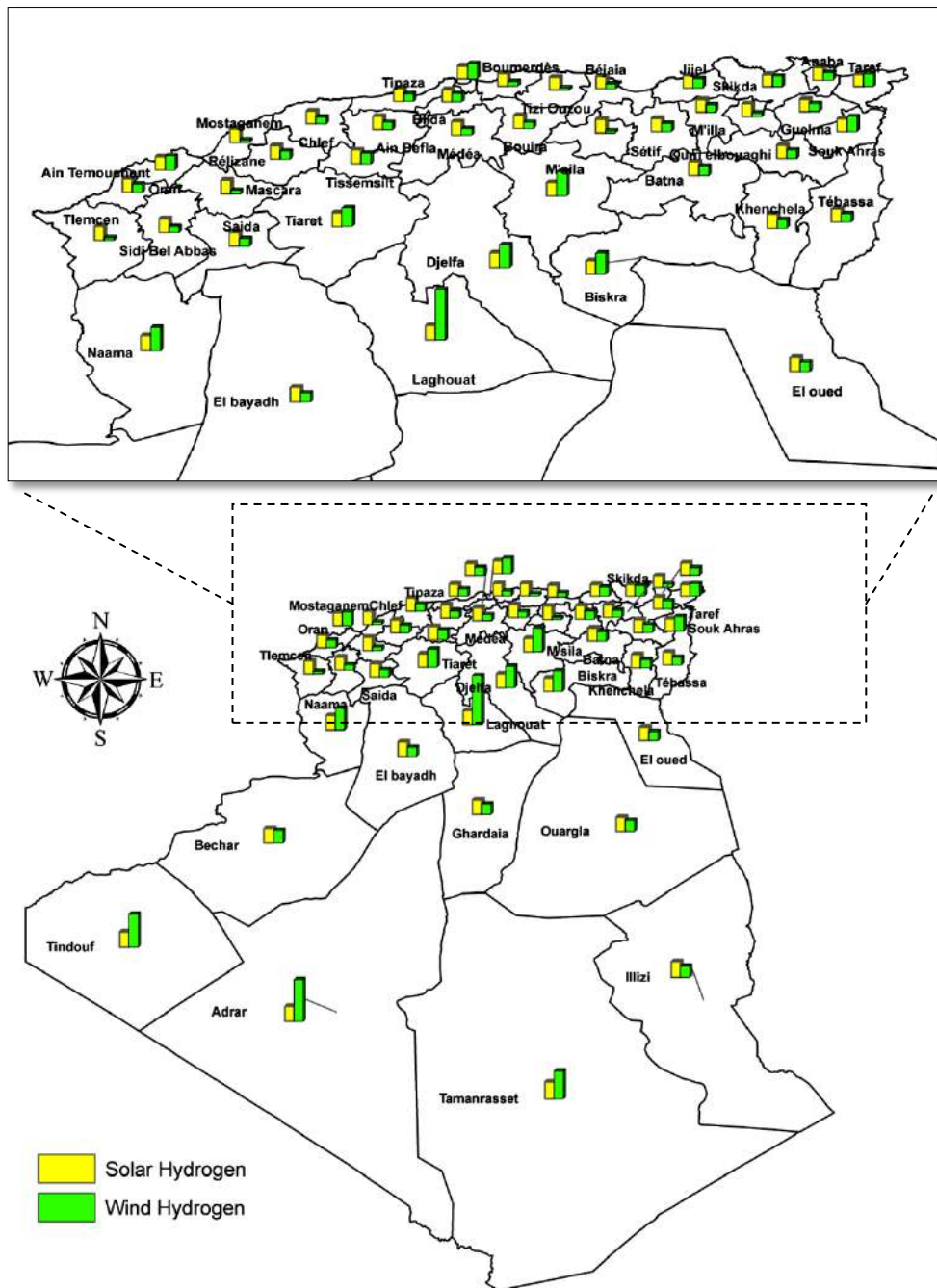


Figure 3.13 : Comparaison de la production d'hydrogène entre les deux sources.

Comme montre la figure (3.13), le potentiel de production d'hydrogène solaire varie dans un intervalle relativement faible, dont le potentiel estimé le plus élevé est à Tamenrasset de 6328 tonnes/km<sup>2</sup> par an, et le potentiel le plus bas obtenu à Al-Taref de 4437.14 tonnes/km<sup>2</sup> par an. La production d'hydrogène à partir du vent, variée différemment dans un intervalle assez important, la production d'hydrogène estimée la plus élevée a été obtenue à Tamenrasset de 18447.6 tonnes/km<sup>2</sup>, et la plus faible valeur obtenue à Tizi-Ouzou avec 838.6 tonnes/km<sup>2</sup> par an.

La somme du potentiel de production d'hydrogène pour les énergies éolienne et solaire peut indiquer les régions optimales pour les projets hybride de la production d'hydrogène. Les régions d'Adrar et de Laghouat peuvent produire plus de  $2 \times 10^4$  tonnes / km<sup>2</sup> par an. De plus, pour une capacité de production annuelle comprise entre  $2 \times 10^4$  tonnes/km<sup>2</sup> et  $1.3 \times 10^4$  tonnes/km<sup>2</sup> nous trouvons les régions suivantes: Tindouf avec  $1.8 \times 10^4$  tonnes/km<sup>2</sup>, Tamenrasset avec  $1.68 \times 10^4$  tonnes/km<sup>2</sup>, Djelfa, M'sila et Naama avec  $1.3 \times 10^4$  tonnes/km<sup>2</sup>. En outre, les régions qui fournissent une production annuelle de l'ordre de  $10^4$  tonnes/km<sup>2</sup> par année sont: Biskra, Tiaret, Bechar, Alger, Souk-Ahras, Oran et Illizi.

Sur la base des résultats obtenus et à des fins d'illustration, nous classons les résultats en trois catégories. La première classe comprend les régions ayant un potentiel de production de l'hydrogène à partir de l'énergie éolienne est supérieur à la production par l'utilisation de l'énergie solaire. Ces régions sont concentrées dans les parties sud et sud-ouest de l'Algérie; à savoir: Adrar, Laghat, Biskra, Tamenrasset, Tindouf, Djelfa, M'sila et Naama. La deuxième catégorie contient des régions avec un potentiel de production de l'hydrogène à partir de l'énergie solaire est plus élevé par rapport à la production d'hydrogène à base du vent. Dans cette classe, nous trouvons de nombreuses régions de l'Ouest (Chlef, Tlemcen, Saida, Sidi-Bel-Abbas, Mostaganem, Mascara et Ain-Tmouchent), le littoral (Béjaia, Boumerdès, Tipaza), l'Est (Oum-El-Bouagui, Tbesa , Sétif, Annaba, Constantine et Khenchla), et du sud seulement la région d'El Oued. Le dernier groupe comprend le reste des régions qui ont un équilibre et une égalité entre les potentiels productifs d'hydrogène solaire et éolien, comme Ouargla, Alger, Oran, Batna et autres. Dans la partie sud du pays, l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont à la fois pratiques, mais dans le nord, l'hydrogène à base solaire est plus probable pour une exploitation à grande échelle de la production d'hydrogène.

## **6. Conclusion**

Ce chapitre analyse l'estimation du potentiel de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau avec l'électricité produite à partir de deux ressources renouvelables, à savoir l'énergie solaire et éolienne en Algérie, en utilisant des données météorologiques, des mesures satellitaires et des modèles techniques. Pour cette raison, trois modules sont envisagés: l'évaluation du gisement solaire et éolien, l'estimation de la production d'électricité et l'analyse du potentiel de production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables. Le potentiel d'hydrogène est analysé et évalué à des fins de comparaison. Les conclusions suivantes peuvent être tirées:

L'irradiation solaire disponible varie dans un intervalle relativement petit, de l'irradiation la plus élevée à Tamenrasset de 2413 kWh/m<sup>2</sup>/an à l'irradiation la plus faible d'Al-Taref de 1692 kWh/m<sup>2</sup> par an. La vitesse du vent varie différemment dans un intervalle assez important, la vitesse du vent la plus élevée a été obtenue en Adrar (6.38 m/s) à la plus faible valeur obtenue à Tizi-Ouzou (1.6 m/s).

D'après les données de vent enregistrées, il semble que toutes les régions du sud ainsi que certaines régions du sud-ouest sont plus prometteuses que d'autres pour l'exploitation des ressources éoliennes pour la production d'énergie électrique et d'hydrogène. En particulier, deux sites regroupent un fort potentiel éolien, correspondant à Laghouat (exactement dans la région de Hassi R'mel) et à la région d'Adrar avec des valeurs de production d'énergie éolienne égales respectivement à 1074.88 et 915.09 GWh/km<sup>2</sup>/an. En outre, conduit à une production d'hydrogène électrolytique de 18447.6 tonnes/km<sup>2</sup>/an et 15705.3 tonnes/km<sup>2</sup>/an, respectivement.

Dans le cas de l'énergie solaire, l'électricité solaire estimée et l'hydrogène ne présentent pas de différences importantes entre toutes les régions du territoire. Le potentiel annuel total d'électricité solaire est compris entre 368.7 et 258.5 GWh/km<sup>2</sup>, qui sont atteints respectivement à Tamenrasset et El-Taref. Le potentiel de production d'hydrogène correspondant des panneaux solaires photovoltaïques est égal à 6327.19 et 4437.14 tonnes/km<sup>2</sup>/an, respectivement.

Les résultats donnent une production annuelle totale de  $2.4 \times 10^5$  tonnes/km<sup>2</sup> d'hydrogène solaire et de  $2.1 \times 10^5$  tonnes/km<sup>2</sup> d'hydrogène éolien.

Adrar, Laghouat, Tamenrasset et Tindouf, des régions situés au sud et au sud-ouest de l'Algérie, ce sont les régions avec la meilleure production dépassant les  $8 \times 10^4$  tonnes/km<sup>2</sup>/an d'hydrogène renouvelable estimées. Nous pouvons conclure que le Sahara algérien est optimal pour les projets de production d'hydrogène solaire et/ou éolien à grande échelle.

Le potentiel estimé de l'hydrogène peut améliorer considérablement la qualité de vie en Algérie en créant des emplois, en développant des compétences techniques, en réduisant la dépendance du pays au pétrole et au gaz, tout en respectant les obligations de réduction des effets de serre et de réchauffement climatique par la décarbonisation de tous les secteurs énergivores. Aussi, dans les années à venir, l'exploitation de ces potentiels d'énergie renouvelable dans une production d'hydrogène à grande échelle fera de l'Algérie l'un des plus grands fournisseurs mondiaux d'électricité ainsi que le vecteur énergétique révolutionnaire de l'hydrogène.

# Chapitre 4

Politique sectorielle pour la  
décarbonisation de l'économie :  
Application au cas de l'hydrogène  
pour le secteur du transport routier

## **1. Introduction**

Le déploiement de la mobilité hydrogène pourrait limiter la dépendance aux carburants pétroliers et rendre nos véhicules plus respectueux de l'environnement, c'est l'une des solutions pour répondre aux défis du transport propre. Cependant, les contraintes liées à l'intégration de cette ressource énergétique demeurent encore bien présentes, notamment concernant le développement d'une infrastructure pour son approvisionnement.

Dans ce chapitre, la première partie sera consacrée à l'intégration de l'hydrogène dans le secteur du transport routier par l'analyse de la demande en hydrogène en Algérie d'ici 2045. En utilisant la combinaison de données spatiales dans un Système d'Information Géographique (SIG) avec un modèle technico-économique de la prospective énergétique, les besoins en énergie, les gains d'économie d'énergie et des émissions polluantes seront estimés pour deux scénarios, à savoir un scénario tendanciel (de référence) qui poursuit dans la même voie sans modification et ne prend pas en compte les ruptures technologiques, et un scénario alternatif (volontariste), dans lequel en introduisant de nouvelles voies d'économie et d'efficacité énergétique tels que l'intégration de l'hydrogène comme un carburant alternatif.

Dans la deuxième partie, et pour déployer à grande échelle l'hydrogène-carburant, plusieurs décisions doivent être prises comme la nécessité d'ouvrir des sites de production, de choisir les technologies qu'il faut adopter dans les sites de production. Pour trouver les meilleures localisations de l'emplacement d'une installation hydrogène, nous présenterons une procédure basée sur l'utilisation combinée d'une méthode multicritères (AHP) et le SIG pour évaluer l'adaptabilité des zones pour la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire photovoltaïque dans la région de Ouargla, au Sud-Est de l'Algérie, prenant en considération plusieurs contraintes et critères.

## **2. Conception de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène-carburant**

L'hydrogène en tant que un combustible propre pour les véhicules fait l'objet d'intenses activités de recherches (Balat, 2008 ; Wietschel, Ball, 2009 ; Fayaz et al., 2012). L'hydrogène possède des propriétés très particulières en tant que carburant de transport, y compris une vitesse de combustion rapide, un indice d'octane élevé, et aucune toxicité ou potentiel de formation d'ozone. Il a beaucoup plus de limites d'inflammabilité dans l'air que le méthane et l'essence (Balat, 2008). Pour cette raison, une infrastructure doit être construite et développée;

un réseau complet de production d'hydrogène, de stockage, de transport et de ravitaillement en hydrogène devra être construit.

L'infrastructure de l'hydrogène présente de nombreux défis et challenges qui doivent être surmontés pour une transition réussie vers une future économie de l'hydrogène. Ces défis sont principalement dus à l'existence de nombreuses options technologiques pour la production, le stockage, le transport et les utilisateurs finaux (Wietschel, Ball, 2009 ; Kim et al., 2014).

### **2.1. Approches de la planification et la conception de l'infrastructure**

De nombreuses recherches sont menées pour développer la filière hydrogène-carburant afin d'en faire une filière énergétique alternative performante, durable, sûre et compétitive. Une classification des modèles et des approches a été faite, qui comprend des méthodes d'optimisation mathématique; s'intéressent à la conception de réseaux logistiques, un système d'aide à la décision basé sur le Système d'Information Géographique (SIG) qui porte sur la prospective énergétique, et des plans d'évaluation portent plus spécifiquement sur le déploiement des infrastructures pour l'hydrogène énergie (Dagdougui, 2012).

La modélisation d'une infrastructure complète d'hydrogène était une priorité majeure pour plusieurs pays dans le monde. Par conséquent, de nombreuses études techniques et économiques ont été rapportées et appliquées pour différentes échelles; nationale ou régionale (Tableau 4.1). Ceux-ci comprennent la Chine, la Corée, la Malaisie, les Pays-Bas, la Norvège, la Californie, l'Ohio, l'Iran, l'Espagne, l'Allemagne et le Royaume-Uni.

*Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier*

**Tableau 4.1:** Principaux projets de modélisation du développement de l'infrastructure hydrogène (Rahmouni et al., 2016).

Pays/région	Echelle		Période	Modèle/Méthode	Méthode de production		Distribution		Analyse économique	Économies environnementales	Réf.
	Nationale	Régionale			Renouvelable	Fossile	Camion	Pipe			
Chine	X		-	Optimisation générique	X	X	X	X	X	-	(Li et al., 2008)
Pékin, Chine		X	2002-2030	Analyse du cycle de vie (ACV)		X	X	X	X	X	(Feng et al., 2004)
Corée	X		D'ici 2044	Modélisation mathématique (modèle LEAP)	X	X	-	-	-	X	(Kim, Moon, 2008)
	X		D'ici 2030	Problème de Programmation Linéaire Mixte (MILP) utilisant GAMS	X	X	X	X	-	X	(Han et al., 2012)
Malaisie péninsulaire		X	-	MILP utilisant GAMS		X	X		X	-	(Kamarudin et al., 2009)
Pays-Bas	X		2010-2050	Modélisation mathématique (Excel)		X		X	X	-	(Smit et al., 2007)
	X		2015-2050	SIG / Optimisation		X	X	X	X	X	(Murthy Konda et al., 2011)
Norvège	X		2010-2050	Modèle basé sur le SIG	X	X	X	X	X	X	(Stiller et al., 2010)
Californie, USA		X	2005-2020	Modélisation mathématique	X	X	X	X	X		(Ogden, 1999)
Ohio, USA		X	-	SIG / modèle techno-économique		X		X	X	X	(Johnson et al., 2008)
Iran	X		2008-2050	Optimisation générique		X		X	X	X	(Qadrdan et al., 2008)
Espagne	X		D'ici 2010	Modèle d'optimisation multi-objectif	X		-	-		X	(Brey et al., 2007)
Allemagne	X		2010-2030	SIG/Modèle d'optimisation (MOREHyS)	X	X		X	X	X	(Ball et al., 2007)
Royaume-Uni	X		-	MILP	X	X	X	Chemin de fer	X		(Almansoori, Shah, 2006)
	X		By 2050	Modèle SIG-MARKAL		X		X	X		(Strachan et al., 2009)



## **2.2. Expériences mondiales : Programmes internationaux sur la mobilité hydrogène**

En matière de mobilité zéro émissions, les plus avancés pays ont choisi une stratégie combinant un plan de déploiement ambitieux et des mesures législatives et réglementaires de soutien. Ainsi, en matière de plan nous pouvons citer:

### **2.2.1. Hydrogen Mobility Europe**

Hydrogen Mobility Europe est un projet ambitieux, financé en partie dans le cadre du Fuel Cells & Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), qui consiste à démontrer que l'hydrogène peut prendre en charge les demandes de transport futures de l'Europe dans de multiples pays et, avec de multiples partenaires. Ce projet repose sur la convergence des quatre initiatives les plus ambitieuses en matière de mobilité hydrogène en Europe : H2 Mobility Deutschland, Mobilité Hydrogène France, Scandinavian Hydrogen Highway Partnership et UK H2 Mobility. Il rassemble les principales parties prenantes du secteur de l'hydrogène (constructeurs automobiles, fournisseurs de stations de recharge d'hydrogène et représentants gouvernementaux) pour étudier et élaborer des stratégies visant à faire du transport à hydrogène une réalité dans leurs régions (H2ME, 2017).

Sous H2ME, d'ici 2019, ils déploieront 200 véhicules électriques, 125 fourgonnettes commerciales électriques et 29 nouvelles stations de ravitaillement en hydrogène dans 10 pays (Autriche, Belgique, Danemark, France, Allemagne, Islande, Pays-Bas, Norvège, Suède et Royaume-Uni). Les accords initiaux pour le projet ont été signés en juillet 2017 et le projet a déjà livré les premiers véhicules aux clients en France et en Allemagne (Daimler, Symbio) (H2ME, 2017).

### **2.2.2. Au Japon**

Le gouvernement japonais considère l'hydrogène comme une énergie majeure pour l'avenir de l'automobile et envisage d'installer environ 320 stations de recharge d'hydrogène d'ici 2025, contre 90 aujourd'hui, en 2017. Le Japon a lancé la Toyota Mirai, première voiture à hydrogène à être produite de façon industrielle et même commercialisée à l'export (AFHypac, 2017).

### **2.2.3. En Chine**

En 2016, en réponse à la demande des autorités, Society of Automotive Engineers of China (SAE China) a révélé un plan de route pour des économies d'énergies et des véhicules fonctionnant aux énergies alternatives, incluant un plan hydrogène. L'objectif gouvernemental est de produire 1 million de véhicules hydrogène à l'horizon 2030 et de mettre en place plus de 1000 stations à cet horizon (AFHypac, 2017).

### **2.2.4. En Corée de sud**

En Décembre 2015, le Ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Energie a révélé son troisième plan pour le développement de véhicules respectueux de l'environnement. Les fabricants de véhicules hydrogène et de stations de recharge se sont ainsi vus assigner des objectifs précis, dont 9000 véhicules et 80 stations à horizon 2020 (AFHypac, 2017).

### **2.2.5. Aux Etats Unis**

Le Département Américain de l'Energie (DOE) a lancé le projet H2USA, mise en place en mars 2013 sous la forme d'un partenariat public-privé regroupant les constructeurs (Fiat-Chrysler, Honda, Hyundai, GM, Mercedes, Nissan, Toyota, Volkswagen), les producteurs d'hydrogène et des organisations. La structure travaille sur le déploiement des infrastructures (AFHypac, 2017).

En Californie, « l'Executive Order » décidé par le gouvernement en 2012 a imposé à plusieurs agences (dont le California Air Resources Board, la California Energy Commission, la Public Utilities Commission) de travailler avec les fédérations professionnelles (Plug-in Electric Vehicle Collaborative et le California Fuel Cell Partnership) pour atteindre trois échéances :

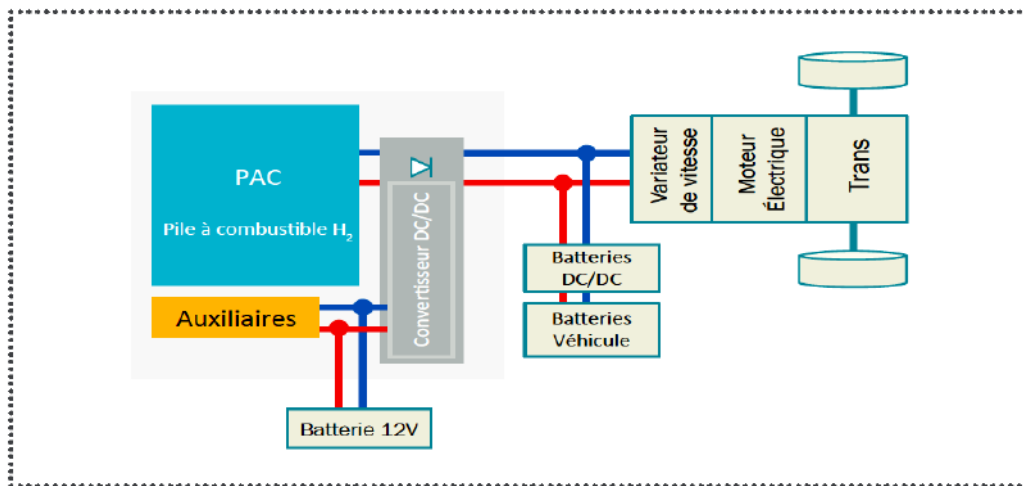
- A trois ans (2015): phase de pré-commercialisation : des zones clés identifiées sont prêtes à s'équiper en véhicules plug-in et hydrogène ainsi qu'en infrastructures de recharge ;
- A 8 ans (2020): phase de commercialisation : la Californie a mis en place une infrastructure capable d'alimenter un million de véhicules zéro émission ;
- A 13 ans (2025) : plus de 1.5 million de véhicules zéro émission circulent et le marché croit rapidement.

### **2.2.6. Aux Émirats Arabes Unis (EAU)**

En octobre 2017, la première station d'hydrogène pour les voitures électriques à pile à combustible a été inaugurée par Al-Fottaim Motors distributeur pour Toyota aux EAU en partenariat avec Air Liquide à Dubaï. Ceci s'inscrit dans le cadre d'un programme pilote lancé en mai 2017 pour tester la technologie zéro émission sur les routes des Emirats. Les Émirats arabes unis souhaitent mettre en place, au moyen de la Vision 2021, une mobilité plus durable et propre dans le pays. Ainsi, la station est spécialement adaptée aux conditions climatiques particulières de la région et possède les dernières technologies de pointe (ENA, 2017).

### **2.3. Utiliser l'hydrogène pour les applications de mobilité électrique**

La mobilité hydrogène est l'une des solutions d'électro-mobilité. Un véhicule hydrogène n'est autre qu'un véhicule entraîné par un moteur électrique, alimenté par de l'électricité produite à bord par une pile à combustible hydrogène. A la sortie de la pile, une batterie peut servir de capacité électrique tampon entre la pile qui fournit un courant électrique de manière régulière, un moteur électrique qui consomme selon les besoins du véhicule et les sollicitations du conducteur (accélérations, décélérations) (ADEM, 2015).



**Figure 4.1 :** Véhicule électrique à pile à combustible pleine puissance (ADEM, 2015).

Le système pile est constitué de la pile à combustible et de ses auxiliaires : une alimentation en hydrogène, une alimentation en air couplée à d'éventuels circuits d'humidification, un circuit de refroidissement, un ou des convertisseurs électriques, le tout géré par un système de contrôle électronique et logiciel. La technologie PEMFC est celle

utilisée généralement dans les applications de mobilité du fait de sa robustesse et de son fonctionnement à température modérée (60 à 110 °C) (ADEM, 2015).

De nombreux véhicules ont dépassé le stade de l'expérimentation et du démonstrateur pour être commercialisés : ix35 Fuel Cell de Hyundai, Mirai de Toyota, FCX Clarity de Honda, Class B de Mercedes, Kangoo ZE-H2 de Symbio FCell, camion Maxity électrique H2 de Renault Trucks, bus hydrogène de Van Hool, de Mercedes, etc (ADEM, 2015).

Le résultat de la neuvième évaluation annuelle par le site internet de TÜV SÜD, qui est un site de Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) et TÜV SÜD recense les stations-service, publiques et privées, dans le monde, montre que 92 nouvelles stations de ravitaillement en hydrogène ont ouvert dans le monde entier en 2016, le plus grand nombre de nouvelles stations. En janvier 2017, le nombre total de stations de ravitaillement en hydrogène en service est de 274, dont 106 stations de ravitaillement en hydrogène fonctionnent actuellement en Europe, 101 en Asie, 64 en Amérique du Nord, deux en Amérique du Sud et une en Australie, très actif avec des constructeurs automobiles qui investissent dans cette technologie (TÜV SÜD, 2018).

#### **4. L'hydrogène pour décarboner les transports en Algérie**

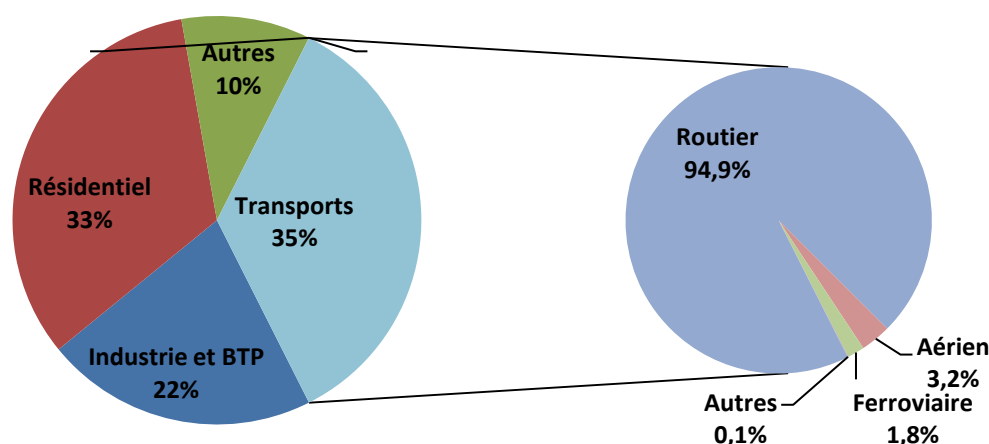
Pour réduire sa facture et sa dépendance énergétique et diminuer ses émissions de gaz à effet de serre, l'Algérie doit faire un effort vigoureux de maîtrise de l'énergie dans le secteur des transports par la recherche de nouvelles alternatives aux combustibles fossiles. L'Algérie est bien placée pour contribuer au développement des technologies de l'hydrogène par des activités de recherche et développement portant sur la production et l'utilisation sécuritaire de l'hydrogène, notamment dans les transports. Des projets de recherche d'utilisation d'hydrogène dans le transport ont été développés (Boudries, 2014), principalement des projets qui consistent à utiliser l'hydrogène en mélange avec le gaz naturel comme carburants (Amrouche et al., 2011 ; Belacel et al., 2012).

##### **4.1. Etat des lieux du secteur des transports**

L'Algérie dispose d'infrastructures de transport et de communication ainsi que des services associés. Toutefois, leur organisation doit maintenant être en cohérence avec les besoins de l'économie et la mondialisation. L'extension et la mise en réseau des infrastructures ainsi qu'un profond renouvellement des services et des démarches de planification associés

apparaissent nécessaires pour appuyer la compétitivité et l'attractivité du territoire. Les transports dans tous ses modes, sont un enjeu fort pour la prospérité et le développement de l'économie.

Par secteur d'activité, le transport est l'un de plus consommateur de l'énergie finale en Algérie. En 2016, le secteur des transports représente 35 % de la consommation d'énergie finale suivi par le secteur résidentiel avec 33%, puis 22% et 10% pour le secteur de l'industrie et BTP, et autres, respectivement, selon les données de bilan énergétique national fourni par le Ministère de l'Energie (ME, 2017).



**Figure 4.2:** Consommation énergétique finale par secteur, en 2016 (ME, 2017).

Les transports constituent en Algérie le premier secteur d'activité responsable de la consommation d'énergie finale; il a connu une baisse de -2.8% pour atteindre 15.05 Mtep (15.49 Mtep en 2015) (ME, 2016, 2017), et le premier en termes d'émissions de gaz à effet de serre (35% des émissions de CO<sub>2</sub> en 2014) (IEA, 2016). Par produit, plus de 90% des produits pétroliers sont consommés par le secteur du transport. La consommation énergétique du transport peut être divisée en quatre type de transports: routier, aérien, ferroviaire, et maritime.

#### **4.1.1. Transport routier**

Le transport routier est prédominant par rapport aux autres modes de transport. Le réseau routier prend en charge près de 90% du trafic intérieur de passagers et de marchandises (SNAT, 2010). Le parc algérien est alimenté à 93 % par l'importation de l'étranger, principalement d'Europe. La production nationale de véhicules se limite aux véhicules industriels (camions, autocars, tracteurs agricoles). Le parc automobile est en croissance

depuis 1975 et atteint en 2014 près de 5.29 millions véhicules. Ils fonctionnent à 65.71 % avec de l'essence comme carburant. Ce parc présente une importante tendance au vieillissement. L'âge moyen des véhicules est de l'ordre de 20 ans (ONS, 2015).

La densité du réseau routier en Algérie est à l'image de la répartition de la population et des activités; la densité est très élevée au Nord, assez lâche sur les hauts-plateaux et très dispersées au Sud. La longueur totale du réseau routier est de plus de 107,000 km dont plus de 70% sont revêtus. Les non revêtus touchent principalement les chemins communaux, les routes des régions de montagne et du sud. Le réseau routier présente deux axes d'échange : un axe Est-Ouest et un axe Nord-Sud. Il supporte près de 87 % des volumes transportés (Merzoug, Belkhiri, 2009).

#### **4.1.2. Transport ferroviaire**

Le réseau ferroviaire s'organise à partir de la rocade Nord, reliant, d'Est en Ouest, les principales villes, ports et zones industrielles du nord du pays. De cet axe, quatre lignes pénétrantes gagnent le Sud, dont une seule comporte un écartement standard. La majeure partie du réseau est à voie unique. La part du transport ferroviaire dans le secteur des transports du pays comptant seulement pour 7 à 8%, il s'est montré encore moins réactif, et surtout moins concurrentiel, que le transport routier (SNAT, 2010).

Programme d'élargissement du réseau ferroviaire où 2,000 km sont en cours de réalisation outre les 6,500 km en étude. Le réseau qui devra s'étendre à l'avenir sur 12,500 km contre 4,000 km actuellement connaîtra par ailleurs le lancement de plusieurs projets de développement notamment en matière d'éclairage, d'électrification des lignes et de formation des travailleurs du secteur dans le domaine de gestion et de maintenance. Le secteur va se doter de trains modernes de transport de voyageurs atteignant une vitesse de 220 km/heure et de transport de marchandises d'une vitesse de 120 km/heure (AI, 2018). Le réseau dispose de 200 gares et de 200 embranchements en direction des ports et des zones industrielles.

#### **4.1.3. Transport maritime**

Le transport maritime assure la quasi-totalité du commerce extérieur. Actuellement, le littoral algérien compte 51 infrastructures maritimes : 11 ports de commerce, 2 ports spécialisés en hydrocarbures Arzew et Skikda qui assurent la totalité du trafic pétrolier, 41 ports de pêche et un port de plaisance. Entre 2000 et 2012, 19 infrastructures portuaires (ports de commerce et de pêche) et 4 plates-formes aéroportuaires (aérodromes et pistes

d'atterrissage) ont été construites durant cette période. Les ports d'Alger, d'Oran et d'Annaba assurent à eux seuls près de 70 % du trafic (AI, 2018).

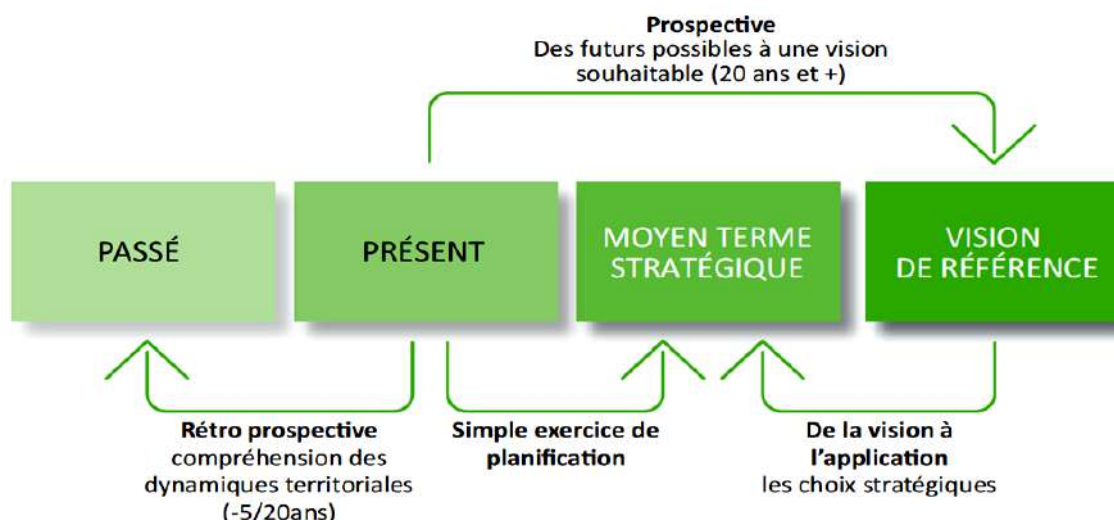
#### **4.1.4. Transport aérien**

L'Algérie a développé son secteur du transport aérien de manière à en faire un véritable moyen d'intégration au niveau régional et international. Les aéroports ouverts à la circulation aéronautique civile sont de 32 plates-formes, dont 13 internationaux. Depuis des années un programme de modernisation et de réhabilitation touche les aéroports du pays. Comme les aéroports Houari-Boumediene à Alger, de Tlemcen, réceptionné depuis deux ans, de Jijel, d'El Goléa et Ghardaïa. Alger aura une nouvelle aérogare internationale en 2018 et dont la capacité sera de 10 millions de passagers/an, d'un coût prévisionnel de 33 milliards de dinars (317 millions d'euros). Réalisation de 07 aérogares à Annaba, Tamanrasset ,BB mokhtar , Timimoune ,Tindouf, Ain Guezzam (AI, 2018).

L'intégration de l'hydrogène-carburant est l'option la mieux adaptée pour satisfaire aux ambitions d'une nouvelle stratégie énergétique du secteur des transports, compte tenu de la croissance économique espérée et de l'augmentation prévue de la population. Dans ce cadre et pour tracer les effets à long terme de cette mesure politique en matière d'énergie et d'environnement, il est incontournable de s'appuyer sur des modèles de prospective énergétique.

#### **4.2. L'exercice de la prospective énergétique**

Parmi les outils et les processus d'aide à la décision mobilisés face aux enjeux de long terme qu'implique la transition énergétique, la prospective occupe une place centrale. L'idée centrale inhérente à la prospective est que l'avenir n'est pas écrit, il n'est pas une fatalité; il se construit pas à pas et est de ce fait moins à découvrir qu'à inventer (Teddif, 2013). La prospective est une démarche scientifique qui consiste à imaginer les futurs possibles en veillant à ne pas négliger les ruptures, les innovations et les évolutions différentes de la situation existante (Boulangier et al., 2015).



**Figure 4.3 :** Eléments de définition de la prospective territoriale (Teddif, 2013).

La prospective territoriale obéit aux règles classiques de la prospective, appliquées à un champ d'intervention particulier, celui de l'élaboration de visions, de perspectives et d'orientations concernant le devenir d'un territoire et de ses habitants pour éclairer et pour permettre des prises de position dans le cadre de l'élaboration d'un projet de territoire. Elle s'appuie sur des diagnostics dynamiques, et des scénarios exploratoire (Teddif, 2013).

La prospective englobe différents groupes de méthodes : les méthodes d'exploration des futurs possibles (comme la méthode des scénarios), des méthodes de créativité, des méthodes analytiques et systémiques.

### **4.3. Méthode des scénarios**

Un scénario est un ensemble formé par la description d'une situation future et du cheminement des événements qui permettent de passer de la situation origine à la situation future. C'est une représentation imagée de l'avenir à l'horizon retenu. Un scénario décrit les résultats d'un ensemble cohérent d'hypothèses sur l'évolution des variables au cœur de la dynamique du système ou phénomène étudié (Godet, 2007). Les scénarios en prospective sont ainsi à répartir en deux catégories :

- Les scénarios tendanciels : c'est-à-dire où les tendances passées sont supposées continuer dans le futur;
- Les scénarios de ruptures : ils tiennent compte de l'émergence de nouvelles directions.



#### **4.5. Les grandes phases de la méthode des scénarios**

Une étude de prospective exploratoire conduite avec la méthode des scénarios comprend cinq étapes, chacune de ces phases est déclinée plus précisément dans les parties suivantes (De Jouvenel, 2009):

##### **4.5.1. Phase 1 : Les préliminaires**

Cette phase permet de reprendre différents points qui doivent théoriquement avoir été pensés avant le lancement de l'étude et apparaître le cas échéant dans le cahier des charges. Il est en tout état de cause utile de récapituler et de préciser les points suivants :

- Le sujet et l'horizon temporel de l'étude;
- Les attendus précis;
- Le calendrier du projet.

##### **4.5.2. Phase 2 : La représentation du système en dynamique**

Le futur n'émerge pas du néant. Avant de construire des scénarios d'avenir, il s'agit donc de se doter d'une représentation partagée de l'existant et d'identifier les facteurs et acteurs qui sont susceptibles d'influencer fortement l'avenir du sujet choisi : ce sont les variables. Cette phase doit aboutir à la description du système prospectif dont on se propose d'étudier les futurs possibles et à une liste des variables clés sur lesquelles nous allons concentrer l'étude (De Jouvenel, 2009).

##### **4.5.3. Phase 3 : l'étude rétrospective et prospective des variables**

Chacune des variables clés identifiées dans la phase précédente correspond à un élément moteur du système (à la fois des facteurs et des acteurs). Il convient d'en étudier les évolutions possibles parce qu'elles sont déterminantes pour l'avenir du système dans son ensemble (De Jouvenel, 2009).

##### **4.5.4. Phase 4 : La construction de scénarios**

Cette phase consiste à établir une trame des scénarios d'évolution possibles en combinant les hypothèses prospectives bâties dans la phase précédente, et de rédiger les scénarios pour montrer comment ils se déroulent dans le temps, c'est-à-dire comment ils

adviennent (sous l'effet de quels facteurs et de quels acteurs). Cette construction peut se faire en plusieurs étapes selon la complexité du système étudié (De Jouvenel, 2009).

#### **4.5.5. Phase 5 : Vers la stratégie**

Une fois l'étude de prospective exploratoire achevée, il convient de savoir comment l'utiliser pour qu'elle puisse être utile à l'action. Cette phase doit donc être anticipée dès le début de l'étude. Différentes utilisations d'une étude de prospective par construction de scénarios sont possibles (De Jouvenel, 2009).

### **5. Intégration de l'hydrogène-carburant**

La première phase du déploiement d'une infrastructure à hydrogène consiste à estimer la demande et le besoin en hydrogène carburant. Notre étude porte sur l'analyse de l'évolution du paysage énergétique du secteur de transport routier, de la place et du rôle de l'hydrogène à l'horizon 2045. Afin d'étudier ce système, nous avons adopté la démarche prospective et plus spécifiquement la méthode des scénarios.

L'approche exploratoire par la méthode des scénarios a permis de construire différents futurs possibles en partant d'une analyse de l'existant et en imaginant différentes évolutions possibles des facteurs d'influence. Elle a permis d'élaborer deux scénarios prospectifs contrastés, scénario tendanciel appelé aussi scénario "Business as Usual", et un scénario volontariste. Par le biais des scénarios, nous souhaitons mettre en évidence les gains d'économie d'énergie, et des émissions pouvant être faits, dans un scénario volontariste, le secteur de transport routier.

Pour cela, nous avons réalisé une analyse rétrospective du secteur, basée sur la consultation et la lecture de rapports relatifs au thème; ce qui a permis d'identifier les variables susceptibles d'influencer son devenir. Puis, A l'aide d'une prospective, nous cherchons à donner un visage au processus de fragmentation territoriale dans le contexte d'une transition énergétique par intégration de l'hydrogène à l'horizon 2045.

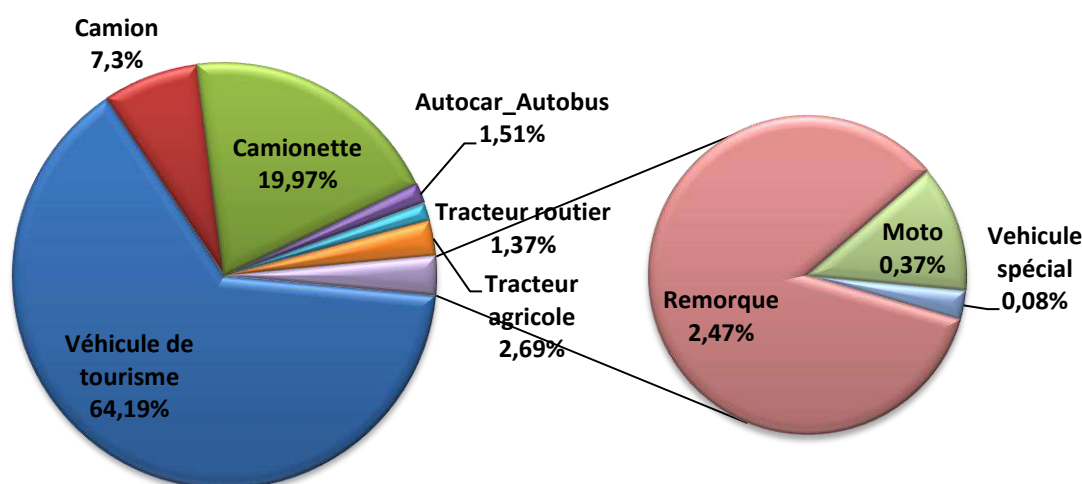
#### **5.1. Analyse rétrospective du secteur de transport routier**

La rétrospective consiste à analyser l'évolution historique des facteurs clés du système étudié, qu'ils soient économiques, technologiques, sociaux, culturels ou politiques. Elle a pour objet de dégager les mécanismes et les acteurs déterminants de l'évolution passée du système.

En Algérie, le secteur de transport routier est le gros consommateur de carburant, qui représente à lui seul environ 94 % de la consommation totale du secteur des transports, et considéré comme l'une des premières sources de pollution en Algérie avec des émissions atteignant 35.1 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub>, soit un taux de 30 % des émissions de gaz à effet de serre (IEA, 2016).

### 5.1.1. Répartition du parc par type de véhicule

Le parc compte environ 5.42 millions de véhicules fin 2014 : les véhicules particuliers représentent plus de 64.19 % du parc national et les camionnettes 19.97 %. Ces deux catégories forment à elles seules 84.16 % de l'ensemble du parc automobile, soit plus de les trois-quarts.



**Figure 4.4** : Répartition du parc national automobile selon le type de véhicule (ONS, 2015).

### 5.1.2. Evolution du parc automobile

Un boom d'automobile intervenu pendant les années au cours, desquelles le parc automobile algérien s'est agrandi de deux millions, augmentant de trois millions de véhicules en 2003 à près de cinq millions en 2014 (ONS, 2015). Cette croissance est le résultat des facilités introduites par le secteur des transports en matière d'investissement notamment pour les opérateurs privés qui détiennent plus de 83% du parc national, il augmente de 4.4 % par an depuis 2000.

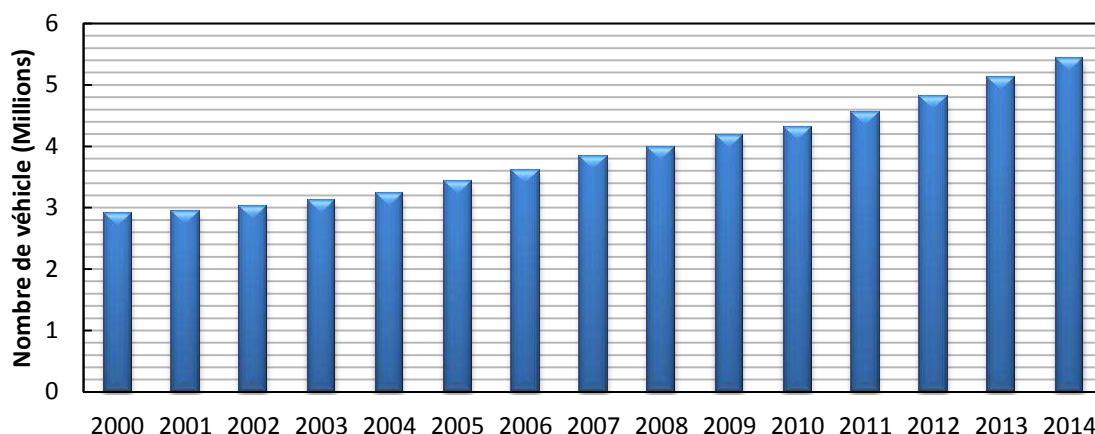


Figure 4.5 : Evolution du parc automobile algérien entre 2000-2014.

Sur un autre plan, concernant l'âge du parc. La situation n'est guère brillante en dépit du fait que nous assistons depuis les dernières années à un rajeunissement rapide du fait de l'accès facilité des ménages algériens à la voiture (formule de crédit et facilité d'achat). Selon l'Office National des Statistiques, 49.35 % du parc national en 2014 a 20 ans et plus d'âge. Pour les voitures, la situation est quasi similaire 44.35% du parc de véhicules de tourisme a 20 ans et plus d'âge (ONS, 2015).

### 5.1.3. Consommation d'énergie finale

Au total, le secteur de transport routier utilise, à lui seul, plus du tiers de la consommation énergétique du pays. En dix ans, la consommation des carburants a été doublée en Algérie, passant de 6 millions tep en 2006 à plus de 15 millions en 2016; sur les 15.05 millions tep consommés par le secteur des transports, 94% vient du transport routier dont l'essentiel de l'énergie provient des dérivés du pétrole (ME, 2017).

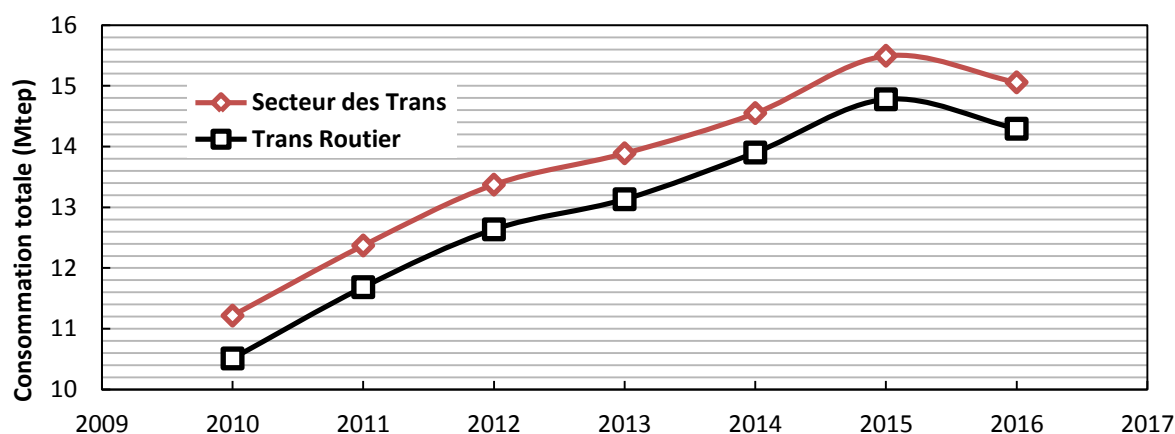
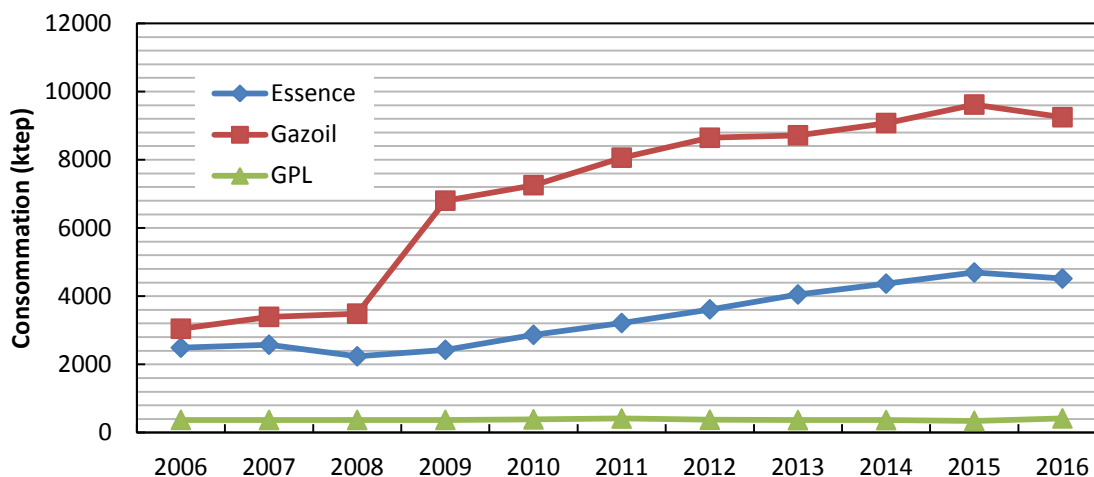


Figure 4.6 : Consommation énergétique de secteurs des transports et de transport routier.

L'essence représentait la source d'énergie des véhicules et en particulier pour plus 90% des véhicules de tourisme. Mais pour des raisons de prix aux stations de services (le gazoil est deux fois moins cher que l'essence), nous observons une forte tendance à la diésélisation du parc.



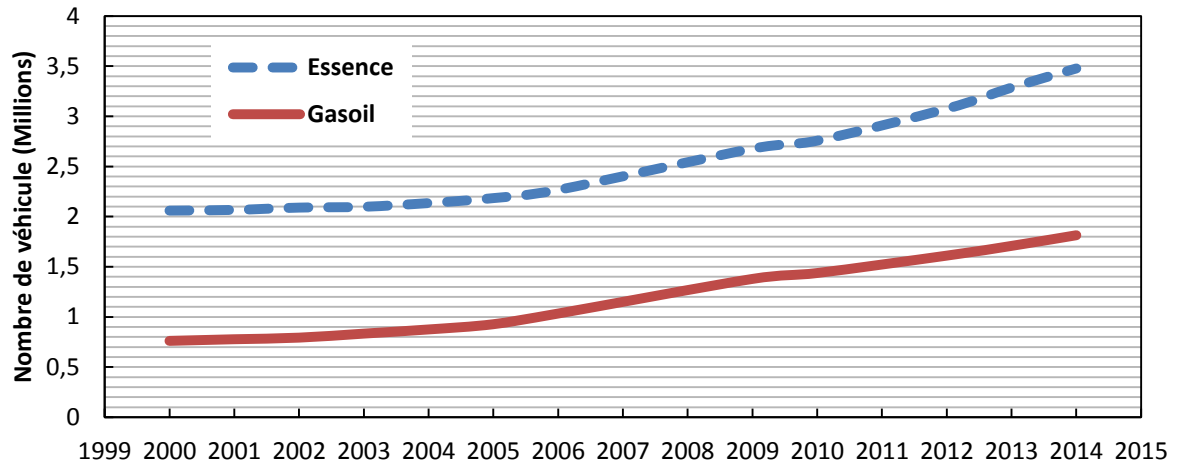
**Figure 4.7 :** Consommation du parc automobile par source d'énergie (MEM, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, ME, 2014, 2015, 2016, 2017).

En 2016, l'essentiel de l'énergie consommée dans ce secteur provient des dérivés du pétrole dont 64.68% gazoil et 31.58% essence, alors que le GPL, qui est un carburant moins polluant, ne représente que 2.9% (équivalent de 9246 ktep gazoil, 4515 ktep essence et 415 ktep GPL, respectivement) (ME, 2017).

#### **5.1.4. Consommation unitaire par carburant**

Par ailleurs, pour estimer la consommation unitaire selon le carburant utilisé, nous avons supposé que la consommation unitaire moyenne égale à la moyenne du ratio entre la consommation réelle donnée par les bilans énergétiques fournies par le ministère de l'énergie des véhicules à motorisation essence (et gazoil) sur le nombre de ces véhicules.

Afin de déterminer la répartition du nombre de véhicule selon le carburant utilisé, nous avons utilisé les statistiques fournies par l'Office National depuis l'année 2000, jusqu'à 2014 (ONS, 2014, 2015).



**Figure 4.8** : Répartition de nombre de véhicule selon la source d'énergie.

Le parc automobile national est dominé par les véhicules à essence (y compris les véhicules hybride Essence-GPL). En 2014, 65.71% du parc est véhicule à essence, 34.29 % gasoil, alors que le GPL, qui est un carburant propre, ne représente que moins de 3% de véhicule à essence.

La consommation unitaire par véhicule diesel est donnée par :

$$CUV_{Diesel} = \frac{\text{Consommation du carburant diesel dans le transport routier}}{\text{Taille du parc véhicules diesel}} \quad (4.1)$$

De même, la consommation unitaire par véhicule essence est calculée de la façon suivante:

$$CUV_{Essence} = \frac{\text{Consommation du carburant essence dans le transport routier}}{\text{Taille du parc véhicules essence}} \quad (4.2)$$

Le tableau suivant illustre la consommation unitaire moyenne annuelle par véhicule et par type de carburant; essence et diesel:

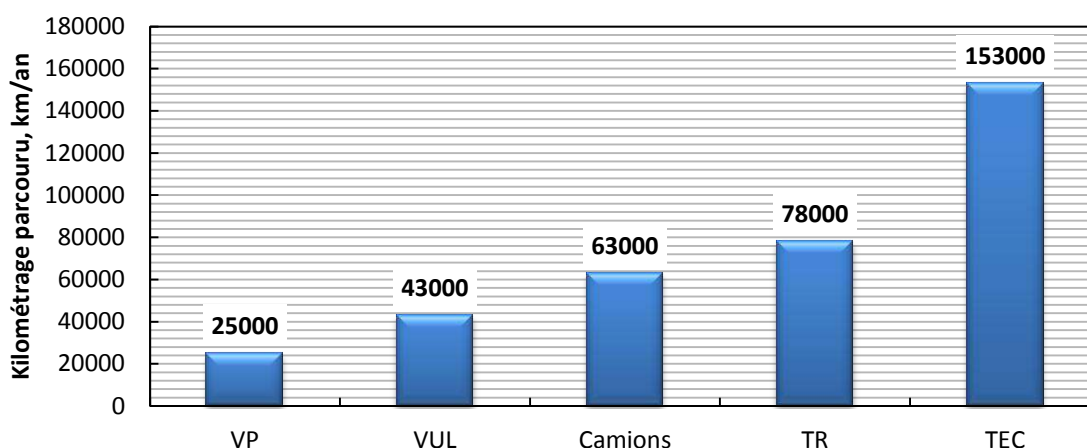
**Tableau 4.2** : Consommation unitaire moyenne annuelle par véhicule et par type de carburant.

Année	2009	2010	2012	2013	2014	Moyenne
<b>CUV Essence</b>	0.906	1.039	1.174	1.232	1.255	1.121
<b>CUV Diesel</b>	4.931	5.046	5.365	5.102	5.001	5.089

Au cours de la période 2009-2014, la consommation unitaire moyenne par véhicule (tep/véhicule) des voitures moteur essence égale à 1.12 tep/véhicule contre 5.09 tep/véhicule pour les véhicules moteur gasoil.

#### **5.1.5. Analyse de kilométrage parcouru par type de véhicule**

La mobilité motorisée avec des véhicules particuliers dépend étroitement de la structure de la ville et de son urbanisation. La compréhension de cette relation permet une meilleure prévision de la tendance future et des choix politiques pour chaque ville. Pour avoir des données représentatives de l'usage réel des véhicules en Algérie, plusieurs enquêtes sont effectuées pour la détermination du kilométrage annuel des véhicules. L'étude a porté essentiellement sur cinq catégories de véhicules existant en Algérie, à savoir : les véhicules particuliers (VP), les camions (Camions), les véhicules utilitaires légers (VUL), les transports en commun (TEC) et les tracteurs routiers (TR) (Boughedaoui et al., 2009).



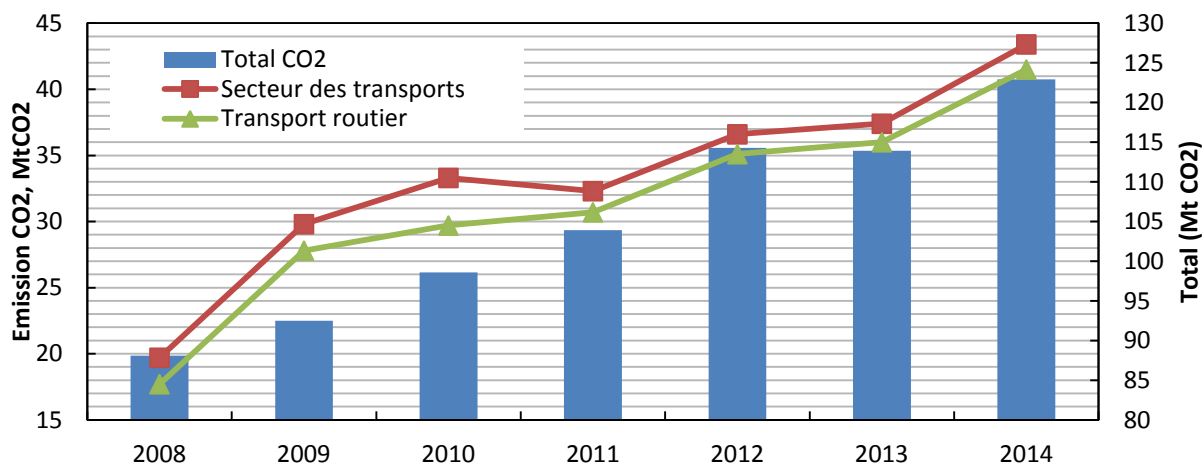
**Figure 4.9:** Kilométrages parcourus par type de véhicule.

Selon les enquêtes menées entre 1994 et 2005 en plusieurs wilayas à travers le territoire national, les véhicules particuliers roulent le moins, avec en moyenne 25,000 km/an, suivis des véhicules utilitaires légers qui parcourent annuellement 43,000 km, puis des camions avec 63,000 km/an. Les tracteurs routiers effectuent près de 78,000 km/an. Ce sont les transports en commun qui roulent le plus avec 153,000 km/an (Boughedaoui et al., 2009).

#### **5.1.6. Les émissions dans le secteur de transport routier**

L'évolution du parc véhicules et l'augmentation des flux de déplacements des personnes et de marchandises sont les principaux facteurs de la pollution de l'air. Le secteur

des transports représente ainsi l'une des premières sources de pollution en Algérie avec des émissions atteignant 36.6 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub>, soit un taux de 35 % des émissions de gaz à effet de serre (IEA, 2016).



**Figure 4.10:** Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> totales et dans le secteur des transports, et le transport routier (IEA, 2016).

La rétrospective de la période 2008-2014 peut être résumée comme suit: en 2008, les émissions de dioxyde de carbone dans le secteur de transport routier était autour de 17.7 MtCO<sub>2</sub>, elles sont aux environs de 41.5 Mt en 2014, une augmentation de 134% des émissions entre cette l'intervalle du temps. Cette tendance est pareille pour les émissions totaux et celles de secteur des transports, l'augmentation des émissions ayant été progressive tout au long de la période d'observation.

## 5.2. Prospective énergétique dans le secteur de transport routier

Le travail s'articule sur des projection de la consommation d'énergie dans le secteur de transport routier à l'horizon 2045 en se basant sur des hypothèses socio-économiques à travers deux scénarios: de référence et volontariste.

- Le scénario tendanciel décrit ce qu'il se passerait si rien ne changeait, et voit la poursuite des grandes tendances observées sur le territoire depuis l'année 2013;
- Le scénario volontariste intègre la mise en œuvre d'une politique territoriale ambitieuse, qu'est l'intégration de l'hydrogène comme un carburant jusqu'à l'horizon 2045.



Les hypothèses des scénarios élaborés pour la prospective ont été formulées sur la base de documents sectoriels publiés à l'échelle territoriale.

### **5.2.1. Hypothèses de prévision**

Pour construire des prévisions, un certain nombre de paramètres macroéconomiques doivent être définis. Ces hypothèses, très structurantes, sortent du champ d'étude de la rétrospective de chaque paramètres retenus. L'étude ici présente suppose admises les hypothèses suivantes :

- Le taux d'accroissement de la population (1.6%/an) (SNAT, 2010);
- Le taux de croissance du parc automobile a été évalué selon ses tendances anciennement retenus par le Ministère de l'Energie, qui égal à 4.4%/an;
- Le taux de pénétration des véhicules à hydrogène dans ce parc automobile. La part des véhicules à hydrogène devraient passer de 7% de nombre total de véhicules en 2020 à près de 32.6% en 2030, 73.7 % en 2040 et 100% en 2045.

En se basant sur l'analyse rétrospective, nous utiliserons les taux de croissance annuel retenus pour déterminer la croissance à long termes de différentes variables étudiées tels que la démographique, le nombre de véhicule, et la consommation énergétique en utilisant la relation suivante :

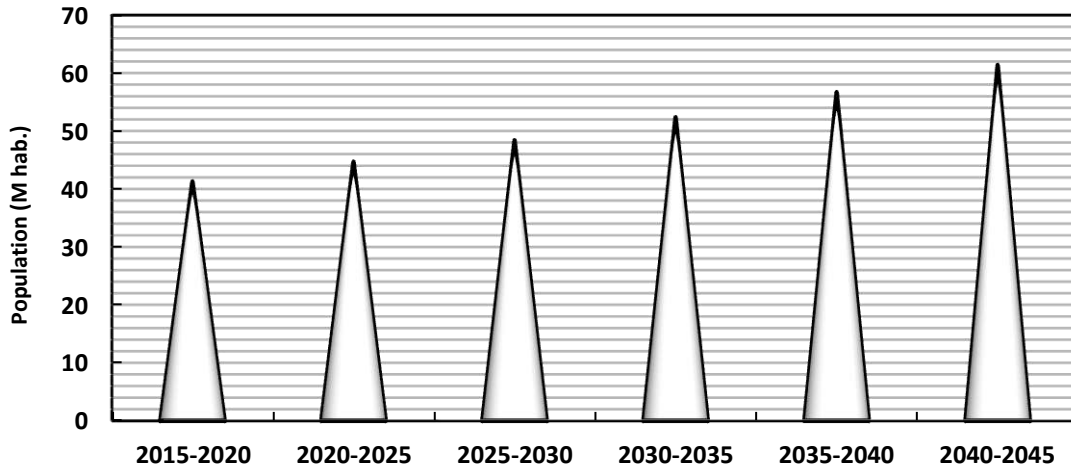
$$V_n = V_m (1 + TCAM)^{n-m} \quad (4.3)$$

Avec :

$V$	Variable étudiée
$TCAM$	Taux de croissance annuel moyen;%
$m$	Année de base
$n$	Année de la projection

#### **5.2.1.1. Croissance démographique**

La première étape de la prévision de la demande énergétique du secteur consiste à projeter la population, en utilisant soit un taux d'accroissement naturel de 1.6%/an. Les projections de la population à l'horizon 2030 se résument comme ci-après :

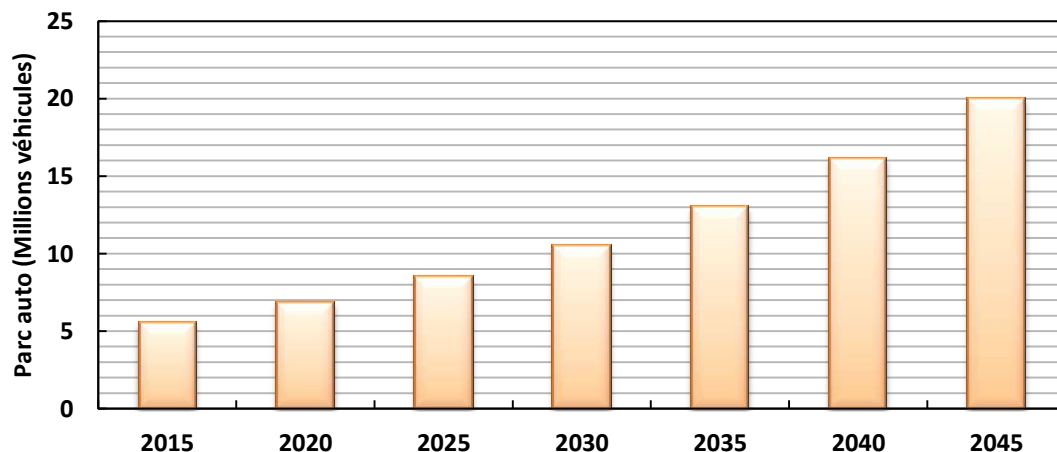


**Figure 4.11** : Prévision de la population de l'Algérie, 2015-2045.

La projection moyenne effectuée prévoit que la population passera graduellement de 39.96 millions d'habitants en 2015 à 48.32 millions en 2030 puis à 61.31 millions en 2045.

#### **5.2.1.2. Evolution du parc automobile**

Le nombre de véhicule est aussi suivi et projeté par un taux d'accroissement de 4.4% annuellement pour la planification des besoins. Le graphique suivant montre l'évolution du parc depuis 2015.



**Figure 4.12** : Évolution du nombre de véhicule 2015-2045.

Durant la période 2015-2045, la croissance annuelle des véhicules variait entre 5.47 à 19.92 millions unités. En tout, cette croissance représente un ajout de 14.45 millions véhicule d'ici trente ans.

### 5.2.2. Scénario tendanciel

Avant de pouvoir évaluer l'impact de différentes technologies émergentes sur la consommation énergétique, nous devons établir une consommation énergétique de référence, basée sur les données du parc automobile pour une année de référence. A défaut de connaître directement la consommation énergétique totale en Algérie, nous pouvons l'évaluer assez précisément à travers des données du nombre de parc automobile (voitures, utilitaires légers, poids lourds), et des consommations unitaires moyennes de chaque carburant :

$$CSTR_{tot} = \sum_j CUV_j \times NV_j \quad (4.4)$$

Avec :

$CSTR_{tot}$	Consommation totale du secteur de transport routier; tep
$CUV_j$	Consommation unitaire moyenne de carburant spécifique; tep/véhicule
$NV_j$	Nombre de véhicule
$j$	Type de carburant

Les résultats de la projection sont présentés sur la figure suivante :

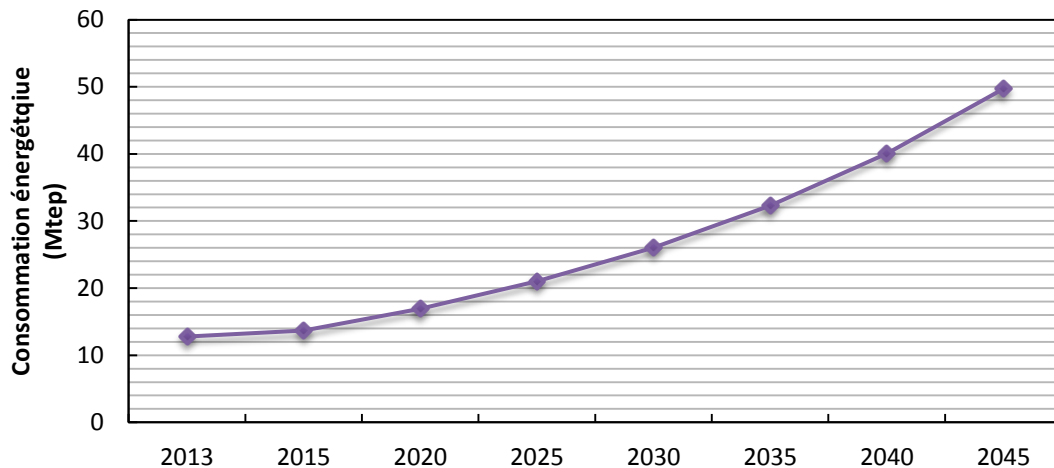


Figure 4.13 : Consommation énergétique pour le scénario tendanciel.

La même remarque pour l'évolution de la consommation énergétique dans le secteur de transport routier. Pour la première période, la consommation atteint 15.7 Mtep à la fin de cette période. La fin d'horizon (2040-2045) la consommation énergétique sera égale à 49 Mtep.

### 5.2.3. Scénario Volontariste

Pour constituer ce scénario, nous nous sommes fixés un cadre d'étude qui se décrit par une zone géographique (région, un pays), un horizon de temps avec un découpage en un certain nombre de périodes, et enfin, un taux de pénétration au marché permettant de mettre en place l'intégration de la nouvelle technologie.

L'aspect temporel de l'étude sur la demande en hydrogène est comptabilisée par la prise en compte de l'augmentation de la part du véhicule à hydrogène dans le marché avec le temps (en supposant une fonction polynomiale du 2<sup>ème</sup> degré pour la croissance de véhicules à hydrogène sur chaque période). L'horizon du temps que nous avons choisi s'étend de 2015 à 2045. Pour faciliter la modélisation à long terme nous avons découpé l'horizon temporel en multi-période équivalent à six plans de cinq ans chacun (Rahmouni et al., 2016).

**Tableau 4.3** : Plans de projet avec les taux de pénétration au marché.

Période	2015- 2020	2020- 2025	2025- 2030	2030- 2035	2035- 2040	2040- 2045
Plans	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>	P <sub>5</sub>	P <sub>6</sub>
Taux de pénétration (%)	7	17.9	32.6	52.1	73.7	100

#### 5.2.3.1. Etude prospective de la distribution spatio-temporel de la demande en hydrogène

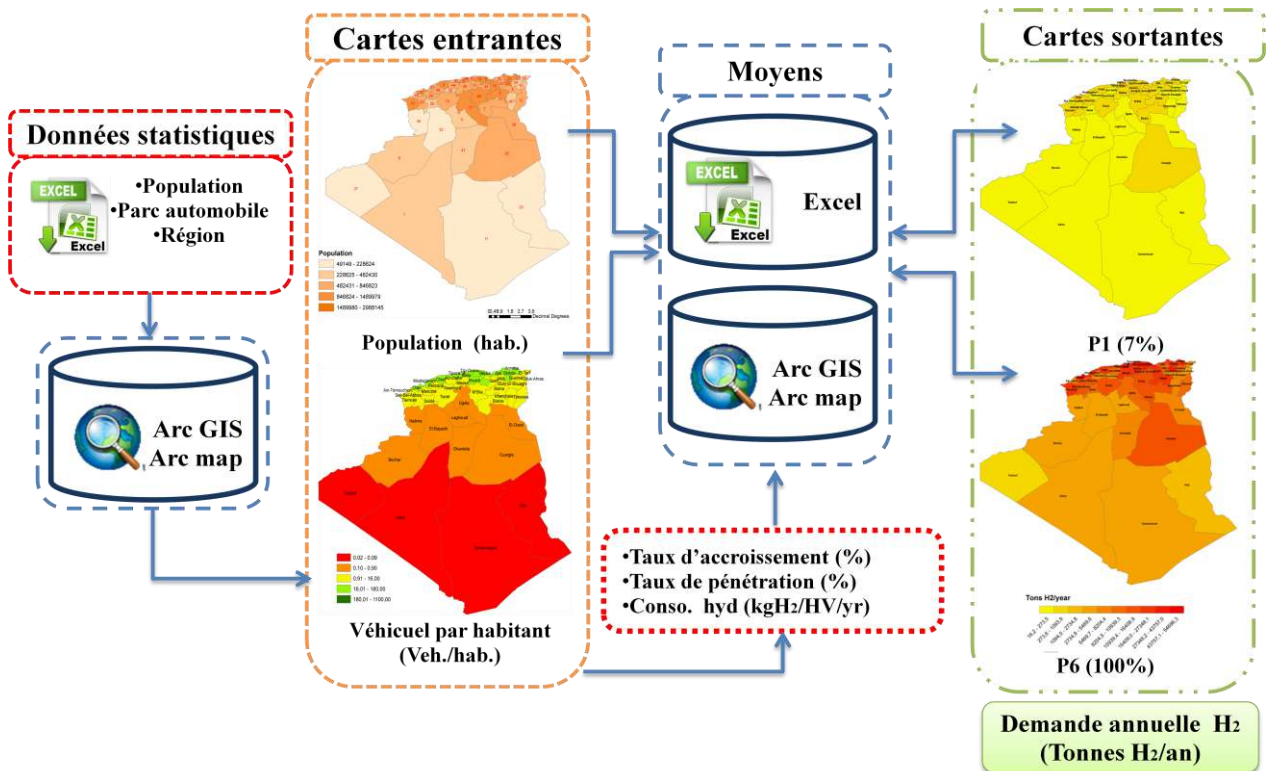
Pour quantifier la répartition spatiale et la demande en hydrogène pour chaque niveau de pénétration du marché des véhicules à l'hydrogène, nous avons utilisé un modèle élaboré dans ArcGIS et décrit dans (Ni et al., 2005). La demande en hydrogène évaluée est une demande moyenne annuelle. La demande est obtenue en multipliant le nombre total de la population de chaque région par le nombre de véhicules par habitants, et par le taux de pénétration des véhicules à hydrogène dans ce parc total. Cela nous donne l'estimation du nombre de véhicules fonctionnant à l'hydrogène qu'il faut ensuite multiplier par une consommation moyenne d'hydrogène par véhicule. Basée sur les hypothèses, l'équation utilisée pour calculer la demande annuelle d'hydrogène est donnée comme suit:

$$DA_{H_2} = P \times D_v \times T_p \times C_{H_2} \quad (4.5)$$

Où :

- $DA_{H_2}$  Demande annuelle d'hydrogène par région; kg H<sub>2</sub>/an  
 $P$  Population; habitants/région  
 $D_v$  Nombre de véhicules par habitants dans chaque région; Véhicule/habitant  
 $T_p$  Taux de pénétration au marché  
 $C_{H_2}$  Consommation spécifique moyenne de véhicule à hydrogène

La méthodologie de calcul des besoins en hydrogène-carburant, est présentée sur la figure suivante, en précisant toutes les étapes nécessaires à l'évaluation.



**Figure 4.14** : Organigramme de l'estimation de la demande annuelle d'hydrogène à l'aide de GIS.

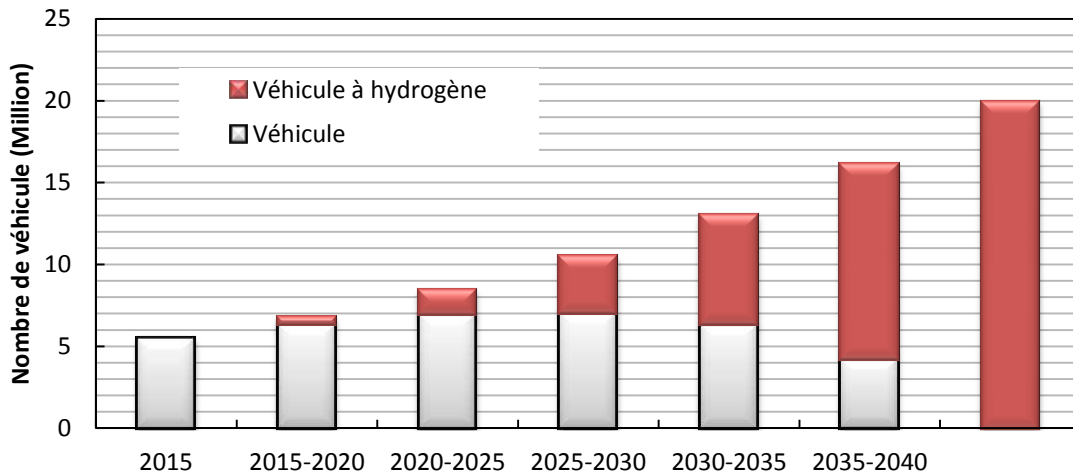
La consommation annuelle des véhicules a été calculée en considérant les hypothèses suivantes :

- Kilométrage annuel moyen parcouru par véhicule est de 38,000 km/an (Boughedaoui et al., 2009);
- Un véhicule à hydrogène consomme un kilogramme d'hydrogène tous les 80 km.

D'où nous avons établi une consommation moyenne de 483kg H<sub>2</sub>/véhicule par an.

*Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier*

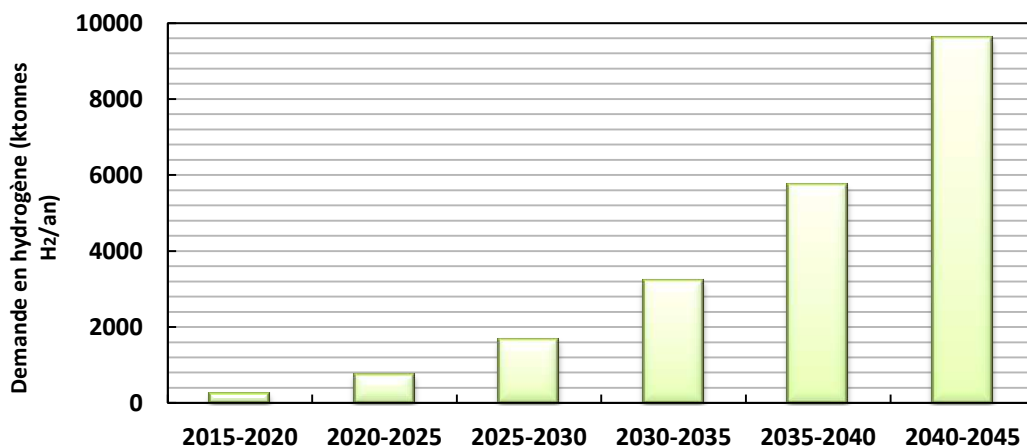
Le taux de possession (nombre de véhicules par habitant) est calculé pour chaque région en considérant tous les types de véhicules de transport routier.



**Figure 4.15** : Développement du nombre de véhicules à hydrogène.

Le nombre total de véhicules dans le parc automobile algérien est estimé à 19.92 millions, où, le nombre de véhicules à hydrogène en Algérie est estimé à 0.4, 1.5, 3.4, 6.6 et 11.8 millions de véhicules pour les plans P1, P2, P3, P4 et P5, respectivement.

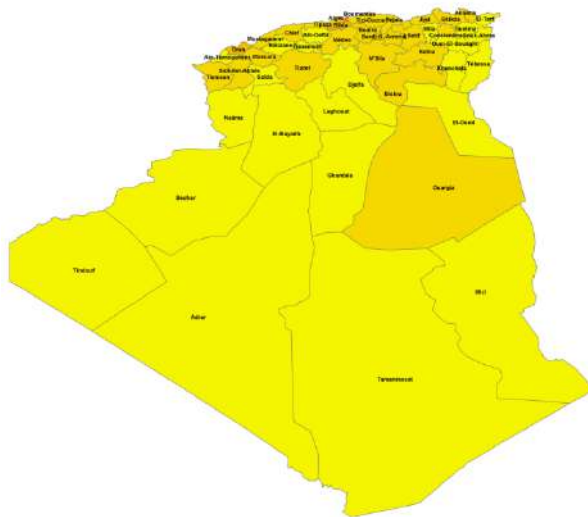
Pour l'évaluation des demandes d'hydrogène annuels; nous considérons la demande projetée de l'hydrogène dans chacune des 48 régions en Algérie pour les années 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 et 2045. La figure (4.16) présente l'évolution temporelle de la demande annuelle d'hydrogène pour chaque période de l'horizon considéré.



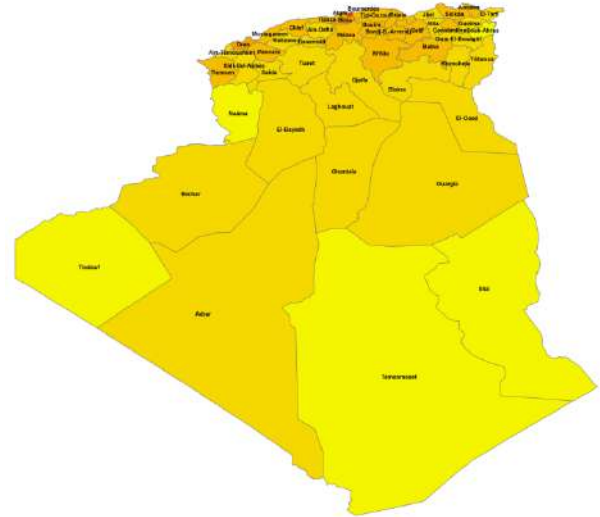
**Figure 4.16** : Evolution temporelle de la demande annuelle en hydrogène.

**Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier**

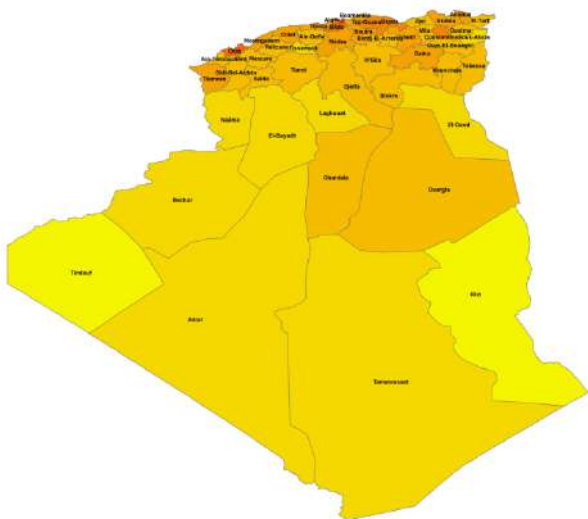
De cette figure, nous voyons que l'augmentation de taux de pénétration des véhicules à hydrogène, conduit à une augmentation de la demande annuelle d'hydrogène. Dans le premier plan, à 7 % de taux pénétration, la demande d'hydrogène est de 229.05 ktonnes H<sub>2</sub>/an, et elle est surtout concentrée dans la capitale Alger, qui représente 26 % de la demande nationale. Le passage de 17.9 % (P2) à 32.6 % (P3) du taux de pénétration au marché qui représente 14.7 % d'augmentation, a doublé la croissance de la demande (914 ktonnes H<sub>2</sub>/an : différence entre P3 et P2) et des véhicules à hydrogène du parc automobile national. Nous avons constaté que la demande d'hydrogène variait de 3.19 à 5.70 Mtonnes H<sub>2</sub>/année entre le plan P4 et le plan P5 du scénario volontariste. Dans le dernier plan, à l'an 2045, la demande annuelle d'hydrogène aura atteint environ 9.6 Mtonnes.



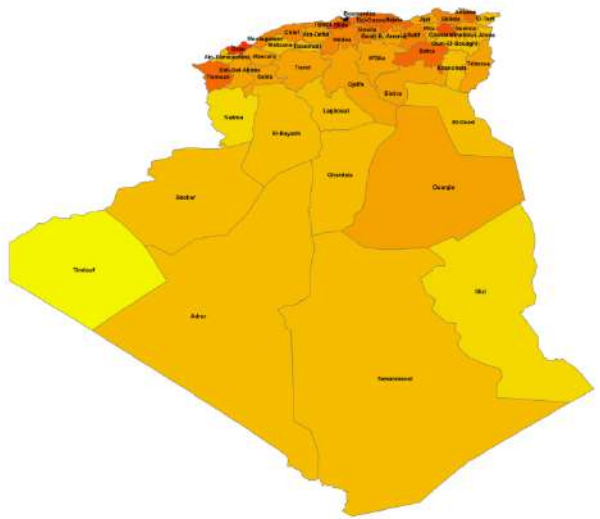
P1 (7%)



P2 (17.9%)

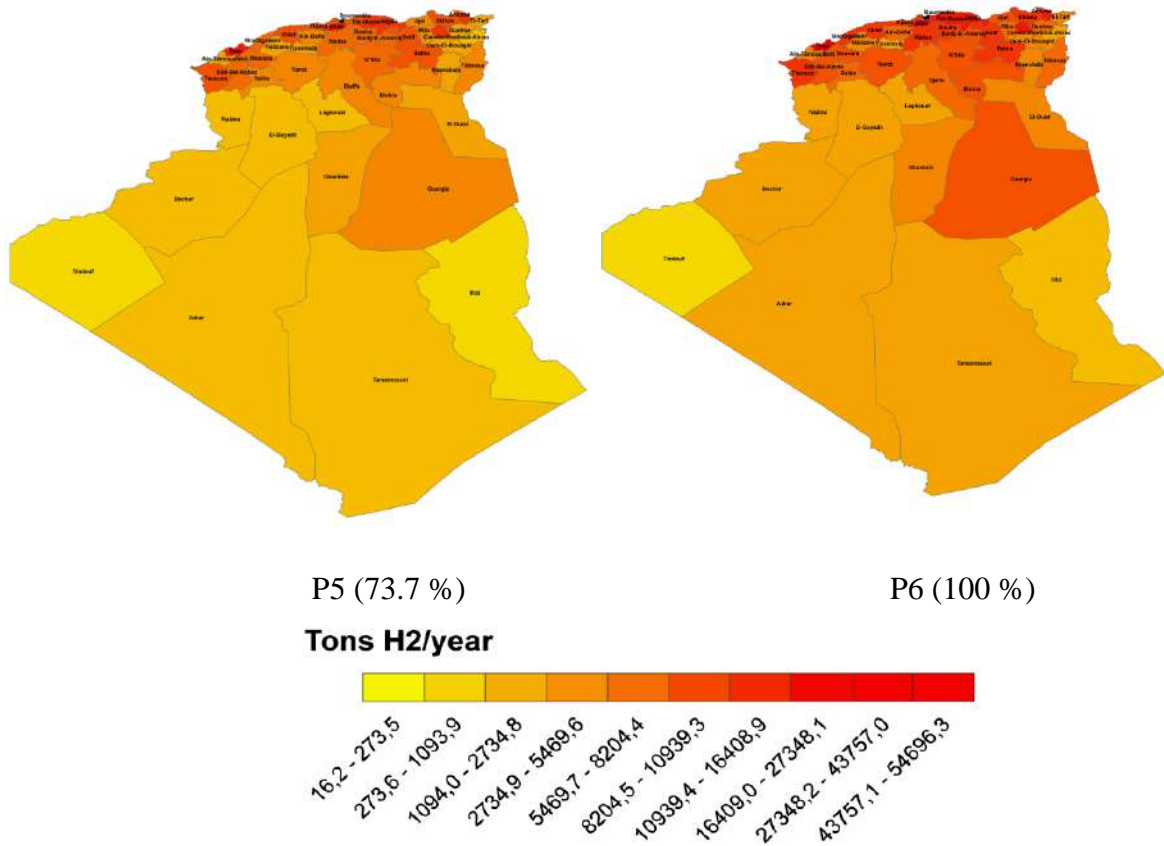


P3 (32.6 %)



P4 (52.1%)

*Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier*

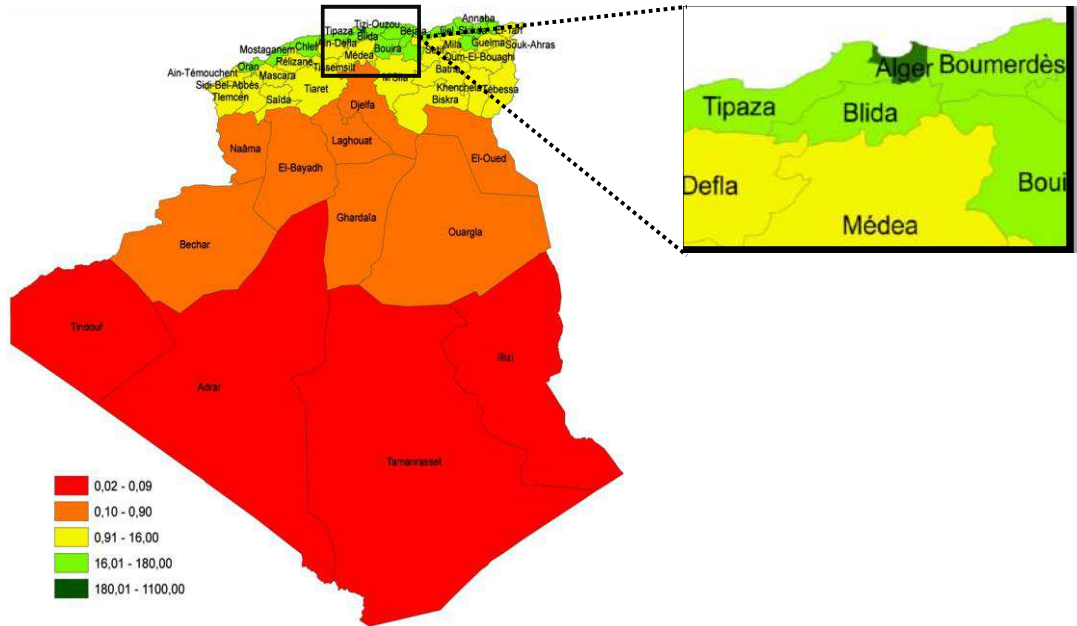


**Figure 4.17** : La distribution spatiale de la demande en hydrogène par région.

Comme la demande annuelle d'hydrogène varie d'une région à l'autre, la décomposition géographique de l'Algérie en un ensemble de zones est un élément important pour faire une analyse économique sur tout le territoire.

D'abord, nous analysons le parc automobile algérien; chaque région a sa densité de véhicule qui est principalement marquée par une répartition inégale entre les différentes régions (voir la figure (4.10)). Ainsi, la densité du véhicule est beaucoup plus élevée dans la région côtière du nord où les activités économiques et les concentrations de population sont les plus lourdes. Le Sud est desservi par un nombre limité de véhicules dans les quelques régions peuplées avec des vastes superficies. Pour cette raison, l'Algérie est divisée en cinq zones, où la capitale Alger est considérée comme une zone et définie par la densité maximale du véhicule (1114.8 véhicules / km<sup>2</sup> en 2013). Pour chaque zone, nous identifions des régions typiques, qui sont définies comme les endroits où la densité du véhicule est la plus élevée.





**Figure 4.18** : Répartition selon la distribution spatiale de la densité de véhicules (Véhicule / km<sup>2</sup>)

La classification ascendante hiérarchique de la densité des véhicules nous a permis de discerner cinq zones à travers l'Algérie. La figure 18 montre les résultats sous la forme de zones colorées, où chaque couleur représente une classe. La zone rouge comprend les quatre plus larges régions algériennes du Sud, avec une densité moyenne de véhicules inférieure à 0.1 véhicule / km<sup>2</sup>. La zone orange comprend les régions désertiques du Sahara, avec une densité moyenne de 0.1 à 0.9 véhicule / km<sup>2</sup>. La zone jaune comprend les régions intérieures et certaines régions côtières; Tlemcen, Taref et Ain Temouchent, où la densité moyenne des véhicules varie de 1 à 16 véhicules / km<sup>2</sup>. La classe vert clair comprend le reste des régions côtières méditerranéennes avec trois régions intérieures; Mila, Bordj-Bou-Areridj et Bouira, avec une moyenne de 17-180 véhicules par km<sup>2</sup>. La capitale Alger est considérée comme une zone (colorée en vert); en raison de son emplacement, c'est la région la plus dense et occupe la plus petite géographie.

Pour passer à l'étape du calcul économique, nous avons utilisé la demande annuelle en hydrogène carburant pour les différentes régions typiques pour un taux de pénétration égal à 7% qui correspond au premier plan d'intégration d'hydrogène.

**Tableau 4.4** : Demande équivalente de chacune de régions typiques pour les 5 zones.

<b>Zones</b>	<b>Densité de véhicule (Veh./km<sup>2</sup>)</b>	<b>Régions concernées</b>	<b>Région typique</b>	<b>Demande en hydrogène (kton H<sub>2</sub>/an)</b>
<b>Zone A</b>	>180	Alger	<b>Alger</b>	59.71
<b>Zone B</b>	16.01-180	Bordj-Bou-Argeridj, Bouira, Chlef, Jijel, Skikda, Mostaganem, Tizi-Ouzou, Béjaia, Tipaza, Constantine, Boumerdès, Annaba, Oran, Blida	<b>Oran</b>	12.27
<b>Zone C</b>	0.91-16	Tiaret, Biskra, Khenchela, Tébessa, Souk-Ahras, M'Sila, Oum-El-Bouaghi, Mila, Saïda, Sidi-Bel-Abbès, Rélizane, Tissemsilt, Ain-Defla, Médea, Batna, Guelma, El-Tarf, Mascara, Tlemcen, Sétif, Ain-Témouchent	<b>Sétif</b>	4.86
<b>Zone D</b>	0.1-0.9	Bechar, El-Bayedh, Ouargla, Ghardaia, Naama, El Oued, Djelfa, Laghouat	<b>Ouargla</b>	3.21
<b>Zone E</b>	<0.1	Adrar, Tindouf, Illizi, Tamanrasset	<b>Tamanrasset</b>	0.85

## 6. Analyse économique : Coût de la production d'hydrogène

La réalisation d'une analyse économique a pour but non seulement d'évaluer la durabilité des projets d'investissement, mais aussi de concevoir et de sélectionner les projets susceptibles de contribuer à une amélioration durable. Dans ce travail, l'analyse économique est évaluée en utilisant le coût total actualisé de la production d'hydrogène pour le marché du transport qui est un indicateur intéressant de la performance économique du système, varie selon la technologie, le pays et le projet basé sur les ressources d'énergie renouvelable, les coûts d'investissement et d'exploitation, et l'efficacité / la performance de la technologie (Rahmouni, 2013). Cet indicateur économique est calculé à partir de tous les coûts (coût en capital, fonctionnement et entretien (O&M), et de remplacement) actualisés sur la durée de vie du projet (temps de fonctionnement) et de la quantité d'hydrogène demandée pendant la même durée. Le coût total actualisé de l'hydrogène,  $CTA_{H_2}$ , est obtenu à partir du ratio suivant (Sigurvinsson et al., 2007) :

$$CTA_{H_2} = \frac{\sum_{t=0}^T [(I_{Elec} + I_{SR}) (1 + \tau)^{-t}]}{\sum_{t=0}^T [DA_{H_2,t} (1 + \tau)^{-t}]} \quad (4.6)$$

$CTA_{H_2}$	Coût total actualisé d'hydrogène; \$/kg d' $H_2$
$I_{SR}$	Coût d'investissement total de système de production d'électricité; \$
$I_{Elec}$	Coût d'investissement total d'électrolyseur; \$
$DA_{H_2,t}$	Demande en hydrogène de l'année t; kg d' $H_2$ /an
$T$	Durée de vie de l'installation; ans
$\tau$	Taux d'actualisation; %

Cette équation regroupe tous les termes de coût d'investissement et de fonctionnement pour chaque unité de production d'hydrogène. Dans cette étude, seulement le coût de production est traité ; d'autres coûts tels que les coûts de stockage et les coûts de distribution ne sont pas considérés (Rahmouni et al., 2016).

Les termes intervenant dans l'équation (4.6) sont divisés en deux groupes :

- Les coûts d'investissement de la source d'énergie électrique : y compris le coût d'investissement initial et les coûts de maintenance et d'exploitation ;
- Le coût d'investissement global de l'électrolyseur, qui dépend des nombre de fois qu'il sera remplacé durant le temps d'exploitation de l'installation.

Les coûts totaux d'investissement de chaque sous système de production d'énergie électrique (système PV) sont calculés à partir des équations établies.

### **6.1. Etude économique de système photovoltaïque**

Dans le cas d'un système photovoltaïque, afin de calculer le coût total, nous devons 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. Le coût global d'une installation photovoltaïque se compose de deux parties distinctes: l'investissement initial et les frais d'exploitation et de maintenance. L'investissement initial ( $I_0$ ) comprend le coût de l'installation du système photovoltaïque de production d'énergie, ce dernier pourrait être divisé en :

- Le coût capital des modules photovoltaïques ;
- Le coût du BOS (balance of system) qui inclut toutes les parties du système PV excepté le module photovoltaïque lui même (par exemple, le câblage, le soutirage, ainsi que d'autres coûts d'installation du système).

$$I_{PV} = C_{PV} + C_{BOS} \quad (4.7)$$

Les prix des modules varient considérablement selon la technologie, et sont influencés par les variations de coût de fabrication et de rendement des cellules PV. Un rendement de conversion plus élevé ordonne généralement une augmentation de prix.

Le coût d'exploitation et de maintenance (O&M), représente l'ensemble des dépenses engagées pour maintenir en état de fonctionnement un système. Pour un système photovoltaïque, les frais O&M sont essentiellement; la surveillance périodique et l'entretien périodique des composants de système.

## 6.2. Estimation du coût de système d'électrolyse

Le coût d'investissement total de l'électrolyseur représente la somme des trois coûts supplémentaires tels que : le coût initial d'investissement, le coût de maintenance et le coût de remplacement. Le coût initial d'investissement suit la formule proposée par (Prince-Richard et al., 2005).

$$I_{Elec} = C_{i,Elec} + C_{O\&M} + C_{r,elec} \quad (4.8)$$

Le coût d'investissement initial est obtenu en multipliant le coût unitaire par kW par la puissance installée. La puissance installée dépend principalement du débit maximal de production d'hydrogène (en Nm<sup>3</sup>/h) qui est obtenu à partir de la relation suivante :

$$Q_{H_2max} = \frac{DA_{H_2}}{\rho_{H_2} (365*24)} \times \frac{R_{pd}}{FC} \quad (4.9)$$

$Q_{H_2max}$	Débit maximal de production d'hydrogène; Nm <sup>3</sup> /h
$DA_{H_2}$	Demande en hydrogène; kg d'H <sub>2</sub> /an
$\rho_{H_2}$	Densité gazeuse d'hydrogène à 273 K (= 0.089 kg/Nm <sup>3</sup> )
$R_{pd}$	Rapport entre la production maximale et la demande moyenne en hydrogène (= 1)
$FC$	Facteur de capacité; %

Le facteur de capacité représente le rapport entre les heures de fonctionnement de l'électrolyseur pendant un jour, sur 24 heures. Un facteur de capacité égal à 0.5 correspond à 12 heures de fonctionnement pour l'électrolyseur.

**Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier**

Le débit maximal de production d'hydrogène peut également être exprimé en termes de pouvoir énergétique de l'hydrogène produit (valeur de PCS) en kilowatt :

$$k_{out} = 3.5418 \times Q_{H_2max} \quad (4.10)$$

$k_{out}$  Puissance installée d'électrolyseur; kW

L'énergie absorbée par l'électrolyseur est calculée à partir des besoins en énergie théorique de l'électrolyse de l'eau à une température donnée (en kWh/kg), divisé par le rendement énergétique d'électrolyseur  $\eta_{elec}$ . La différence entre  $\eta_u$  et  $\eta_{elec}$  est que ce dernier ne prend pas en considération la chaleur additionnelle contenue dans le gaz d'hydrogène produit (à la température de la réaction d'électrolyse) peut être utilisable, ayant comme résultat une valeur de  $\eta_u$  plus basse que  $\eta_{elec}$ .

$$\eta_u = \frac{PSC_{H_2}}{\left(\frac{k_{el th}}{\eta_{elec}}\right)} \quad (4.11)$$

$PSC_{H_2}$  Pouvoir calorifique supérieur d'hydrogène; kWh/kg

Le coût d'investissement initial d'électrolyseur est une fonction de la puissance installée qui correspond à un débit maximal de production d'hydrogène, le rendement énergétique utile de l'électrolyseur  $\eta_u$ , et le prix unitaire par kW de production nominale.

$$C_{i,elec} = C_{u,elec} \times \frac{k_{out}}{\eta_u} \quad (4.12)$$

$C_{u,elec}$  Prix unitaire par kW; \$/kW

Le coût de remplacement est la somme des coûts occasionnés par le remplacement du composant, par rapport à la période considérée par l'utilisateur, lorsque celui-ci arrive en fin de vie.

$$C_{r,elec} = C_{i,elec} \left( \frac{TF_{elec}}{DV_{elec}} - 1 \right) \quad (4.13)$$

$C_{r,elec}$  Coût de remplacement d'électrolyseur; \$

$C_{i,elec}$  Coût d'investissement initial d'électrolyseur; \$

$TF_{elec}$  Temps de fonctionnement d'électrolyseur; ans ou heures

$DV_{elec}$  Durée de vie d'électrolyseur; ans ou heures

$\left(\frac{TF_{elec}}{DV_{elec}} - 1\right)$  La partie entière supérieure du rapport entre le temps de fonctionnement d'électrolyseur et sa durée de vie. On soustrait 1 pour ne pas comptabiliser l'investissement de départ deux fois

Pour chaque partie du sous-système, nous avons spécifié le prix unitaire, qui se produit dans l'année zéro, le coût de remplacement, qui se produit chaque fois que le composant atteint la fin de sa durée de vie, et le coût O&M, la durée de vie du projet. Le taux d'actualisation et la durée de vie du projet sont également spécifiés. Les paramètres clés utilisés dans l'analyse proviennent de diverses sources et sont présentés dans le tableau (4.5).

**Tableau 4.5:** Paramètres utilisés pour estimer le coût actualisé de la production d'hydrogène.

Paramètre	Valeur	Unité
<b>Durée de vie de système</b>	30	an
<b>Taux d'actualisation</b>	6	%
<b>Electrolyseur <sup>a</sup></b>		
<b>Rendement</b>	75	%
<b>Durée de vie</b>	7	an
<b>Coût de remplacement</b>	25% du capital installé	\$
<b>Coût d'O&amp;M</b>	2% du capital installé	\$/an
<b>Prix unitaire</b>	368	\$/kW <sub>e</sub>
<b>Système photovoltaïque <sup>b</sup></b>		
<b>Rendement de module</b>	15	%
<b>Prix unitaire</b>	1.5	\$/kW
<b>Coût de BOS</b>	50% du coût total du PV	\$
<b>Coût d'O&amp;M</b>	5% du coût total du PV	\$/an

<sup>a</sup> Estimé basé sur (Saur, Ramsden, 2011)

<sup>b</sup> Estimé basé sur (Elysun, 2010 ; IRENA, 2012)

Le calcul a été effectué à l'aide d'un code de calcul écrit sous langage Matlab. Les résultats de calcul sont illustrés dans le tableau (4.6).

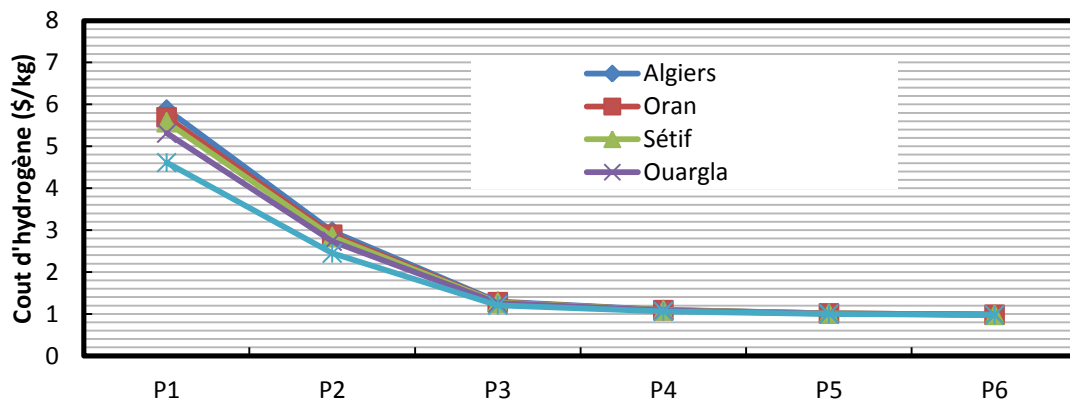
**Tableau 4.6 :** Caractéristique techno-économique de la production d'hydrogène par deux technologies pour les régions typiques pour un taux de pénétration de 7%.

Région	G (kWh/m <sup>2</sup> an)	E <sub>PV</sub> (GWh/an)	A (km <sup>2</sup> )	C <sub>E</sub> (c\$/kWh)	C <sub>H2</sub> (\$/kgH <sub>2</sub> )
<b>Alger</b>	1792	290.2	1.08	10.43	5.87
<b>Oran</b>	1861	59.65	0.21	10.04	5.69
<b>Sétif</b>	1909	23.63	0.08	9.79	5.57
<b>Ouargla</b>	2024	15.63	0.05	9.23	5.31
<b>Tamanraset</b>	2413	4.15	0.01	7.74	4.61

La moyenne annuelle de l'énergie solaire est la caractéristique géographique régionale la plus importante dans l'évaluation des besoins énergétiques annuels d'un site donné (Rahmouni et al., 2016). Comme nous pouvons voir dans le tableau (4.6), les régions du Sud (Tamanrasset et Ouargla) ont le plus fort potentiel solaire durant toute l'année avec une énergie solaire annuelle moyenne d'environ 2.41 et 2.02 MWh/m<sup>2</sup>, respectivement.

Les résultats obtenus montrent que l'énergie électrique totale nécessaire pour produire 5880.6, 1208.7, 478.9, 316.7 et 84.2 tonnes par an d'hydrogène électrolytique solaire pour les régions d'Alger, Oran, Sétif, Ouargla et Tamenrasset est de 290, 59.6, 23.6, 15.6 et 4.15 GWh/an, respectivement. Le système PV dans la région de Ouargla avec une taille de 1.08 km<sup>2</sup> peut produire de l'électricité pour 10.43 c\$/kWh et de l'hydrogène pour 5.87 \$ par kg.

L'analyse suivante examine la variation du coût actualisé de la production d'hydrogène sur tout l'horizon du temps considéré dans cette étude, en comparant l'évolution du coût de production.



**Figure 4.19** : Coût total actualisé de la production d'hydrogène électrolytique pour les régions typiques à chaque taux de pénétration.

Comme montre la figure (4.19), les calculs montrent clairement que les coûts de production d'hydrogène durant le premier plan sont de l'ordre de 4.61 \$ / kg (à Tamenrasset) à 5.87 \$ / kg (à Alger) pour l'hydrogène solaire. En raison de la croissance rapide du module photovoltaïque qui a été entraîné par la baisse remarquable des prix du système PV, le coût actualisé de la production d'hydrogène solaire devient identique pour toutes les régions typiques à partir du plan P4 et égal à 1.09 \$ / kg, ainsi que 0.98 \$ / kg pour P5 et 0.98 \$ / kg pour le dernier plan.

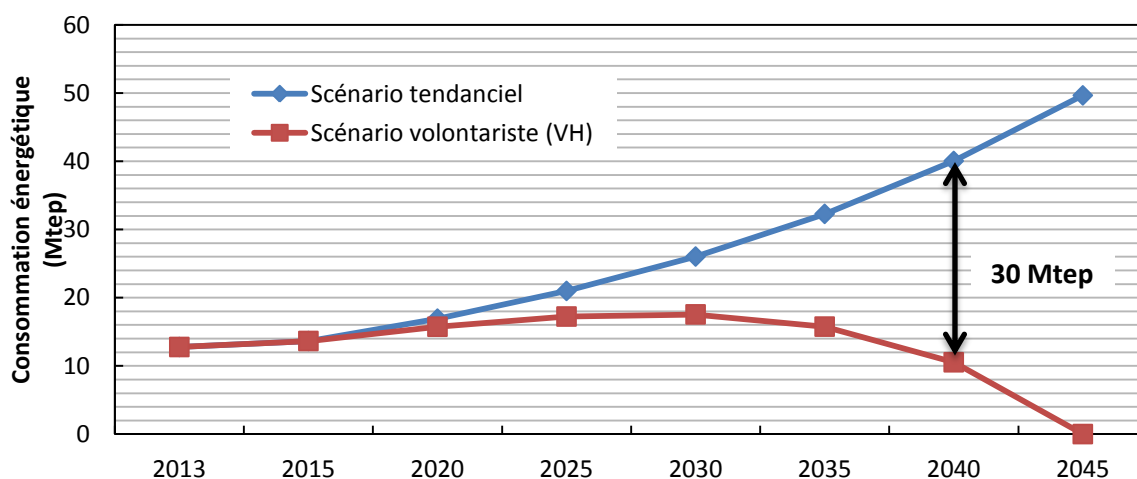
En général, nous constatons que dans la technologie PV, le coût total de la production d'hydrogène des régions typiques diminue continuellement à mesure que le taux de pénétration au marché augmente, ce qui rend l'hydrogène solaire comme un carburant de transport plus compétitif.

## 7. Économie d'énergie et l'évaluation des impacts environnementaux

Pour permettre une interprétation des résultats du domaine de la prospective en hydrogène énergie, et pour discuter l'influence de l'intégration de l'hydrogène carburant dans le secteur de transport routier en Algérie à long terme, deux scénarios utilisés ont été construits. En effet, les scénarios proposés reposent sur des études publiques de référence, et bien que certaines hypothèses, nous permettent de faire une comparaison en termes des économies effectuées sur la consommation énergétique finale et les émissions des gaz à effet de serre.

### 7.1. Économie d'énergie

Cette partie présente l'évolution de la consommation des carburants fossiles y compris l'essence, le gasoil et le GPL carburant dans le secteur de transport routier, calculée pour le scénario tendanciel et pour le scénario volontariste.



**Figure 4.20** : Consommation énergétique de carburants fossiles pour le scénarios.

La figure (4.20) permet de mettre en évidence l'impact de l'intégration de l'hydrogène carburant sur la consommation énergétique des carburants fossiles pour chaque période de l'horizon d'étude considéré. De cette figure, nous voyons nettement que le scénario



volontariste permet de réduire la consommation des carburants fossiles dès le début de l'horizon (2015-2020). Quand nous augmentons le taux de pénétration de véhicule à hydrogène, cela conduit à une continuité de la diminution de la demande en carburants jusqu'elle devienne nulle à la fin de l'horizon du temps (2045). Pour un taux d'intégration égal à 32.6 % (2025-2030), la consommation énergétique atteint 17.5 Mtep à la fin de cette période, et pour 73.7 % taux de pénétration, la consommation sera réduite à 10.53 Mtep par rapport à 40.03 Mtep dans le scénario tendanciel.

## **7.2. Estimation des émissions de GES et les gains environnementaux**

Un des défis les plus difficiles à relever les émissions des gaz à effet de serre car le véhicule est une source mobile d'émission et qu'il est par conséquent peu aisé de capter les émissions engendrées. Lors de l'utilisation du véhicule, les émissions des gaz à effet de serre sont supposés comprendre que le CO<sub>2</sub> uniquement parce qu'il représente le principal GES d'échappement.

Les émissions de CO<sub>2</sub> d'échappement peut être estimée par la multiplication de la consommation de carburant par son facteur d'émission (Seo, Kim, 2013).

$$Emission = \sum_a [Carburant_a \cdot FE_a] \quad (4.14)$$

<i>Emission</i>	Emission de CO <sub>2</sub> ; kg
<i>Carburant<sub>a</sub></i>	Consommation de combustible vendu pour une activité de source mobile donnée; tep
<i>FE<sub>a</sub></i>	Facteur d'émission; kgCO <sub>2</sub> /tep
<i>a</i>	Type de carburant

En 2013, la consommation par type de combustible pour le secteur de transport routier a été mesurée à 8716, 4050 et 366 ktep pour le gasoil, l'essence et le GPL respectivement, selon le ministère de l'énergie (ME, 2014). Comme indiqué précédemment, le gasoil représente une part significative de la consommation totale de carburant routier.

Les facteurs d'émission sont déterminés à partir de la composition physique du carburant consommé et son pouvoir calorifique supérieur. Le taux des émissions de GES pour chaque type de carburant sont présentés dans le tableau (4.7).

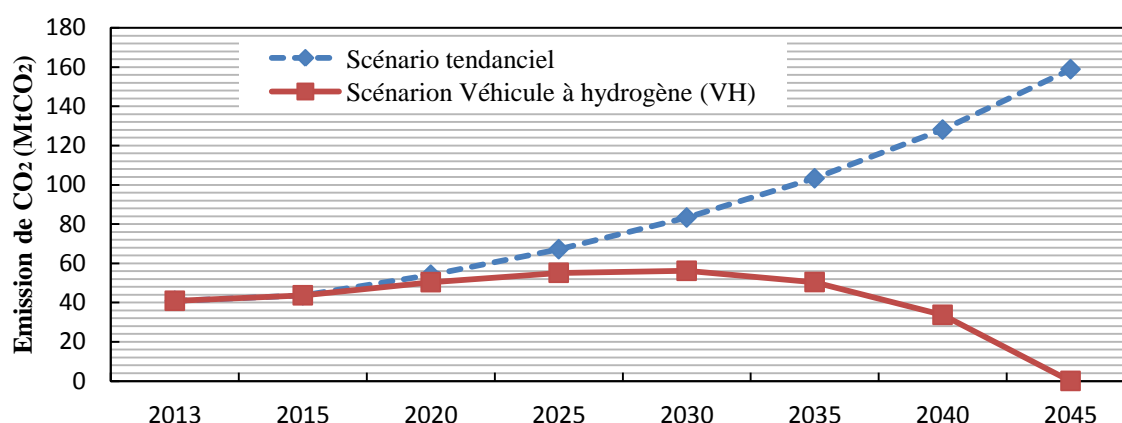
**Tableau 4.7 :** Teneur en carbone et facteur d'émission de CO<sub>2</sub> pour chaque type de carburant (ADEM, 2005).

<b>Carburant</b>	<b>Densité énergétique (kWh/kg)</b>	<b>Contenu en CO<sub>2</sub> (%)</b>	<b>Facteur d'émission (kgCO<sub>2</sub>/tep)</b>
<b>Gasoil</b>	13.9	86.5	3150
<b>Essence</b>	12.7	84.6	3066
<b>GPL</b>	11.6	82	2688
<b>Hydrogène</b>	39.5	0	0

Les émissions de CO<sub>2</sub> liées aux combustibles fossiles dans le transport routier pour l'année 2013 sont environ 40.84 MtCO<sub>2</sub> rejetées dans l'atmosphère, soit: 27.45, 12.41 et 0.98 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> résultant de la combustion du diesel, l'essence et le GPL, respectivement, qui peuvent être considérée comme des gains environnementaux dans le cadre du scénario volontariste.

Par conséquent, différents scénarios ont été générés pour l'année 2045 pour tenir compte les émissions de CO<sub>2</sub> futures; un scénario tendanciel et le scénario de véhicule hydrogène (VH). Le scénario tendanciel représente une simple continuation de la tendance actuelle, où l'intégration de l'hydrogène comme combustible dans le secteur des transports n'a pas de part significative (rien ajouté à l'avenir d'influencer les tendances à long terme). Le VH scénario est utilisé pour décrire l'avenir dont l'incorporation des véhicules à hydrogène est appliquée.

Le potentiel de réduction relative des émissions de CO<sub>2</sub> a été estimé, et l'impact de ces deux scénarios sur les émissions de CO<sub>2</sub> du transport routier pour chaque période de tout l'horizon d'étude sont indiquées dans la figure suivante :



**Figure 4.21 :** Emissions de CO<sub>2</sub> pour les deux scénarios.

Dans le scénario tendanciel, les émissions totales de dioxyde de carbone en 2045 est de 158.8 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, qui est 4.25 fois celles émises en 2015. Dans le cas du scénario volontariste, des réductions de 29.5 % sont obtenus en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> par comparaison avec le scénario tendanciel. Une réduction de 94.4 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2040 est atteinte dans le scénario volontariste par rapport au premier scénario tendanciel.

La chaîne logistique de l'hydrogène est l'ensemble des entités organisationnelles qui assurent les fonctions d'approvisionnement, de transformation et de distribution de l'hydrogène-carburant. Concevoir et gérer cette chaîne logistique revient à identifier les entités organisationnelles qui la constituent et à harmoniser les fonctions qu'elles assurent. Afin d'identifier ces entités organisationnelles, des décisions préalables doivent être prises. Pour déployer à grande échelle de l'hydrogène comme carburant vert, plusieurs décisions doivent être prises comme la nécessité d'ouvrir des sites de production, de choisir les technologies qu'il faut adopter dans les sites de production, de définir les capacités et la localisation des sites de production.

Les problématiques de localisation se rencontrent lors du choix de l'emplacement d'une construction. Ce choix est presque toujours stratégique, et l'étude de la localisation amène à prendre une décision très importante par le fait qu'elle étendra ses effets sur plusieurs années. Il est donc primordial que la méthode choisie pour traiter cette question prenne en compte toutes les dimensions ou aspects qui entrent en jeu dans cette décision.

## **8. Choix du site optimal pour la production d'hydrogène solaire par approche SIG basée sur l'analyse multicritère**

Le problème de choix adéquat d'un site adapté au plan socio-environnemental est de nature multicritère. Les systèmes d'information géographique, l'analyse multicritère et les méthodes statistiques sont des outils bien adaptés à cette problématique qui illustrent l'approche multidisciplinaire pour la sélection de sites. Il importe donc de synthétiser les approches et les outils d'aide à la décision multicritère afin d'explicitier leur fonctionnement et saisir leur intérêt et leur différence.

### **8.1. L'aide à la décision multicritère**

L'aide à la décision multicritère constitue une branche d'étude majeure de la recherche opérationnelle impliquant plusieurs écoles de pensée, principalement américaine avec les

travaux de Thomas L. Saaty (Saaty, 1977) et européenne avec ceux de Bernard Roy (Roy, Bouyssou, 1993) créateur du LAMSADE (Laboratoire d'analyse et modélisation de systèmes pour l'aide à la décision). Il s'agit de méthodes et de calculs permettant de choisir la meilleure solution ou la solution optimale parmi tout un ensemble de solutions.

Un problème de décision monocritère est un problème du type :

$$\text{opt } \{g(x) : x \in A\} \quad (4.15)$$

$A$  Ensemble des actions admissibles

$g$  Fonction critère à optimiser

Ce modèle traduit généralement un problème bien structuré et bien défini mathématiquement, qui s'impose à la fois au décideur et à l'homme d'étude. Lorsque les actions potentielles d'un problème de décision ne sont pas évaluées par un critère unique, mais par un ensemble de critères qu'on désigne par  $g_1(x), g_2(x), \dots, g_m(x)$ , et que le décideur souhaite optimiser simultanément, le problème posé est alors de la forme :

$$\text{opt } \{g_1(x), g_2(x), \dots, g_m(x) : x \in A\} \quad (4.16)$$

La principale difficulté d'un problème multicritère est qu'il s'agit d'un problème mathématiquement mal posé, c'est-à-dire sans solution objective. Il n'existe pas, en général, d'action meilleure que toutes les autres, simultanément sur tous les critères. Il ne s'agit pas donc de chercher une vérité cachée, mais plutôt à aider le décideur à progresser vers une action de compromis (Chakhar, 2006).

Les principaux outils analytiques d'aide à la décision couramment utilisés dans le domaine de l'ingénierie sont les suivants: l'évaluation des risques environnementaux, l'analyse de cycle de vie, l'analyse coût-bénéfice, l'analyse multi-attributs et l'analyse multicritère (Béranger et al., 2006).

## **8.2. Aperçu général sur les méthodes d'analyse multicritère**

Fondamentalement, l'analyse multicritère (AMC) a des propriétés intrinsèques qui la rendent attirante et utile, (Belton, Stewart, 2002) ont décrits certaines de ces propriétés comme :

- Recherche à prendre en compte explicitement des critères multiples et contradictoires;

- Aide à structurer le problème de gestion;
- Fournit un modèle qui peut servir de base de discussion;
- Offre un processus qui mène à des décisions rationnelles, justifiables et explicables.

Il existe plusieurs méthodes mathématiques d'analyse multicritère et algorithmes qui permettent de résoudre des problèmes d'aide à la décision multicritères. Pour les classer nous nous appuyons sur une synthèse des travaux de (Chakhar, 2006) et de (Malczewski, 2006), celles-ci peuvent être regroupées en deux approches différentes :

- Dans la première approche sont classés comme discrètes ou continues, selon le domaine des alternatives;
- Dans la deuxième approche, plusieurs auteurs ont classés ces méthodes comme : aide à la décision multi-attribut (ADMA), et l'aide à la décision à objectifs multiples (ADOM).

Dans cette étude, la classification discrète/continue est choisie car elle est en conformité avec la représentation conventionnelle de données dans le SIG (Vecteur / Raster), et elle est plus générale que la classification ADMA/ADOM. Une synthèse détaillée sur les méthodes multicritères a été effectuée par (Balzarini, 2013), les résultats de la synthèse sont résumés comme suit :

### **8.2.1. Méthodes discrètes**

Impliquent un ensemble fini (ou dénombrable) d'actions. Les actions sont représentées en forme vectorielle ou raster discrétisé.

#### **8.2.1.1. Critère unique de synthèse**

Le principe général est que le décideur a pour but de maximiser une fonction d'utilité en agrégeant les évaluations partielles de chaque action en une évaluation globale. Agrégation complète, nous cherchons à agréger les n critères afin de les réduire en un critère unique. Le cadre conceptuel de cette méthode est l'école américaine "Top-down". Pour (Saaty, 1980) consiste à construire une structure hiérarchique ayant à son premier niveau l'objectif global qui est "éclaté" en sous objectifs qui sont à leur tour "éclatés" en sous-sous-objectifs jusqu'à ce que l'on atteigne un niveau mesurable que l'on qualifie d'attribut. Nous citerons comme

exemple les méthodes: Analytic Hierarchy Process (AHP), Weight Sum (WLC), Ordered Weighted Average (OWA), Multi Attribute Utility Theory (MAUT) (Balzarini, 2013).

### **8.2.1.2. Surclassement de synthèse**

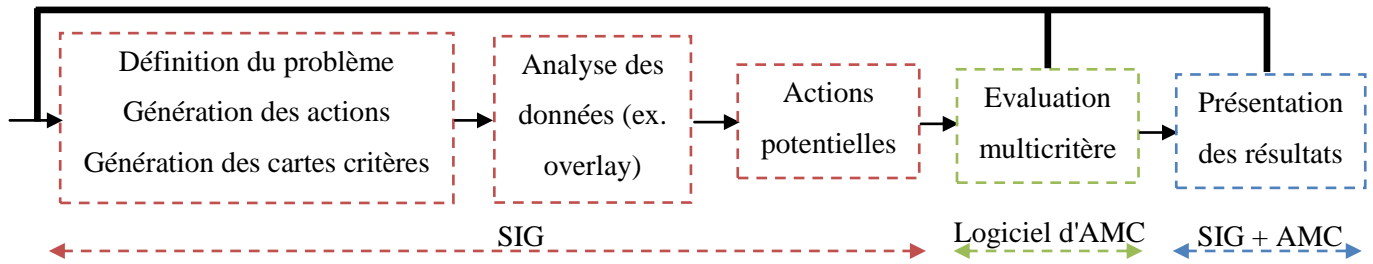
Les critères sont agrégés en utilisant une relation binaire partielle  $S$ , tel que  $aSb$  veut dire "a est au moins aussi bonne que b". La relation binaire  $S$  est appelée relation de surclassement (agrégation partielle). Nous cherchons à comparer des classements les uns aux autres et à établir entre ces éléments des relations de surclassement. Le cadre conceptuel de cette méthodes est l'école française "Bottom-up" qui consiste à identifier toutes les conséquences pouvant résulter de la mise en œuvre des actions, que l'on structure en dimensions puis en axes de signification autour desquels sont construits les critères (Roy, Bouyssou, 1993). Parmi les méthodes de cette catégorie, nous trouverons: Electre I, II, III, IV, Prométhée I et II, Melchior, Qualifex, Oreste, Regim et Naiade (Balzarini, 2013).

### **8.2.2. Méthodes Continues**

Evoquent un nombre très grands d'actions, voir infini. Les actions sont représentées en forme matricielle (avec des valeurs continues). L'approche d'agrégation est locale et itérative. Les algorithmes de résolution dans le cas des méthodes continues exigent que les préférences du décideur soient exprimées progressivement durant le processus de résolution. L'algorithme de résolution s'arrête lorsque le décideur accepte la solution proposée par la procédure/l'ordinateur. Nous cherchons en premier lieu une solution de départ. Par la suite, nous procédons à une recherche itérative pour trouver une meilleure solution. Les méthodes renommées dans cette famille sont: Interactive Goal Programming, STEM, et PRIAM (Balzarini, 2013).

### **8.3. Intégration du SIG et de l'AMC**

L'AMC a été appliquée depuis son émergence à des problèmes à référence spatiale sans l'utilisation du SIG : localisation, aménagement et utilisation du sol, planification urbaine et régionale, zonage, gestion forestière, agriculture, gestion et conservation des ressources en eau, planification du transport. Cependant, les méthodes d'AMC toutes seules sont incapables de tenir compte de tous les aspects des problèmes de décision à référence spatiale. En revanche, le SIG est bien adapté pour répondre à ces deux insuffisances de l'approche classique de l'analyse multicritère spatiale (Chakhar, 2006).



**Figure 4.22** : Schéma conceptuel d'intégration SIG-AMC (Chakhar, 2006).

L'intégration de SIG et analyse multicritère met à la portée des non-spécialistes les concepts d'aide à la décision à référence spatiale : il clarifie les notions relatives aux SIG et à l'analyse multicritère et présente un ensemble de solutions conceptuelles et méthodologiques permettant d'en réaliser l'intégration et les outils d'aide à la décision à référence spatiale.

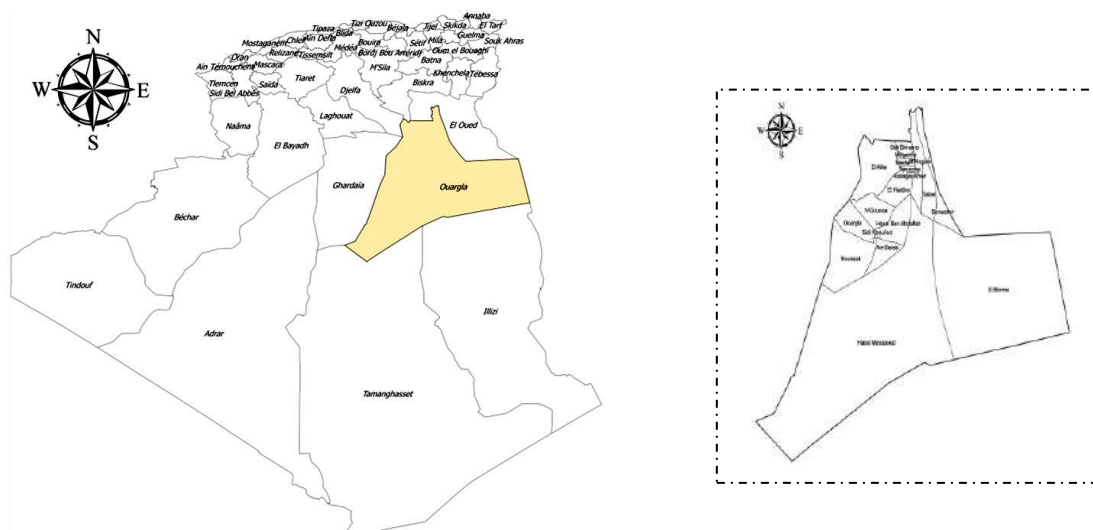
## **9. Approche méthodologique**

La présente étude a pour objectif d'identifier des zones favorables à l'implantation d'une installation de production d'hydrogène solaire dans la région de Ouargla, au Sud-est de l'Algérie. L'approche de sélection proposée englobe d'une part le SIG qui, à travers ses fonctions d'analyse spatiale, a contribué à l'étude d'un grand nombre de sites potentiels selon les critères d'évaluation (exclusifs et d'appréciation) et, d'autre part, l'analyse multicritère qui a été utilisée pour classer ces alternatives.

### **9.1. Présentation de la région d'étude**

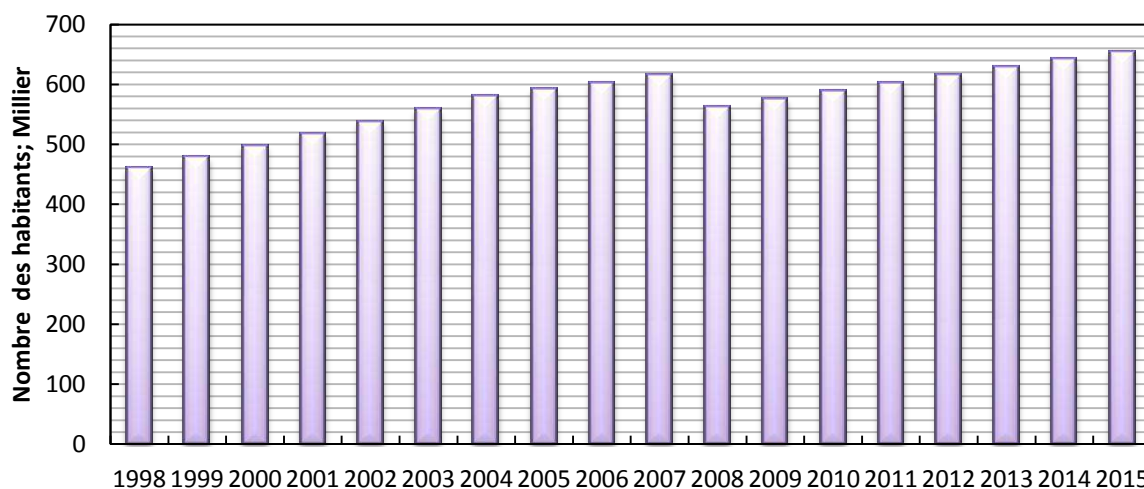
La zone choisie pour mettre en œuvre notre travail d'étude est celle de la wilaya de Ouargla en Algérie, située entre les latitudes 28.5° et 34° Nord et entre les longitudes 3° et 9.5° Est. La wilaya de Ouargla est caractérisée par un climat saharien, avec une pluviométrie très réduite et des températures élevées, notamment en été. Elle est subdivisée en 21 communes regroupées en dix Daïras, et s'étend sur une superficie de 163,230 km<sup>2</sup>. La wilaya de Ouargla située au Sud-est du pays, est limitée : au Nord : par les wilayas de Djelfa et d'El Oued. A l'Est : par la Tunisie. Au sud : par les wilayas de Tamanrasset et d'Ilizi. A l'Ouest : par la wilaya de Ghardaïa (ANDI, 2013).

*Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier*



**Figure 4.23** : Situation de zone d'étude en Algérie.

En 2015, la province comptait près de 653,358 habitants contre 590,958 habitants en 2005; soit un poids démographique de l'ordre de 10.5 % par rapport à la population régionale et près de 1.63 % de la population nationale (WO, 2015).



**Figure 4.24** : Rétrospective de la population de la région de Ouargla (WO, 2015).

Les ressources hydriques sont représentées par les eaux souterraines de quatre grandes nappes aquifères de l'albienne. La profondeur des différentes nappes varie entre 100 et 1800 m, ce qui nécessite d'importants investissements pour leur exploitation. Les principales ressources énergétiques du pays se trouvent dans le sous-sol de la Wilaya de Ouargla dans la région de Hassi Messaoud où l'exploitation a commencé en 1956. Depuis de nouvelles

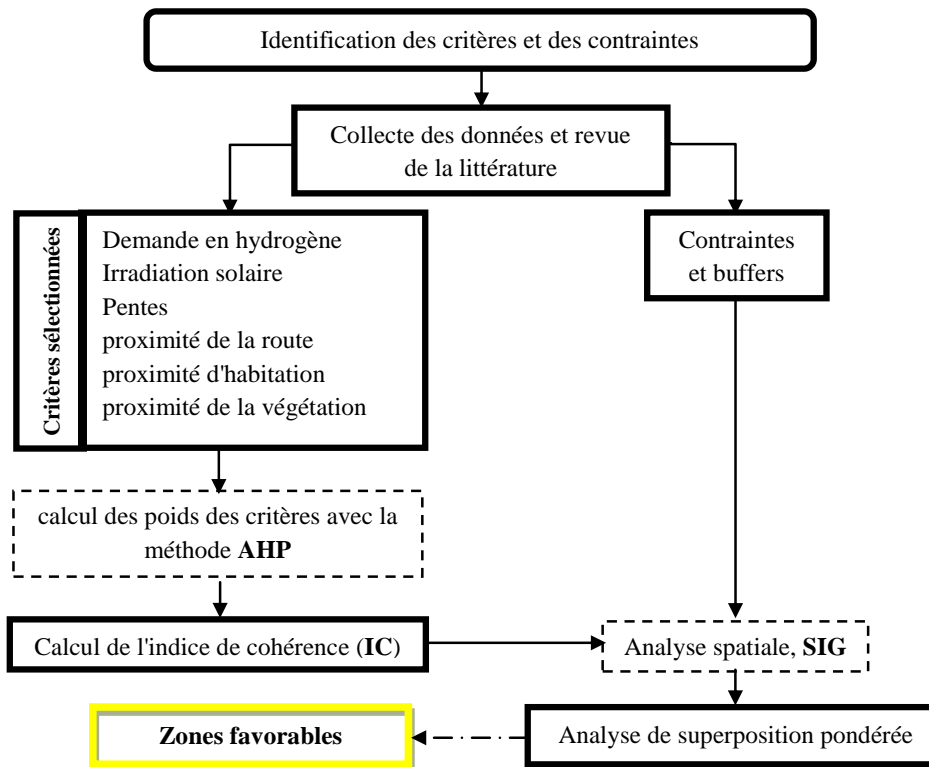


découvertes ont été faites dans les bassins de Gassi Touil, Berkaoui et Ghourd El Baguel (ANDI, 2013).

## 9.2. Application de l'analyse hiérarchique multicritère pour l'aide au choix de site

La méthodologie adoptée afin de mettre en exergue l'utilisation de différentes informations pour la planification urbaine constitue une conduite assurée vers de véritables systèmes d'aide à la décision. Elle exploite les fonctionnalités offertes par les SIG pour la structuration des données, le croisement des couches d'information et l'analyse spatiale des différentes thématiques. Elle inclue aussi l'approche d'analyse hiérarchique multicritère (Analytical Hierarchy Process, AHP) qui permet d'assembler une multitude de critères de décision dans un seul modèle, de faire l'évaluation comparée de chaque paire de critères et de calculer leurs poids pour l'appréciation comparée de chaque paire d'options en regard de chaque sous-critère (El Amraoui et al., 2017).

Le schéma présenté en figure (4.25) illustre la démarche qui nous a permis d'identifier les zones potentielles pour chercher un emplacement favorable à l'implantation d'une usine de production d'hydrogène solaire dans la wilaya de Ouargla.



**Figure 4.25 :** Organigramme de la méthodologie proposée.

Dans le cadre de cette étude, nous mettons l'accent sur la méthode de cartographie pour le choix de site, cette méthodologie comporte trois importantes étapes :

- L'identification des critères de décisions, la classification et la standardisation de ces critères en vue de l'élaboration des indicateurs conformément aux objectifs à atteindre;
- La pondération des critères et leur agrégation suivant la démarche multicritère;
- Les critères retenus et hiérarchisés sont intégrés dans une analyse multicritère réalisée à l'aide d'un Système d'Informations Géographiques.

### 9.2.1. Identification des critères de l'analyse multicritère

L'élément fondamental de l'analyse multicritère est la création d'un ensemble de facteurs qui sont classés en deux catégories (AYDI et al., 2012):

- Critères d'exclusion ou contraintes : ils servent à la sélection franche des zones aptes à l'implantation d'une installation de production d'hydrogène par l'élimination de celles affichant une non-satisfaction à ces termes d'exigence stricte ;
- Critères d'appréciation ou facteurs pour l'évaluation des sites retenus.

Pour évaluer l'adaptabilité des zones pour l'implantation d'une usine de la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire photovoltaïque dans la région de Ouargla, des données appropriées devraient être collectées, modifiées et analysées. En se référant aux travaux (Aydin et al., 2013 ; Höhn et al., 2014 ; Omitaomu et al., 2015 ; Dawod, Mandoer, 2016 ; Lurwan et al., 2017 ; Al Garni, Awasthi, 2017 ; Uyan, 2013), un certain nombre de critères a été identifié, sélectionné et évalué pour l'établissement des différentes cartes conformément aux objectifs fixés. Le tableau ci-dessous montre les données collectées afin de constituer une base de données à référence spatiale de la zone objet d'étude.

**Tableau 4.8** : Hiérarchie des critères et sous-critères de décision.

<b>Critères</b>	<b>Sous critères</b>	<b>Facteur</b>	<b>Format</b>
<b>Technique</b>	Demande en hydrogène (kg d'H <sub>2</sub> /j)	F-1	Polygone
	Irradiation solaire (kWh/m <sup>2</sup> /j)	F-2	Point
	Pente (degré)	F-6	Point
<b>Economique</b>	Distance à la route (km)	F-3	Ligne

	Distance aux zones urbaines d'habitat et d'activité (km)	F-4	Polygone
	Distance aux zones d'intérêt environnemental (km)	F-5	Polygone
<b>Contrainte</b>	Plans d'eau	-	Polygone
	Aires résidentielles	-	Polygone
	Zones de végétation	-	Polygone

Les différentes sources et la description de données utilisées pour l'achèvement du projet sont présentées dans les paragraphes suivants:

#### **9.2.1.1. Critères d'exclusion (contraintes)**

Ces contraintes ont pour objectif de limiter la recherche de sites appropriés dans des domaines à caractère exclusif qui ne tolèrent aucune concurrence. Suite à une étude bibliographique, et des résultats d'une enquête entreprise auprès d'experts dans les différentes disciplines de l'étude, il a été convenu de fixer les contraintes suivantes :

**a. Plans d'eau (sebkha, côte...)** : les plans d'eau ne doivent pas être exposés à des atteintes nuisibles dues à l'exploitation du site, ni constituer une telle implantation. Une distance minimale de deux kilomètres et demi est attribuée à cette contrainte.

**b. Aires résidentielles** : dans le but de protéger les zones d'habitation contre les nuisances excessives résultant de l'exploitation des bassins, une zone tampon de cinq kilomètres autour des zones résidentielles a été choisie comme zone restreinte non apte à l'implantation de l'installation de la production.

**c. Zone de végétation** : cet espace joue un rôle important dans l'économie régionale, et la protection des caractéristiques écologiques. Nous avons découpé cette zone sans considération pour une zone tampon.

Ces trois données indiquent l'emplacement des différents endroits occupés, et à la localisation des réserves naturelles afin d'en assurer la protection dans la région de Ouargla. Une installation de production d'hydrogène doit être construite à une certaine distance des habitations, et des zones d'intérêt environnemental. Elles sont utilisées pour délimiter un

périmètre de construction. Toutes ces données ont été récupérées du site geofabrik.de (Geofabrik, 2017).



**Figure 4.26 :** Cartographies des terres occupées (plans d'eau, végétation et habitat).

### 9.2.1.2. Critères d'appréciation (facteurs)

Les critères d'appréciation ont pour effet de renforcer ou de réduire la pertinence des sites retenus lors de l'étape précédente (AYDI et al., 2012). Ils permettent donc de sélectionner les meilleures zones. Notre étude s'est concentrée sur deux familles de paramètres : techniques et économiques.

**a. Facteurs techniques :** ces facteurs résultent principalement du critère purement technique tel que la demande journalière en hydrogène, l'irradiation solaire horizontale et les pentes.

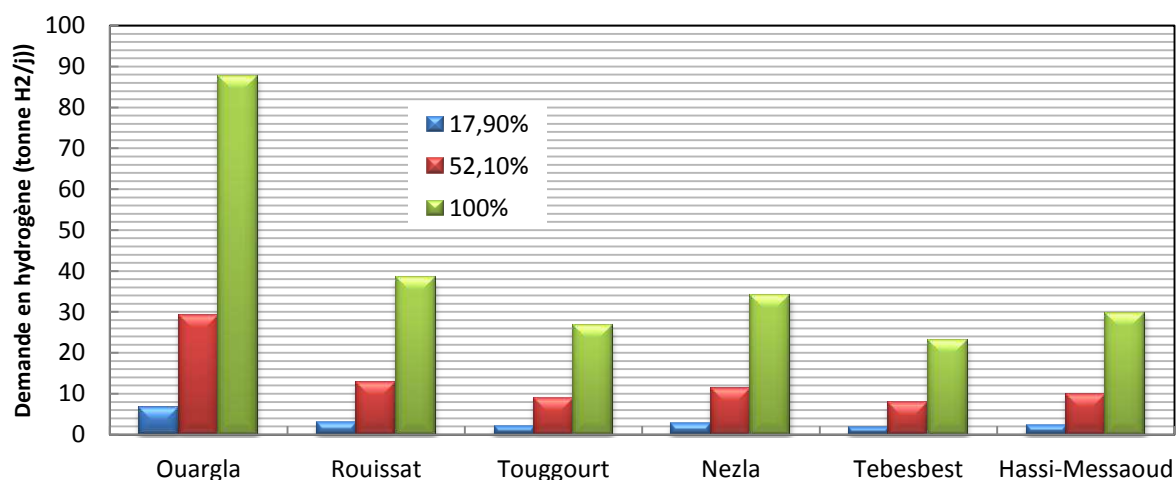
#### a.1. La demande journalière en hydrogène

La demande en hydrogène est l'un des critères importants à prendre en compte pour la localisation de l'installation. Du point de vue de la demande, la sélection dépendra de la répartition spatiale de la demande d'hydrogène sur la base des données spécifiques du marché et de la population dans la région. La méthodologie proposée par (Ni et al., 2005) est adoptée et adaptée en fonction de l'étude de cas proposée. La méthode du calcul est bien présentée dans la partie précédente du chapitre (équation (4.5)).

Basée sur le SIG, la demande en hydrogène est calculée sur une base spatiale, où différentes valeurs de seuils sont utilisées pour identifier les zones de densité de demande puisque seules les zones ayant une demande en hydrogène suffisante peuvent être considérées comme des emplacements viables pour l'implantation des installations de production d'hydrogène. Il est important de souligner que la demande d'hydrogène dépend également fortement de la pénétration du marché des véhicules à hydrogène. Par conséquent, le modèle

actuel adopte un scénario stable en supposant diverses valeurs pour la pénétration du marché de l'hydrogène. Six plans de cinq années chacun ont été fixés pour l'introduction du marché de l'hydrogène avec des taux graduels et qui sont (7%, 17.9%, 32.6%, 52.1%, 73.7% et 100%). Par exemple, à 7% de pénétration du marché, on suppose que 7% des véhicules dans l'ensemble de la région sont des véhicules à pile à combustible à hydrogène fonctionnant dans ces zones.

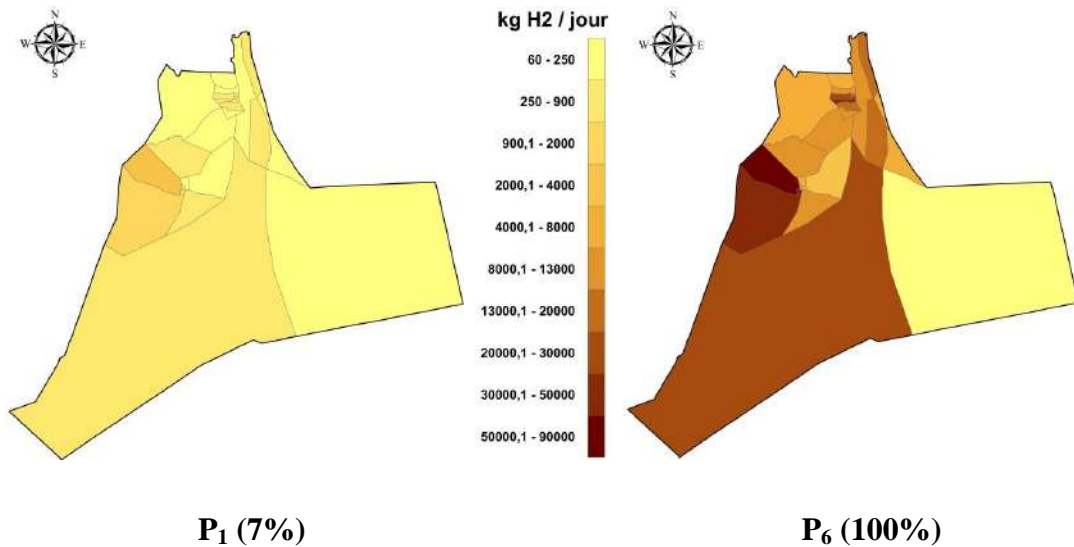
La figure (4.27) montre le pourcentage de la demande d'hydrogène des principales zones habitées (Ouargla, Rouissat, Hassi Messaoud, Nezla, Touggourt et Tebesbest).



**Figure 4.27** : Demande en hydrogène dans les communes ayant une population  $> 30 \times 10^3$ .

Les histogrammes montrent la demande en hydrogène dans chaque commune. Nous pouvons constater que la ville de Ouargla a besoin d'environ 23.7% de la demande de la région, suivie par la commune de Rouissat avec un taux d'environ 10.35%.

Nous avons utilisé la demande annuelle en hydrogène carburant pour les différentes communes pour des taux de pénétration de 7% et 100% qui correspondent au premier et dernier plan d'intégration d'hydrogène. Les cartes de la demande d'hydrogène pour les deux plans sont illustrées sur la figure suivante :

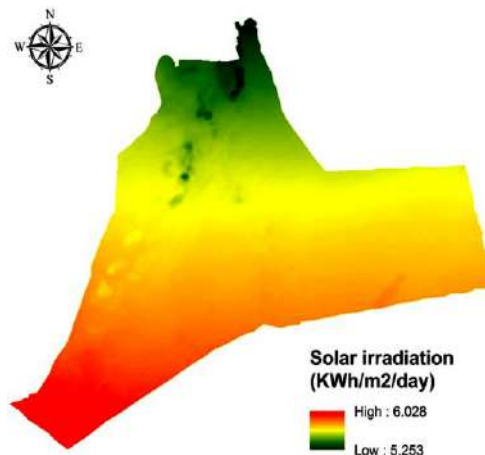


**Figure 4.28** : La distribution spatiale de la demande en hydrogène dans la région de Ouargla.

Dans le premier plan, à 7 % de taux pénétration, la demande journalière en hydrogène est de 8.8 tonnes H<sub>2</sub>, et elle est surtout concentrée dans la commune de Ouargla. Dans le dernier plan, à l'an 2045, la demande d'hydrogène aura atteint environ 37 tonnes par jour.

## a.2. L'irradiation globale horizontale

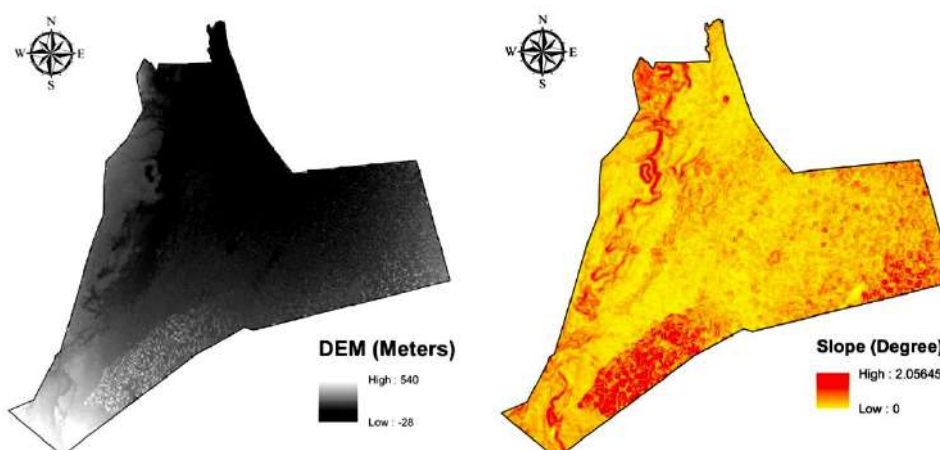
Un autre critère qui pourrait jouer un rôle croissant dans le processus de sélection est lié au potentiel de la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire dans la région de Ouargla. Comme la production est une fonction linéaire, liée directement à l'irradiation solaire (Relation de corrélation directe), nous avons utilisé la cartographie de l'irradiation solaire. Pour le développement de la carte solaire, nous avons adapté la même méthodologie présentée dans le chapitre précédent. Nous avons utilisé les données issues des satellites, intégrées à travers des services web du projet Solar Med Atlas (Solar-Med-Atlas, 2014).



**Figure 4.29** : Cartographie de l'irradiation solaire horizontale.

### **a.3. Les pentes**

Les données numériques de la pente sont utilisés pour définir certaines zones de terrain exclues de l'analyse qui rendent impossible l'implantation d'une installation à grande échelle. Les données numériques d'élévation sont extraites de modèles altimétriques numériques qui offrent une représentation 3D de la surface d'un terrain. L'extension d'analyse de terrain basée sur les rasters peut être utilisée pour calculer la pente, l'aspect, l'ombrage, le relief et la rugosité d'un modèle numérique d'élévation (DEM). Le raster de pente en sortie peut être calculé dans deux types d'unités : degrés ou pourcentage (pourcentage d'élévation). Le pourcentage d'élévation peut être mieux compris si vous le considérez comme la hauteur calculée divisée par le parcours, multipliée par 100. Les données utilisées dans cette analyse sont disponibles gratuitement et fournies par le groupe consultatif pour la recherche agricole internationale (Consultative Group for International Agricultural Research, CGIAR) (CGIAR, 2003).

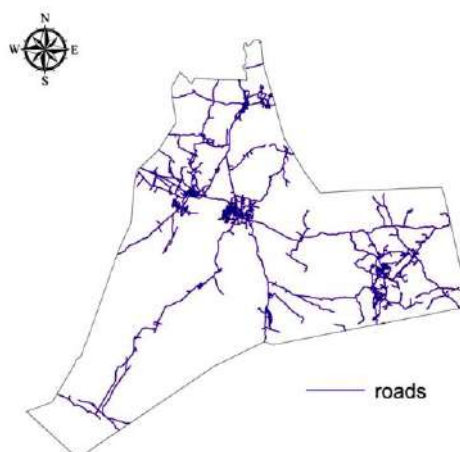


**Figure 4.30** : Cartographies d'élévation (DEM) et des pentes de la région de Ouargla.

**b. Facteurs économiques** : ils englobent la proximité du réseau routier et la proximité aires résidentielles et des zones d'intérêt environnemental.

#### **b.1. Réseau routier**

Le réseau routier est un élément clé pour le choix de site. En 2016, La wilaya de Ouargla dispose d'un réseau routier de 2,083km, dont 1,484 km de routes nationales, 363 km de chemins de wilaya et 235 km de routes communales (DTPO, 2018). La carte routière a été extraite de la base de données ouverte Open Street Map (OSM), dont elle utilise l'imagerie aérienne, les récepteurs GPS et les cartes classiques du terrain (OSM, 2018).



**Figure 4.31** : Carte routière de la région de Ouargla.

### 9.2.2. Catégorisation et standardisation des critères d'appréciation

La classification des critères doit tenir compte de la variance des données et s'inspirer de la classification adoptée lors des travaux antérieurs (Aydin et al., 2013 ; Mahdy, Bahaj, 2018 ; Al Garni, Awasthi, 2017).

Une standardisation des critères est obligatoire car les différents critères sont mesurés en diverses unités et selon différentes échelles. Un intervalle commun de 0 à 10 a été retenu. La note 10 est attribuée aux classes "très faible" ou "très forte" selon qu'elles contribuent à l'excellente réalisation de l'indicateur considéré. Dans le cas inverse, la note 0 est attribuée à ces classes. Des valeurs intermédiaires sont attribuées aux autres classes selon une distribution linéaire. Le tableau (4.9) présente la classification des critères pour la réalisation de la carte thématique accessibilité.

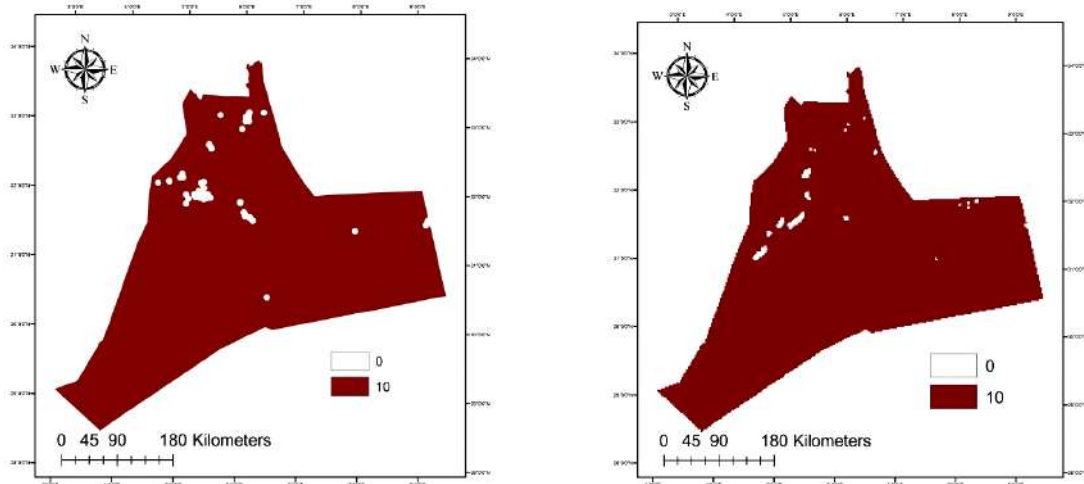
**Tableau 4.9** : Classification et standardisation des critères.

Sous critères	Rang	Pertinence	Note	Sous critères	Rang	Pertinence	Note
<b>F-1</b>	>3000	Fort	8-10	<b>F-6</b>	<1	Fort	9-10
	3000-500	Moyen	4-7		1-2	Moyen	7-8
	<500	Faible	1-3		<2	Faible	1-6
<b>F-2</b>	>6	Fort	10	<b>F-3</b>	0.5-2	Fort	9-10
	6-5	Moyen	4-9		2-10	Moyen	2-8
	<5	Faible	1-3		>10	Faible	1
<b>F-5</b>	>2.5	Approprié	10	<b>F-4</b>	>5	Approprié	10
	<2.5	Inapproprié	0		<5	Inapproprié	0



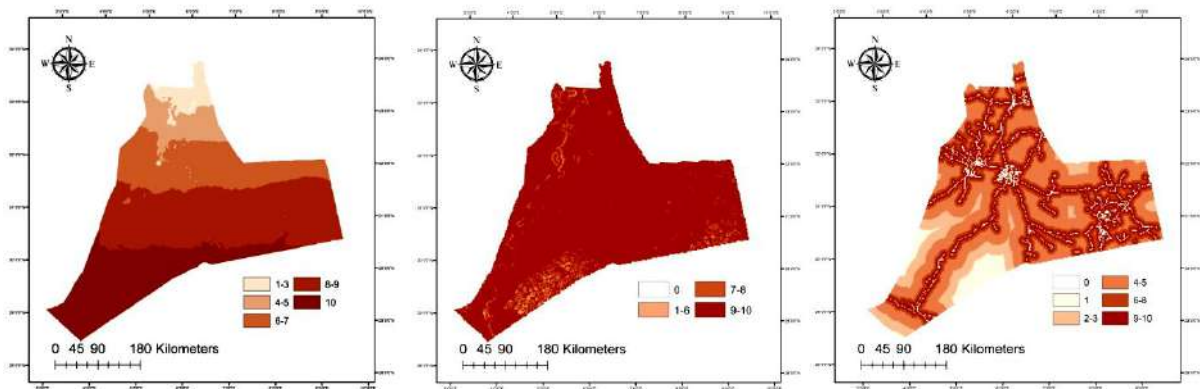
*Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier*

La figure (4.32) présente un exemple d'images booléennes des critères d'exclusion. Chaque évaluation des critères d'appréciation aboutit ainsi à une carte représentante, pour toutes les surfaces élémentaires de la zone de travail, leur aptitude à accueillir les sites d'implantation selon le critère considéré (Figure 3.33).



**Figure 4.32 :** Exemples d'images booléennes des critères d'exclusion (Habitat, plans d'eau).

Le site d'implantation d'une usine peut être installée à partir d'une certaine distance de sécurité aux abords des routes. Nous avons adopté une zone tampon de 500 m autour des routes.



(a) Carte solaire

(b) Carte des pentes

(c) Carte routière

**Figure 4.33 :** Exemples de cartes d'évaluation spatiale des critères d'appréciation.

### 9.2.3. Pondération des critères d'appréciation

Pour combiner ces différents critères, nous avons établi leur importance relative. Les poids des facteurs sont donc déterminés à partir d'une série de comparaisons par paires selon

le processus d'analyse hiérarchique AHP développée par Saaty (1977). Les coefficients de pondération des facteurs sont déterminés à partir d'une série de comparaisons par paire en tenant compte de leur importance qui est quantifiée sur une échelle numérique de neuf points de Saaty, puis arrangée dans une matrice de décision ou une matrice de comparaison par paire.

Un diagnostic est typiquement utilisé pour obtenir le rapport degré d'importance de chacun des critères basé sur le jugement et la perception de l'expert. La détermination du degré d'importance s'effectue en comparant chacune des paires de critères et en leur assignant un coefficient de pondération  $r_{ij}$  suivant l'échelle de valeur de SAATY (voir Tableau (4.10)) pour constituer une matrice de comparaison par paire.

**Tableau 4.10** : Échelle proposée par SAATY.

Degrés d'importance	Explication
1	Importance égale; deux caractéristiques contribuent de la même façon
3	Faible importance; l'expérience et l'appréciation favorisent légèrement une caractéristique par rapport à une autre
5	Importance forte ou déterminante; l'expérience et l'appréciation favorisent fortement une caractéristique par rapport à une autre
7	Importance très forte ou attestée ; une caractéristique est fortement favorisée et sa dominance est attestée dans la pratique
9	Importance absolue; les preuves favorisant une caractéristique par rapport à une autre sont aussi convaincantes que possible
2, 4, 6, 8	Valeurs associées à des jugements lorsqu'un compromis est nécessaire

La comparaison par paire au sein de l'AHP peut être effectuée à travers le schéma proposé de la matrice suivante :

$$A = r_{ij} = \begin{bmatrix} 1 & r_{12} & \dots & r_{1j} \\ 1/r_{12} & 1 & \dots & r_{2j} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1/r_{1j} & 1/r_{2j} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Le coefficient de pondération pour chaque critère est obtenu en divisant chaque vecteur propre par leur somme. Par la suite, la matrice de comparaison est normalisée de

façon à ce que la somme de tous les poids soit égale à 1. Les calculs sont insérés dans le tableau (4.11).

**Tableau 4.11** : Matrice de comparaison par paire et coefficient de pondération des critères.

<b>Critère</b>	<b>F-1</b>	<b>F-2</b>	<b>F-3</b>	<b>F-4</b>	<b>F-5</b>	<b>F-6</b>	<b>Poids (%)</b>
<b>F-1</b>	1	2	2	3	4	2	29.1
<b>F-2</b>	1/2	1	1/2	5	4	3	22.37
<b>F-3</b>	1/2	2	1	3	3	2	21.95
<b>F-4</b>	1/3	1/5	1/3	1	2	1/2	7.43
<b>F-5</b>	1/4	1/4	1/3	1/2	1	1/5	5.097
<b>F-6</b>	1/2	1/3	1/2	2	5	1	14.05

Pour l'acceptation des résultats de pondération, il est donc primordial de disposer d'un moyen pour mesurer la cohérence des jugements émis. Dans la plus part du temps, une plus grande cohérence dans les jugements implique des jugements de meilleure qualité ; ce qui suppose que les estimations des poids relatifs aux critères adoptés en sont d'autant plus fiables (El Amraoui et al., 2017).

#### **9.2.4. Vérification de la cohérence**

Une fois la matrice définie, il faut vérifier la cohérence du jugement porté par le ratio de cohérence (RC). La notion de cohérence dans la comparaison par paires de SAATY est basée sur le respect de la transitivité de notre jugement. Ainsi l'indice de cohérence mesure la fiabilité de la comparaison exprimée à des jugements cohérents. Plus l'indice de cohérence ne devient grand et plus les jugements qui ont été exprimés dans la matrice de comparaison seraient incohérents et vice versa. Le ratio de cohérence se calcule par le rapport de l'indice de cohérence (IC) et l'Indice Aléatoire (IA) proposé par (Saaty, 1980).

$$IC = \frac{\lambda_{max} - N}{N - 1} \quad (4.18)$$

Avec

$N$  Nombre des éléments comparés

$\lambda_{max}$  Valeur calculée sur la base de la moyenne des valeurs de matrice de SAATY des vecteurs propres

Un raisonnement est dit cohérent si son ratio de cohérence est inférieur ou égal à 10%. Les valeurs de l'indice aléatoire (IA) sont consignées dans le tableau (4.12). Ces valeurs sont données en fonction du nombre de paramètres comparés.

**Tableau 4.12** : IA en fonction du nombre d'éléments comparés (Saaty, 1980).

Nombre d'éléments comparés	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Indice aléatoire (IA)	0	0.58	0.90	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

La détermination de l'indice de cohérence d'une matrice de jugement se résume en ces étapes :

- Multiplier chaque colonne de la matrice par le poids ou le coefficient de pondération lui correspondant;
- Sommer les éléments de chaque ligne de la matrice;
- Diviser chaque total de ligne par le poids du critère correspondant à cette ligne;
- Déterminer  $\lambda_{max}$  qui est la moyenne des résultats obtenus à l'étape précédente;
- Déterminer l'indice de cohérence avec la formule suivante :

Dans cette étude, le ratio de cohérence (RC) de la matrice de comparaison par paire de l'indicateur disponibilité est de 7.8% ( $\lambda_{max} = 6.48$  et IA égal = 1.24). Le ratio RC est inférieur à 10% donc la matrice est cohérente par conséquent les coefficients de pondération obtenus peuvent être utilisés comme poids pour l'établissement de l'indicateur disponibilité.

### 9.2.5. Agrégation des critères : analyses multicritères

Elle consiste en l'intégration de l'ensemble des données dans l'expression mathématique relative à la méthode AHP en vue de l'obtention d'une valeur unique après intégration du poids attribué à chaque critère et combinaison de ces critères en un indicateur par une somme pondérée. Une fois les couches facteurs de décision évaluées, nous les avons par la suite associées par une combinaison linéaire pondérée afin de créer un indice d'aptitude illustré par l'équation suivante :

$$s = \sum_{i=1}^n w_i x_i \quad (4.19)$$

Avec :



**Chapitre 4: Politique sectorielle pour la décarbonisation de l'économie : Application au cas de l'hydrogène pour le secteur du transport routier**

Le résultat de l'agrégation des différentes cartes critères suivant leur poids a permis de classer l'aire d'étude sur une échelle entre 4 et 9, sachant que le pixel ayant une valeur élevée correspond à une zone idéale pour l'implantation (classe 9).

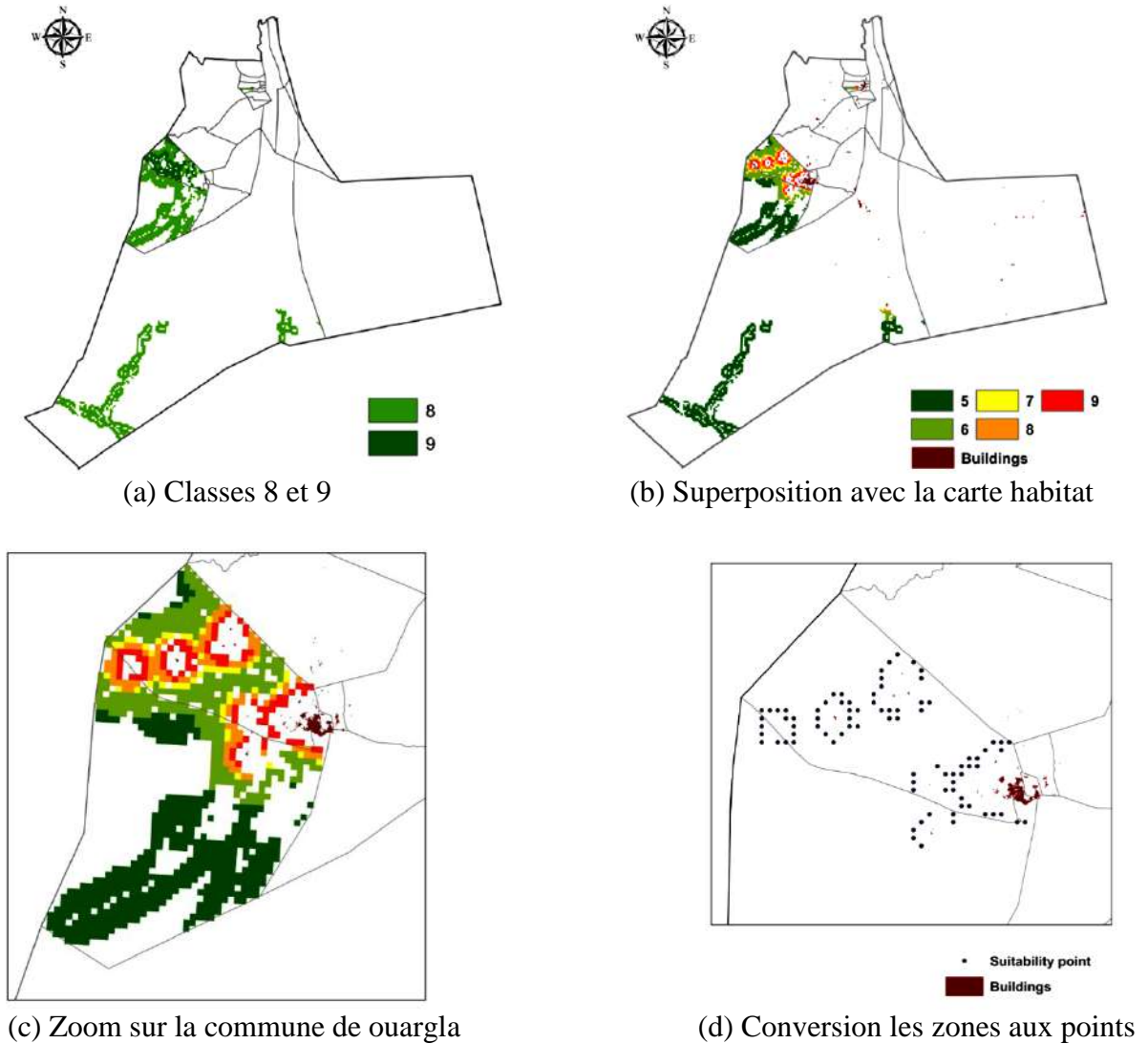
Il ressort de la figure (4.34) que les sites les plus adéquats ne sont pas concentrés dans une commune bien spécifique mais dispersés dans presque toute la zone de travail. L'emplacement des meilleurs sites classés en premier et deuxième rang sont presque les mêmes dans les deux plans.

**Tableau 4.13** : Parts des superficies dans chaque rang de classement pour les deux plans.

Plan	9	8	7	6	5	<4
<b>P<sub>1</sub> (7%)</b>	0.83	5.24	23.75	41.88	20.78	0.22
<b>P<sub>6</sub> (100%)</b>	12.93	35.77	41.47	2.62	-	-

Les superficies excluent représente 7.27 % du totale de la région de Ouargla, le reste de la superficie de la région (92.73%) sera répartie en plusieurs zones selon le degré d'adaptabilité. Pour le premier plan de pénétration (7%), nos résultats indiquent que 5.83% de la superficie totale de l'étude était fortement adaptée à la production d'hydrogène solaire (classe 9 et 8), et environ 65.6% étaient légèrement appropriés (classe 6 et 7). Pour le dernier plan (taux de pénétration de 100%), globalement, 48.7% de la superficie totale de la région de l'étude était fortement ou très fortement adaptée à la production (classe 9 et 8), et 2% seulement non adaptée (classe <6). Les terres dans la partie ouest de la zone d'étude est les plus adaptées, tandis que les autres parties, sont plus hétérogènes.

Pour bien déterminer le meilleur emplacement dans les résultats du premier plan (7%), nous avons présenté seulement les zones dans les classes 8 et 9. Puis, nous avons superposé les zones d'adaptabilité avec la carte des zones urbaines d'habitat et d'activité pour comparer la distance entre les sites potentiels de production d'hydrogène solaire et les sites ayant une forte demande en hydrogène. Les résultats sont re-classifier en 5 classes et illustrés sur les figures suivantes :



**Figure 4.35 :** Reclassification et superposition entre les zones potentielles de la classe 8 et 9 et la carte des zones urbaines.

Les résultats montrent que pour la première période de l'intégration de l'hydrogène solaire, la demande sera très concertée dans la commune de Rouissat et à Ouargla. Donc la première installation de production d'hydrogène devrait être située dans une zone très proche. Les points présentés sur la figure (d.4.35) représentent les zones proches des agglomérations d'où elles peuvent être considérées comme les meilleurs emplacements pour l'implantation de l'usine. Nous avons trouvé plus de 80 sites, leurs longitudes et latitudes sont présentés en annexe 4.

## 10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini deux scénarios qui estiment le développement de la consommation énergétique et les émissions dans le secteur de transport routier à l'horizon

2045. Le scénario tendanciel repose sur la poursuite des grandes tendances observées sur le territoire depuis la fin des années 2000. Pour le scénario volontariste, l'intégration de l'hydrogène comme carburant alternatif avec différents taux de pénétration au marché sur l'ensemble l'horizon étudié, permet de diminuer la consommation énergétique d'une part, et faire des économies environnementales en terme des émissions de CO<sub>2</sub>, d'autre part. La part des véhicules à hydrogène devraient passer de 7% de nombre total de véhicules en 2020 à près de 32.8% en 2030, 73.7 % en 2040 et 100% en 2045.

Le secteur de transport routier consomme, dans le scénario tendanciel, 18.92 Mtep en 2020 et 40.03 Mtep en 2040; cette évolution est essentiellement due à la croissance rapide du parc automobile qui atteindra environ 20 millions véhicule en 2045. Dans le scénario volontariste, ses consommations de carburants fossile sont réduites à 15.73 Mtep en 2020 et 10.53 Mtep en 2040 (respectivement 7% et 73.7 % de moins que dans le scénario tendanciel).

Le transport routier est à l'origine de l'émission de 54.13 MteqCO<sub>2</sub> en 2020 et 158.85 MteqCO<sub>2</sub> en 2045 dans le scénario tendanciel. Les orientations inscrites dans le scénario volontariste permettent de réduire les émissions du secteur de 50.34 MteqCO<sub>2</sub> en 2020 et 33.88 MteqCO<sub>2</sub> en 2040 en comparant au scénario tendanciel. Cette réduction est obtenue principalement par la croissance du taux de pénétration de véhicule à hydrogène dans le marché national.

Pour déployer à grande échelle de l'hydrogène comme carburant, plusieurs décisions doivent être prises comme la nécessité d'ouvrir des sites de production, de choisir les technologies qu'il faut adopter dans les sites de production, de définir les capacités et la localisation des sites de production. Dans la deuxième partie du travail, la méthode AHP intégrée avec SIG ont été utilisés pour évaluer l'aptitude des terres pour l'implantation d'une usine de la production d'hydrogène dans la région de Ouargla en Algérie. La synthèse des différentes cartes thématiques a fait ressortir des zones de mauvaise, moyenne, bonne et d'excellente potentialité. Les zones favorables à l'implantation (classes de bonne et excellente) représentent environ 5% de la zone d'étude pour un taux de pénétration de véhicule à hydrogène égal à 7%, mais représentent plus de 45% de la superficie de la région de Ouargla pour une pénétration de 100% des véhicule à hydrogène. Les zones favorables sont localisées majoritairement dans les communes de Ouargla, Rouissat et Touggourt. Cette étude constitue une contribution importante dans la connaissance des potentialités en terme de production d'hydrogène de cette région du pays.



# Conclusion générale

## **Conclusion générale**

La transition énergétique repose avant tout sur des actions en faveur de la maîtrise des consommations d'énergie et de gains en efficacité énergétique dans tous les secteurs énergivores. Parmi ces secteurs, environ un tiers de l'énergie consommée dans le monde est utilisée dans le secteur du transport, qui connaît une croissance rapide. Or la consommation énergétique des transports dépend pour plus de 90 pour cent des produits pétroliers. Le recours à l'hydrogène-carburant apportera des solutions, de la flexibilité, et des services pour la mise en œuvre de cette transition.

C'est dans ce but que nous nous sommes attachés à appréhender en premier lieu, le contexte énergétique et environnemental actuel de l'Algérie, et les différents plans et initiatives de sa transition vers une économie durable basée sur l'intégration des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. En deuxième lieu, de valoriser le potentiel national en énergies renouvelables notamment en énergie solaire et éolienne par la production d'hydrogène via le procédé d'électrolyse de l'eau, et enfin d'apporter une contribution à l'aménagement énergétique à long terme (2015-2045) de déploiement de la mobilité hydrogène pour soutenir la transition énergétique des carburants fossiles vers l'hydrogène dans le secteur de transport routier.

Notre étude bibliographique sur la situation énergétique mondiale nous a permis de conclure que le constat reste le même et les mots pour le décrire se répètent. L'humanité est confrontée à des défis et des crises politiques, sociales, écologiques et économiques brutales et complexes par leurs ampleur et interdépendances. Ces défis sont renforcés par la croissance démographique, les contraintes sur les ressources naturelles et les inégalités et la pauvreté.

Le profil énergétique algérien se démarque de celui du reste du monde de plusieurs façons. Il est marqué par l'augmentation de la dépendance énergétique et l'insécurité économique et, d'autre part, par les changements climatiques dus à l'inefficacité énergétique et à la faible contribution des énergies renouvelables.

À Paris, les dirigeants du monde entier approuvaient un accord universel sur le climat, ouvrant ainsi la voie à la transition du système énergétique mondial vers un nouveau modèle propre et durable. Croissance des énergies renouvelables, multiplication des actions des villes, stagnation des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie, nombreux engagements des pays afin d'aligner leurs objectifs de réduction d'émissions sur une trajectoire de moins de 2°C de

réchauffement climatique, augmentation continue du nombre d'emplois dans le secteur des énergies renouvelables... des signaux qui démontrent que la transition énergétique mondiale est en marche.

Les engagements de l'Algérie en termes de transition énergétique sont nombreux. Ils concernent la sécurité d'approvisionnement, la préservation de l'environnement, la compétitivité économique ou la cohésion sociale et ils résultent de traités ou de textes législatifs et réglementaires en vigueur. L'année 2016 a été marquée par l'actualisation des différents plans et programmes nationaux. De nombreuses actions d'accompagnement ont également été mises en œuvre. Dans ce cadre, les objectifs énergétiques chiffrés sont :

- Atteindre un taux d'intégration en énergies renouvelables à 40 % à l'horizon 2030 (27% part de renouvelable dans le bilan national de la production d'électricité);
- Réduire de 9 % de la consommation globale d'énergie à l'horizon 2030;
- Le programme national de gestion intégrée des déchets municipaux (PROGDEM) vise à réduire la production de déchets et accroître le taux de recyclage pour atteindre 70% (2020) contre 5 à 6% actuellement;
- Une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 7 à 22%, à l'horizon 2030, par rapport à un scénario de référence, subordonnée aux soutiens en matière de financements extérieurs, de développement et de transfert technologique et de renforcement des capacités, les 7 % de réduction des GES seront réalisés avec les moyens nationaux.

Pour atteindre ces objectifs et réaliser une économie énergétique durable, l'intégration de l'hydrogène produit à partir des énergies renouvelables est un élément clé. Pour l'Algérie, une transition énergétique réussie vers une économie de l'hydrogène nécessitera l'établissement du son potentiel. Le potentiel d'hydrogène a été analysé et évalué pour deux sources renouvelables différentes, après avoir évalué le gisement solaire et éolien, et l'estimation de la production d'énergie électrique.

Nous avons trouvé que l'irradiation solaire disponible varie dans un intervalle relativement petit, de l'irradiation la plus élevée à Tamenrasset de 2413 kWh/m<sup>2</sup>/an à l'irradiation la plus faible d'Al-Taref de 1692 kWh/m<sup>2</sup> par an. La vitesse du vent varie différemment dans un intervalle assez important, la vitesse du vent la plus élevée a été obtenue en Adrar (6.38 m/s) à la plus faible valeur obtenue à Tizi-Ouzou (1.6 m/s). Le

potentiel de production d'hydrogène estimé est de l'ordre de 0.24 Mtonnes/km<sup>2</sup> d'hydrogène solaire et de 0.21 Mtonnes/km<sup>2</sup> d'hydrogène éolien annuellement. Nous avons conclu que le Sahara algérien est optimal pour des projets de production d'hydrogène solaire et/ou éolien à grande échelle.

L'utilisation de l'hydrogène comme carburant alternatif pour le secteur des transports est l'une des politiques sectorielles pour la décarbonisation de l'économie nationale. En premier lieu, nous avons analysé la consommation énergétique dans le secteur du transport routier pour un horizon du temps allant de 2015 à 2045, en utilisant deux scénarios. Le scénario tendanciel repose sur la poursuite des grandes tendances observées sur le territoire depuis la fin des années 2000. Pour le scénario volontariste, l'intégration de l'hydrogène comme carburant alternatif avec un taux de pénétration graduel sur l'ensemble de l'horizon étudié.

Les résultats montrent que l'intégration de la mobilité hydrogène à 100% pour l'année 2045, nécessitera une demande de l'ordre de 9.6 Mt d'H<sub>2</sub> annuellement pour alimenter un parc de véhicule hydrogène de 20 millions de véhicules, ce qui permet de diminuer 50 Mtep la consommation énergétique des produits fossiles d'une part, et de faire des économies environnementales de 158.85 Mt en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>, d'autre part. Le coût d'hydrogène solaire produit est de l'ordre de 5\$/kg.

Pour déployer à grande échelle de l'hydrogène comme carburant, plusieurs décisions doivent être prises comme la nécessité d'ouvrir des sites de production, de choisir les technologies qu'il faut adopter dans les sites de production, de définir les capacités et la localisation des sites de production. En deuxième lieu, la méthode AHP intégrée avec SIG ont été utilisés pour évaluer l'aptitude des terres pour l'implantation d'une usine de la production d'hydrogène dans la région de Ouargla en Algérie. La synthèse des différentes cartes thématiques a fait ressortir des zones de mauvaise, moyenne, bonne et d'excellente potentialité. Les zones favorables à l'implantation (classes de bonne et excellente) représentent environ 6% de la zone d'étude pour un taux de pénétration de véhicule à hydrogène égal à 7%, mais représentent plus de 45% de la superficie de la région de Ouargla pour une pénétration de 100% des véhicule à hydrogène. Les zones favorables sont localisées majoritairement dans la commune de Ouargla et Touggourt.

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

Le potentiel d'hydrogène estimé à partir des gisements bruts représentent les ressources primaires d'énergies renouvelables du territoire, et ne comporte pas toutes les contraintes techniques ou économiques. Notre première préoccupation dans le futur concerne l'incorporation des contraintes réglementaires, techniques et patrimoniales pour évaluer les gisements nets qui représente le potentiel technique. Nous prévoyons également de passer d'un potentiel technique à un potentiel plausible pour toutes les installations d'énergies renouvelables, d'où l'exercice consiste à fixer des objectifs pour chaque filière qui tiennent compte des dynamiques déjà engagées, des réglementations actuelles et futures, du nombre d'entreprises et d'artisans en mesure de réaliser les travaux, de l'attractivité des installations auprès des maîtres d'ouvrage et des propriétaires, etc.

Nous envisageons aussi d'étudier toute la chaîne logistique de l'hydrogène, entièrement fondée sur l'utilisation des ressources renouvelables comme matière première de production. Il s'agira d'un réseau vert de stations d'hydrogène et de plusieurs usines de production centralisées en tenant compte plusieurs critères à l'échelle nationale, en combinant deux approches différentes: une analyse détaillée des données spatiales utilisant un système d'information géographique (SIG) avec un modèle d'optimisation mathématique.

L'implémentation d'autres méthodes d'AMC. Nous avons vu qu'en fonction de la problématique (tri, classement, choix, description), les analystes ont recours à plusieurs types de méthodes. Si l'AHP est particulièrement adaptée à notre cas d'étude, elle est en revanche difficilement adaptable à une autre problématique. Il conviendra par la suite de développer d'autres méthodes pour augmenter le champ d'intervention du module.

# Bibliographie

## Références bibliographiques

- Abbasi, T. & Abbasi, S.A., 2011. “Renewable” hydrogen: Prospects and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), pp.3034–3040.
- Acar, C. & Dincer, I., 2014. Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(1), pp.1–12.
- ADC, 2009. Accord de Copenhague. , p.6.
- ADEM, 2005. FACTEURS D’ÉMISSION DE DIOXYDE DE CARBONE POUR LES COMBUSTIBLES. *ADEM*, pp.1–4.
- ADEM, 2015. Guide d’information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations service de distribution d’hydrogène. , p.52.
- ADEM, 2011. *L’hydrogène énergie et les piles à combustible : Feuille de route stratégique*, Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie.
- ADP, 2015. Adoption de l’Accord de Paris. , 18808, pp.1–40.
- Afhypac, 2016. Memento de l’Hydrogène - Transport hydrogène. , pp.1–8.
- AFHypac, 2017. Hydrogène : Agissons aujourd’hui pour la mobilité de demain. , pp.1–5.
- AFHyPAC, 2013. Les données de base physico-chimiques sur l’hydrogène. , pp.1–4.
- AFHyPAC, 2015. Production d’hydrogène par électrolyse de l’eau. , pp.1–12.
- AFHyPAC, 2016. Production et consommation d’hydrogène aujourd’hui. , pp.1–4.
- AGIR, 2016. *Programme d’Appui à la mise en oeuvre de l’Accord d’Association Algérie-UE : Gouvernance et gestion intégrée des ressources en eau en Algérie*, Algérie.
- AI, 2018. Salon international des transports, de la logistique et de la mobilité. *Algeria Infrastructure*, p.1. Available at: <http://www.infrastructure-dz.com/pages/fr/themes.php> [Accessed February 4, 2018].
- Aiche-Hamane, L. et al., 2009. Feasibility study of hydrogen production from wind power in the region of Ghardaia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(11), pp.4947–4952.
- AIEA, 2008. *Indicateurs énergétiques du développement durable : lignes directrices et méthodologies*, Vienne: Sales and Promotion Unit, Publishing Section.
- AirLiquide, 2017. Transition vers les énergies propres. *Air Liquide Worldwide*. Available at: <https://energies.airliquide.com/fr> [Accessed December 8, 2017].
- Almansoori, A. & Shah, N., 2006. Design and operation of a future hydrogen supply chain: Snapshot model. *Chemical Engineering Research and Design*, 84(6 A), pp.423–438.

- Alphea Hydrogène, 2005. Actualités du réseau alphea hydrogène : Communiqué N°22. , 33(0), pp.1–7.
- El Amraoui, S.M. et al., 2017. Intégration du SIG et de l'analyse hiérarchique multicritère pour l'aide dans la planification urbaine : étude de cas de la province de Khemisset, Maroc. *Papeles de Geografía*, 63, pp.71–90.
- Amrouche, F. et al., 2011. Toward hydrogen enriched natural gas HCNG fuel on the Algerian road. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(6), pp.4094–4102.
- AND, 2002. Stratégie nationale de la gestion des déchets. *Agence Nationale de Déchets*, p.1. Available at: <https://and.dz/presentation/strategie-nationale-de-la-gestion-des-dechets/> [Accessed March 15, 2017].
- ANDI, 2013. Invest in Algeria: Ouargla Province. , pp.1–19.
- ANME, 2014. Stratégie Nationale de Maîtrise de l'Énergie. Objectifs, moyens et enjeux. , pp.1–37.
- APRUE, 2009a. *La lettre N°14: Bulletin trimestriel de l'APRUE*, Algérie.
- APRUE, 2009b. *La lettre N°15 : Bulletin trimestriel de l'APRUE*, Algérie.
- APRUE, 2010. *La lettre N°17 : Bulletin trimestriel de l'APRUE*, Algérie.
- APRUE, 2008. *La lettre N°8 : Bulletin trimestriel de l'APRUE*, Algérie.
- APRUE, 2015. Programme de développement de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030. , 959, pp.3267–3271.
- AYDI, A., ZAÏRI, M. & BEN DHIA, H., 2012. Apport du SIG et des méthodes d'analyse multicritère pour le choix de site de stockage de margine. *Géomatique Expert*, 86(November 2017), pp.39–42.
- Aydin, N.Y., Kentel, E. & Sebnem Duzgun, H., 2013. GIS-based site selection methodology for hybrid renewable energy systems: A case study from western Turkey. *Energy Conversion and Management*, 70, pp.90–106.
- Balat, M., 2008. Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(15), pp.4013–4029.
- Ball, M., Wietschel, M. & Rentz, O., 2007. Integration of a hydrogen economy into the German energy system: an optimising modelling approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(10–11), pp.1355–1368.
- Balzarini, R., 2013. *Approche cognitive pour l'intégration des outils de la géomatique en sciences de l'environnement : modélisation et évaluation*, . Thèse doctorat.École Doctorale Ingénierie de la Santé, la Cognition et l'Environnement, Université de Grenoble. p-327.
- Belacel, M. et al., 2012. La technologie d'un nouveau carburant : Mélange gaz naturel/



- hydrogène. *Revue des Energies renouvelables*, pp.41–47.
- Belton, V. & Stewart, T.J., 2002. *Multiple Criteria Decision Analysis* 1st ed., Springer US.
- Benblidia, M. & Thivet, G., 2010. Gestion des ressources en eau : les limites d'une politique de l'offre. *Notes d'analyse du CIHEAM*, N°58(November 2009), pp.1–15.
- Béranger, S. et al., 2006. Utilisation d'outils d'aide à la décision dans la gestion des mégasites. *brgm, Geosciences pour une Terre durable*, p.116.
- BfAD, 2012. *Le gaz de schiste et ses implications pour l'Afrique et la banque africaine de développement*,
- BfAD, 2017. République algérienne démocratique et populaire: Document de stratégie pays interimaire 2016-2018. , pp.1–43.
- Boudia, S.M., 2013. *Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie*, . Thèse doctorat : Physique Energies Renouvelables. Département de Physique, Université de Tlemcen Abou-Bakr Blekaïd. p-155.
- Boudia, S.M., Benmansour, A. & Tabet Hellal, M.A., 2016. Wind resource assessment in Algeria. *Sustainable Cities and Society*, 22, pp.171–183.
- Boudries, R., 2013. Analysis of solar hydrogen production in Algeria: Case of an electrolyzer-concentrating photovoltaic system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(26), pp.11507–11518.
- Boudries, R., 2014. Hydrogen as a fuel in the transport sector in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(27), pp.15215–15223.
- Boudries, R. et al., 2014. PV system design for powering an industrial unit for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(27), pp.15188–15195.
- Boudries, R., 2017. Techno-economic study of hydrogen production using CSP technology. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp.1–12.
- Boudries, R. & Dizene, R., 2008. Potentialities of hydrogen production in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(17), pp.4476–4487.
- Boudries, R. & Dizene, R., 2011. Prospects of solar hydrogen production in the Adrar region. *Renewable Energy*, 36(11), pp.2872–2877.
- Boughedaoui, M. et al., 2009. Caractérisation du parc de véhicule algérien et son usage. *Colloque international Environnement et transports dans des contextes différents*, pp.201–208.
- Boukelia, T.E., 2016. *Simulation et optimisation d'un modèle de capteur cylindro-parabolique*, . Thèse doctorat: Génie Thermique et Énergétique. Département Génie Mécanique, Université des frères Mentouri Constantine. p-189.
- Boulanger, P.-M. et al., 2015. *Etude de prospective: "transition énergétique,"*

- Bouziane, M., 2009. *A2H2 : Association Algérienne de l'Hydrogène.*, Algérie.
- BP, 2016a. *BP Statistical Review of World Energy*,
- BP, 2016b. *Energy Outlook to 2035*,
- Brey, J.J. et al., 2007. Planning the transition to a hydrogen economy in Spain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(10–11), pp.1339–1346.
- Carta, J.A., Ramírez, P. & Velázquez, S., 2009. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), pp.933–955.
- CCNUCC, 1992. *Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques*,
- CDER, 2014. Calcul du rayonnement solaire ( ciel clair ).
- CDER, 2005. *Déclaration d'Alger sur l'hydrogène d'origine renouvelable*, Cité des Sciences, Alger.
- CDER, 2017. La stratégie algérienne en matière d'énergies renouvelables passe à la vitesse supérieure. *Portail Algérien des Energies Renouvelables*, p.1. Available at: <http://portail.cder.dz/spip.php?article6137> [Accessed December 28, 2017].
- CE, 2017. *DOCUMENT DE TRAVAIL CONJOINT DES SERVICES: Rapport sur l'état des relations UE-Algérie dans le cadre de la PEV rénovée*, Bruxelles.
- CEA, 2012. *Les technologies de l'hydrogène au CEA*,
- CEA, 2016. *Mémento sur l'énergie : Energy handbook 2016th ed.*, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives.
- CES-MED, 2012. *Algérie Rapport D'étude : Analyse des sources existantes de financement au service de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans les communes.*,
- CGD, 2013. *Etude sur les consommations énergétiques et le potentiel de production d'énergie renouvelable pour le département de la Dordogne. PHASE 2: Evaluation des potentialités du territoire*, Dordogne.
- CGIAR, 2003. SRTM 90m Digital Elevation Database v4.1. *Consortium for Spatial Information (CGIAR-CSI)*, p.1. Available at: <http://www.cgiar-csi.org/data/srtm-90m-digital-elevation-database-v4-1#methodology> [Accessed March 26, 2018].
- Chader, S., 2005. workshop International sur l'Hydrogène : Vecteur énergétique d'origine renouvelable CDER, ed. *Bulletin des Energies Renouvelables*, pp.1–3.
- Chader, S., Hacene, H. & Agathos, S.N., 2009. Study of hydrogen production by three strains of *Chlorella* isolated from the soil in the Algerian Sahara. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(11), pp.4941–4946.
- Chakhar, S., 2006. *Cartographie décisionnelle multicritère: formalisation et implémentation informatique*, . Thèse doctorat : Informatique. Département Sciences des organisations,

- Université Paris Dauphine. p-301.
- Chellali, F. et al., 2011. A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), pp.993–1002.
- Chennouf, N. et al., 2012. Experimental study of solar hydrogen production performance by water electrolysis in the south of Algeria. *Energy Procedia*, 18, pp.1280–1288.
- CITEPA, 2013. *Rapport national d'inventaire pour la France au titre de la convention cadre des nations unies sur les changements climatiques et du protocole de Kyoto*,
- CNTPP, 2016. *Plan d'action MCPD ALGERIE 2016 - 2030*, Algérie.
- CNUDD, 2011. *19ème session de la Commission du Développement Durable des Nations Unies (CDD-19): Rapport National de l'Algérie*, Algérie.
- COP21, 2015. Paris 2015, Conférence des Nations Unies sur les Changements Climatiques COP21.CMP11. *Conférence des Nations Unies sur les Changements Climatiques*, p.1. Available at: <http://www.cop21.gouv.fr/> [Accessed August 6, 2016].
- COP22, 2016a. *La COP22, La COP de l'Action*, Marrakech.
- COP22, 2016b. Marrakech 2015, Conférence des Nations Unies sur les Changements Climatiques COP22/CMP12/CMA1. *Conférence des Nations Unies sur les Changements Climatiques*. Available at: <http://cop22.ma/fr/content/la-cop22-à-marrakech-la-cop-de-l'action> [Accessed August 6, 2016].
- CPDN, 2015. *Contribution Prévue Déterminée au niveau National CPDN – ALGERIE*, Algérie.
- Craig, M. & Martin, P., 2015. *Transition énergétique : The German Energiewende*, Berlin, Allemagne.
- CREG, 2016. *Programme de développement des énergies renouvelables 2015-2030*,
- Dagdougui, H., 2012. Models, methods and approaches for the planning and design of the future hydrogen supply chain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(6), pp.5318–5327.
- Dagdougui, H., Ouammi, A. & Sacile, R., 2011. A regional decision support system for onsite renewable hydrogen production from solar and wind energy sources. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(22), pp.14324–14334.
- Dawod, G.M. & Mandoer, M.S., 2016. Optimum Sites for Solar Energy Harvesting in Egypt Based on Multi-Criteria GIS. In *The First Future University International Conference on New Energy and Environmental Engineering Cairo, Egypt. April 11-14, 2016*. pp. 450–456.
- Derbal-Mokrane, H. et al., 2011. Feasibility study for hydrogen production using hybrid solar power in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(6), pp.4198–4207.
- Dessus, B., 2014. La transition énergétique : pourquoi , pour qui et comment ? *Les possibles*,

- (03), pp.1–5.
- Destin, 2004. *Organisation and strategies of most Representative transport chains. Annex - Monographs VII to VIII*,
- Djafour, A. et al., 2011. Photovoltaic-assisted alkaline water electrolysis: Basic principles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(6), pp.4117–4124.
- Dokkar, B. et al., 2011. Simulation of species transport and water management in PEM fuel cells. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(6), pp.4220–4227.
- Douak, M. & Settou, N., 2015. Estimation of Hydrogen Production Using Wind Energy in Algeria. *Energy Procedia*, 74, pp.981–990.
- DTPO, 2018. Détails Réseau Routier Wilaya d’Ouargla. *Direction des Travaux Publics de Ouargla*, p.1. Available at: <http://www.dtp-ouargla.dz/index.php/reseau-routier/> [Accessed April 15, 2018].
- Duruiseau, K., 2014. L’Émergence Du Concept De Transition Énergétique: Quels Apports De La Géographie ? , pp.21–34.
- EIA, 2013. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*, Washington, DC.
- El-Moudjahid, 2016. Schéma National d’aménagement du Territoire : enjeu national, Installation officielle des commissions intersectorielles. *El Moudjahid quotidien National d’information*, p.1.
- Elysun, 2010. *Module photovoltaïque Monocristallin 250 Wc : Haut rendement*,
- ENA, 2017. Inauguration de la première station d’hydrogène aux EAU. *Emirats News agency*, p.1. Available at: <http://wam.ae/ar/details/1395302638518> [Accessed December 30, 2017].
- Esteves, N.B. et al., 2015. Wind and solar hydrogen for the potential production of ammonia in the state of Ceará - Brazil. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(32), pp.9917–9923.
- Etievant, C. et al., 2007. Projet Maghreb-Europe : production d’hydrogène solaire Phase I : Etude d’opportunité et de faisabilité du projet. In *2nd International Workshop Hydrogen*. Ghardaia: 2IWH, pp. 27–29.
- FAO, 2016. *La FAO et les 17 Objectifs de développement durable*, Rome, Italie.
- FAR, 1990. *Premier rapport d’évaluation: Préface de l’Aperçu général du GIEC*,
- Fayaz, H. et al., 2012. An overview of hydrogen as a vehicle fuel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8), pp.5511–5528.
- Feng, W. et al., 2004. The future of hydrogen infrastructure for fuel cell vehicles in China and a case of application in Beijing. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(4), pp.355–367.

- FS-UNEP, 2016. Global Trends in Renewable Energy Investment 2016. , p.84.
- Gandía, L.M., Arzamendi, G. & Diéguez, P.M., 2013. Renewable Hydrogen Energy: An Overview. In *Renewable Hydrogen Technologies: Production, Purification, Storage, Applications and Safety*. Elsevier B.V., pp. 1–17.
- Al Garni, H.Z. & Awasthi, A., 2017. Solar PV power plant site selection using a GIS-AHP based approach with application in Saudi Arabia. *Applied Energy*, 206(September), pp.1225–1240.
- Geofabrik, 2017. Maps & Data. , p.1. Available at: <http://www.geofabrik.de/data/> [Accessed March 22, 2018].
- Ghribi, D. et al., 2013. Study of hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(20), pp.8480–8490.
- GIEC, 2015. *Changements climatiques 2014: L'atténuation du changement climatique*, Suisse: Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
- GIZ, 2012. *Guide des dispositifs d'appui à l'entrepreneuriat vert*,
- GIZ, 2015a. *Le portefeuille d'activités de la GIZ en Algérie*, Bonn et Eschborn, Allemagne.
- GIZ, 2015b. Mise en œuvre du Plan National Climat. *Deutsche gesellschaft für internationale zusammenarbeit*. Available at: <https://www.giz.de/en/worldwide/29345.html> [Accessed January 21, 2017].
- GIZM, 2016. *Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique au Maroc : Contexte et accès au marché*, Rabat, Royaume du Maroc.
- Godet, M., 2007. *Manuel de Prospective Stratégique, l' Art et la méthode* 3ème édit., Paris: DUNOD.
- Gouareh, A. et al., 2015. GIS-based analysis of hydrogen production from geothermal electricity using CO<sub>2</sub> as working fluid in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(44), pp.15244–15253.
- GOUAREH, A., 2017. *Maîtrise et optimisation de la gestion énergétique en Algérie Remerciements*, .Thèse Doctorat : Energétique et Environnement. Département Génie Mécanique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès. p-246.
- GRTE, 2017. *Plan de développement du Réseau de Transport du Gaz 2017-2027*, Algérie.
- H2ME, 2017. *The most ambitious hydrogen mobility initiatives in Europe have joined forces to support the introduction of hydrogen-fuelled transport*,
- HabitatIII, 2016. About Habitat III. *United Nations Conference on Housing and Sustainable Urban Development*, p.1. Available at: <https://habitat3.org/the-new-urban-agenda/> [Accessed April 5, 2017].
- Han, J.H., Ryu, J.H. & Lee, I.B., 2012. Modeling the operation of hydrogen supply networks

- considering facility location. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(6), pp.5328–5346.
- Harouadi, F. et al., 2007. Les potentialités d'exploitation d'hydrogène solaire en Algérie dans un cadre Euro-Maghrébin Partie I : Phase d'étude d'opportunité et de faisabilité. *Revue des Energies renouvelables*, 10(02), pp.181–190.
- HC, 2017. *Hydrogen scaling up : A sustainable pathway for the global energy transition*,
- Höhn, J. et al., 2014. A Geographical Information System (GIS) based methodology for determination of potential biomasses and sites for biogas plants in southern Finland. *Applied Energy*, 113(2014), pp.1–10.
- IEA, 2016a. A Key World Energy statistics. *IEA Publications*, p.80.
- IEA, 2016b. CO2 emissions from fuel combustion. *IEA Publications*, pp.1–155.
- IEA, 2010. CO2 emissions from fuel combustion: Highlights. *IEA Publications*, 38(1), pp.1–134.
- IEA, 2011. CO2 emissions from fuel combustion: Highlights. *IEA Publications*, 38(1), pp.1–134.
- IEA, 2012. CO2 emissions from fuel combustion: Highlights. *IEA Statistics*, p.138.
- IEA, 2014. CO2 emissions from fuel combustion: Highlights. *IEA Publications*, 38(1), pp.1–134.
- IEA, 2015. CO2 emissions from fuel combustion: Highlights. *IEA Publications*, S/V(IEA-STATISTICS), pp.1–139.
- IEA, 2017. Global EV Outlook 2017 : Two million and counting. *IEA Publications*, pp.1–71.
- IEA, 2016c. World Energy Outlook. *IEA Publications*, p.28.
- IPCC, 2007. *Bilan 2007 des changements climatiques : Rapport de synthèse*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du clima.
- IPCC, 2013. *Changements climatiques 2013: Les éléments scientifiques*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du clima.
- IRENA, 2012. *Renewable energy technologies : cost analysis series : Solar Photovoltaics*,
- IRENA, 2016a. *Statistiques de capacité renouvelable 2016*,
- IRENA, 2016b. *the Power To Change : Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*,
- Janse, D. & Nieuwlaar, E., 2010. *Combining geothermal energy with CO2 storage - Feasibility study of low temperature geothermal electricity production using carbon dioxide as working and storage fluid*, . Master thesis report. Departement : Sustainable development-Track energy and resources, Universiteit Utrecht. p-103.
- Johnson, N., Yang, C. & Ogden, J., 2008. A GIS-based assessment of coal-based hydrogen

- infrastructure deployment in the state of Ohio. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(20), pp.5287–5303.
- De Jouvenel, F., 2009. *La prospective des territoires urbains sensibles : la construction des scénarios et quelques autres méthodes*, Paris.
- Justus, C.G. & Mikhail, A., 1976. Height variation of wind speed and wind distributions statistics. *Geophysical Research Letters*, 3(5), pp.261–264.
- Kamarudin, S.K. et al., 2009. Synthesis and optimization of future hydrogen energy infrastructure planning in Peninsular Malaysia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(5), pp.2077–2088.
- Kasbadji, N., 2006. *Evaluation du gisement énergétique éolien: contribution à la détermination*, . Thèse doctorat : Physique Énergétique et Matériaux. Département de physique, Université Abou Bekr Belkaid de TLEMCEM. p-114.
- Kim, J. & Moon, I., 2008. The role of hydrogen in the road transportation sector for a sustainable energy system: A case study of Korea. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(24), pp.7326–7337.
- Kim, J.W. et al., 2014. *Key challenges in the development of an infrastructure for hydrogen production, delivery, storage and use*, Woodhead Publishing Limited.
- Kirati, S.K., Hammoudi, M. & Mousli, I.M.A., 2017. Hybrid energy system for hydrogen production in the Adrar region (Algeria): Production rate and purity level. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp.1–16.
- KPMG, 2017. *KPMG\_global-automotive-executive-survey-2017*,
- Kurt, S., 2014. *Transition énergétique : quels investissements pour quelle compétitivité ? Comprendre les stratégies en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni*,
- Larochelambert, T. de, 2016. La transition énergétique du Danemark : un modèle de planification démocratique européen. *Les cahiers de GLOBAL CHANCE*, 38, pp.17–55.
- Levene, J.I. et al., 2007. An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources. *Solar Energy*, 81(6), pp.773–780.
- Li, Z. et al., 2008. Hydrogen infrastructure design and optimization: A case study of China. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(20), pp.5275–5286.
- Lucas, H. et al., 2016. *Renewable Energy and Jobs : Annual Review 2016*,
- Lurwan, S.M. et al., 2017. GIS-Based Optimal Site Selection for Installation of Large-Scale Smart Grid-Connected Photovoltaic (PV) Power Plants in Selangor, Malaysia. *American Journal of Applied Sciences*, 14(1), pp.174–183.
- Mahdy, M. & Bahaj, A.B.S., 2018. Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt. *Renewable Energy*, 118, pp.278–289.
- Mahmah, B. et al., 2009. MedHySol: Future federator project of massive production of solar

- hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(11), pp.4922–4933.
- Mahmah, B., 2007. Projet Maghreb – Europe : Production d ' Hydrogène Solaire Phase I : Etude d ' Opportunité et de Faisabilité du Projet. In *20th World Energy Congress*. Rome: 20WEC, pp. 1–15.
- Malczewski, J., 2006. GIS-based multicriteria decision analysis: A survey of the literature. *International Journal of Geographical Information Science*, 20(7), pp.703–726.
- MATE, 2001a. *Elaboration de la stratégie et du plan d'action national des changements climatiques : Communication nationale initiale*, Algérie.
- MATE, 2015. *Etude diagnostique sur la Biodiversité & les changements climatiques en Algérie*, Algérie.
- MATE, 2002. *Instrument européenne de voisinage et de partenariat Vers un système de partage d'informations sur l'environnement « SEIS »: RAPPORT PAYS ALGERIE*, Algérie.
- MATE, 2001b. *La Communication Nationale Initiale à la Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, Algérie.
- MATET, 2010. *Inventaire national des émissions de gaz à effet de serre de l'année 2000*, Algérie.
- MATET, 2008. *LA MISE EN OEUVRE DU SCHEMA NATIONAL D'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE (SNAT) 2025: Document de Synthèse*, Algérie.
- MATTA, 2015. Schéma National d'Aménagement du Territoire. *Ministère de l'Aménagement du Territoire du Tourisme et de l'Artisanat*, p.1. Available at: <http://www.matta.gov.dz/index.php/fr/2015-07-11-12-52-24/instruments-strategiques/2015-08-03-11-07-19/schema-national-de-l-amenagement-du-territoire-snat-2030> [Accessed March 4, 2017].
- ME, 2017. Bilan énergétique national 2016. *Ministère de l'énergie*, p.40.
- ME, 2014. Bilan énergétique national de l'année 2013. *Ministère de l'énergie*, p.40.
- ME, 2015a. Bilan énergétique national de l'année 2014. *Ministère de l'énergie*, p.40.
- ME, 2016a. Bilan énergétique national de l'année 2015. *Ministère de l'énergie*, p.36.
- ME, 2016b. Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Energie. *Ministère de l'énergie*, pp.1–25.
- ME, 2015b. Perspective de développement de l'énergie nucléaire. *Ministère de l'énergie*, p.1. Available at: <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=energie-nucleaire> [Accessed March 19, 2017].
- Meadows, D.H. et al., 1972. The Limits to Growth. *Journal of the American Water Resources Association*, 8(4), pp.837–837.



- MEM, 2003. Bilan Energétique National de l'année 2002. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.26.
- MEM, 2004a. Bilan énergétique national de l'année 2003. *Ministère de l'Energie et des Mines*, pp.1–16.
- MEM, 2005. Bilan énergétique national de l'année 2004. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.30.
- MEM, 2006. Bilan énergétique national de l'année 2005. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.26.
- MEM, 2007. Bilan énergétique national de l'année 2006. *Ministère de l'Energie et des Mines*, pp.18–19.
- MEM, 2008. Bilan énergétique national de l'année 2007. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.32.
- MEM, 2009. Bilan énergétique national de l'année 2008. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.32.
- MEM, 2010. Bilan Energétique National de l'année 2009. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.26.
- MEM, 2011. Bilan énergétique national de l'année 2010. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.44.
- MEM, 2012. Bilan énergétique national de l'année 2011. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.48.
- MEM, 2013. Bilan énergétique national de l'année 2012. *Ministère de l'Energie et des Mines*, pp.1–40.
- MEM, 2004b. Evolution rétrospective du Bilan Energétique National Algérien. *Ministère de l'Energie et des Mines*, p.10.
- Menia, S. et al., 2017. Hydrogen production by methanol aqueous electrolysis using photovoltaic energy: Algerian potential. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(13), pp.8661–8669.
- Mentis, D., 2013. *Wind Energy Assessment in Africa A GIS-based approach*, . Master of Science thesis. Division of Energy Systems Analysis, KTH School of Industrial Engineering and Management. p-76.
- Merzoug, S. & Belkhir, A., 2009. *La problématique du financement des infrastructures de transport à la lumière de la crise financière mondiale : cas de l'Algérie*, Algérie.
- MGV, 2015. *Note sur la loi de transition énergétique pour la croissance verte*,
- Mohamed, B. et al., 2016. Study of hydrogen production by solar energy as tool of storing and utilization renewable energy for the desert areas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(45), pp.20788–20806.

- Mozas, M. & Ghosn, A., 2013. *État des lieux du secteur de l'eau en Algérie*,
- MREE, 2016. Planification Nationale sur la Diversité Biologique et Mise en Œuvre en Algérie du Plan Stratégique de la Convention sur la Diversité Biologique 2011-2020 et des Objectifs d'Aichi. *Ministère des Ressources en Eau et de l'Environnement*, p.1. Available at: <http://www.mree.gov.dz/environnement/biodiversite/?lang=fr> [Accessed March 18, 2017].
- MREE, 2015. *Politique gouvernementale dans le domaine des ressources en eau*, Algérie.
- Murthy Konda, N.V.S.N., Shah, N. & Brandon, N.P., 2011. Optimal transition towards a large-scale hydrogen infrastructure for the transport sector: The case for the Netherlands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(8), pp.4619–4635.
- Negrou, B. et al., 2011. Valuation and development of the solar hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(6), pp.4110–4116.
- Ni, J. et al., 2005. Estimating hydrogen demand distribution using geographic information systems (GIS). In *National Hydrogen Association (NHA) Annual Hydrogen Conference*. California, pp. 1–21.
- NU, 2016a. L'économie verte en Algérie : Une opportunité pour diversifier et stimuler la production nationale. *Nations Unies*, p.15.
- NU, 2017. *Nouveau Programme pour les villes*, New York.
- NU, 2016b. *Rapport sur les objectifs de développement durable*, New York.
- ODM, 2015. *Total et le gaz de schiste algérien*,
- Ogden, J.M., 1999. Developing an infrastructure for hydrogen vehicles: A Southern California case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 24(8), pp.709–730.
- Omitaomu, O. a, Singh, N. & Bhaduri, B.L., 2015. Mapping suitability areas for concentrated solar power plants using remote sensing data. *Journal of Applied Remote Sensing*, 9(1).
- ONS, 2017. *Démographie Algérienne 2015*, Algérie.
- ONS, 2015a. Le PIB et le PNB per Capita 2015. *Office National des Statistiques*, p.1. Available at: <http://www.ons.dz/Le-PIB-et-le-PNB-per-Capita,1889.html> [Accessed February 7, 2017].
- ONS, 2008. *Recensement général de la population et de l'habitat*, Algérie.
- ONS, 2014. *Répartition du parc national automobile selon la wilaya & l'année de mise en circulation 2000-2013*, Algérie.
- ONS, 2015b. Répartition du parc national automobile selon le genre et la wilaya au 31/12/2014. *Office National des Statistiques*, p.2. Available at: <http://www.ons.dz/Repartition-du-parc-national,1711.html> [Accessed February 3, 2018].
- ONS, 2015c. *Statistiques sur l'environnement*, Algérie: Office National des Statistiques.

- OPEC, 2016a. *OPEC Annual Statical bulletin*, Vienna, Austria.
- OPEC, 2016b. *World Oil Outlook*, Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- OSM, 2018. Carte de transport. *OpenStreetMap*, p.1. Available at: <https://www.openstreetmap.org/search?query=ouargla#map=20/22.78439/5.51821&layers=H> [Accessed March 22, 2018].
- Ouali, S. et al., 2011. The exploitation of hydrogen sulfide for hydrogen production in geothermal areas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(6), pp.4103–4109.
- Ouaman, K., 2016. *Gestion intégrée des déchets en Algérie*, Algérie.
- PAB, 2007. Décision 1/CP.13: Plan d'action de Bali. , p.4.
- Pagola, I. et al., 2010. New methodology of solar radiation evaluation using free access databases in specific locations. *Renewable Energy*, 35(12), pp.2792–2798.
- PNAE-DD, 2002. Plan National d'Actions pour l'Environnement et le Développement Durable (PNAE-DD). , p.128.
- PNEREE, 2011. Programme natinal des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. , p.36.
- PNEREE, 2016. Renewable energies and energy efficiency development program in Algeria. , (January), pp.1–19.
- Posso, F. et al., 2016. Preliminary estimation of electrolytic hydrogen production potential from renewable energies in Ecuador. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(4), pp.2326–2344.
- Posso, F. & Zambrano, J., 2014. Estimation of electrolytic hydrogen production potential in Venezuela from renewable energies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(23), pp.11846–11853.
- PPM, 2016. Le Premier ministre présente le nouveau modèle économique. *PORTAIL DU PREMIER MINISTÈRE*, p.1. Available at: <http://www.premier-ministre.gov.dz/fr/premier-ministre/activites/le-premier-ministre-presente-le-nouveau-modele-economique.html> [Accessed June 5, 2016].
- PRB, 2016. *2016 World Population Data Sheet*, Washington, DC.
- Prince-Richard, S., Whale, M. & Djilali, N., 2005. A techno-economic analysis of decentralized electrolytic hydrogen production for fuel cell vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 30(11), pp.1159–1179.
- Qadrdan, M., Saboohi, Y. & Shayegan, J., 2008. A model for investigation of optimal hydrogen pathway, and evaluation of environmental impacts of hydrogen supply system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(24), pp.7314–7325.
- Rahmani, A. et al., 2017. Hydrogen recovery from the photovoltaic electroflocculation-flotation process for harvesting *Chlorella pyrenoidosa* microalgae. *International Journal*

- of Hydrogen Energy*, 42(31), pp.19591–19596.
- Rahmouni, S. et al., 2014. A technical, economic and environmental analysis of combining geothermal energy with carbon sequestration for hydrogen production. *Energy Procedia*, 50, pp.263–269.
- Rahmouni, S. et al., 2016. GIS-based method for future prospect of hydrogen demand in the Algerian road transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(4), pp.2128–2143.
- Rahmouni, S., 2013. *Optimisation technico-économique de la production d'hydrogène à partir de différentes sources renouvelables dans le sud Algérien*, .Mémoire de Magister : Procédés et Environnement. Département Génie des procédés, Kasdi Merbah Ouargla. p-139.
- Rahmouni, S. et al., 2015. Prospects and analysis of hydrogen production from renewable electricity sources in Algeria. In I. Dincer et al., eds. *Progress in Clean Energy, Volume 2: Novel Systems and Applications*. Switzerland: Springer International Publishing, pp. 583–602.
- Rahmouni, S. et al., 2017. Prospects of hydrogen production potential from renewable resources in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(2), pp.1383–1395.
- Recioui, B., 2016. *Etude prospective de la récupération d' énergie en Algérie Remerciements*, . Thèse doctorat : Energétique et environnement. Département : Génie mécanique, Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès. p-309.
- REN21, 2016. *Rapport sur le statut mondial des énergies renouvelables 2016*, France.
- RGSR, 2016. *Renewables 2016: Global Status Report*,
- Roy, B. & Bouyssou, D., 1993. *Aide multicritère à la décision: méthodes et cas*, Economica.
- Saadi, A., Becherif, M. & Ramadan, H.S., 2016. Hydrogen production horizon using solar energy in Biskra, Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(47), pp.21899–21912.
- Saadi N, Miketa A, H.M., 2015. *Politique de coopération régionale pour le développement des énergies renouvelables en Afrique du Nord*,
- Saaty, T.L., 1977. A scaling method for priorities in hierarchical structures. *Journal of Mathematical Psychology*, 15(3), pp.234–281.
- Saaty, T.L., 1980. *The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation*.,
- SAR, 1995. *Seconde évaluation du GIEC : Changement de climat*,
- Saur, G. & Ramsden, T., 2011. *Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimisation*,
- Schneider, M., Froggatt, A. & Freeman, S, D., 2017. *The World Nuclear Industry : Status report 2017*, Paris.

- Sellami, M.H. & Loudiyi, K., 2017. Electrolytes behavior during hydrogen production by solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70(July), pp.1331–1335.
- Seo, Y. & Kim, S.M., 2013. Estimation of greenhouse gas emissions from road traffic: A case study in Korea. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, pp.77–87.
- Sigal, A. et al., 2015. Study of the natural resource and economic feasibility of the production and delivery of wind hydrogen in the province of Córdoba, Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(13), pp.4413–4425.
- Sigal, A., Leiva, E.P.M. & Rodríguez, C.R., 2014. Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16), pp.8204–8214.
- Sigurvinsson, J. et al., 2007. Can high temperature steam electrolysis function with geothermal heat? *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(9), pp.1174–1182.
- Siyal, S.H. et al., 2015. A preliminary assessment of wind generated hydrogen production potential to reduce the gasoline fuel used in road transport sector of Sweden. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(20), pp.6501–6511.
- Smit, R., Weeda, M. & de Groot, A., 2007. Hydrogen infrastructure development in The Netherlands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(10–11), pp.1387–1395.
- SNAT, 2010. *Schéma National d'Aménagement du Territoire*, Algérie.
- Solar-Med-Atlas, 2014. A Propos de l'Atlas Solaire pour la Méditerranée. *Solar-Med-Atlas*, p.1. Available at: <http://www.solar-med-atlas.org/solarmed-atlas/about.htm> [Accessed November 18, 2017].
- Sonatrach, 2015. *Le code reseau de transport par canalisation*, Algérie.
- Sonelgaz, 2013. *Newsletter presse N°23 Synthèse des bilans d'activités des sociétés du Groupe Sonalgaz: Exerrcice 2012*, Algérie.
- Sonelgaz, 2016. *Newsletter presse N°35 Synthèse des bilans d'activités des sociétés du Groupe Sonalgaz: Exerrcice 2015*, Algérie.
- SPANB, 2016. *Stratégie et plan d'actions nationaux pour la biodiversité (SPANB) 2016-2030*, Algérie.
- Stambouli, A.B. et al., 2012. A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), pp.4445–4460.
- Stiller, C. et al., 2010. Pathways to a hydrogen fuel infrastructure in Norway. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(7), pp.2597–2601.
- Strachan, N. et al., 2009. Soft-linking energy systems and GIS models to investigate spatial hydrogen infrastructure development in a low-carbon UK energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(2), pp.642–657.

- TAR, 2001. Changements climatiques 2001, Rapport de synthèse: Résumé à l'intention des décideurs. , pp.24–29.
- Tasaltin, M., 2008. *Economic and Environmental supply of Hydrogen Fuels in Comaraison with Conventional Fuels*, .Master thesis : International Production Management. European Centre for Transportation and Logistics, Technische Universität Hamburg. p-116.
- Teddif, 2013. *La prospective appliquée aux projets territoriaux de développement durable*, France.
- TÜV SÜD, 2018. Hydrogen Refuelling Stations Worldwide. *TÜV SÜD industrie service*, p.1.
- Uyan, M., 2013. GIS-based solar farms site selection using analytic hierarchy process (AHP) in Karapinar region Konya/Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, pp.11–17.
- Vensys, 2010. *More Energy for Our Future*, Deutschland.
- Vernay, C., Pitaval, S. & Blanc, P., 2014. Review of satellite-based surface solar irradiation databases for the engineering, the financing and the operating of photovoltaic systems. *Energy Procedia*, 57, pp.1383–1391.
- Wietschel, M. & Ball, M., 2009. The future of hydrogen – opportunities and challenges. In *The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges*. International Association for Hydrogen Energy, pp. 613–639.
- WO, 2015. *Annuaire Statistiques OGX 2004-2015*, Ouargla.
- WWF, 2016. 15 signaux prouvant que la transition énergétique est en marche. , pp.1–36.
- Yaiche, M.R. et al., 2014. Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration. *Energy Conversion and Management*, 82, pp.114–123.
- Yaiche, M.R. & Bouhanik, A., 2002. Atlas solaire Algérien. , pp.1–84.
- Yumkella, K., 2015. *Progress Toward Sustainable Energy 2015*.

# Annexes

## **1. Généralités sur le Système d'Information Géographique (SIG)**

Historiquement, le terme GIS (Geographic Information System) ou SIG (Système d'Information Géographique, en français) a été utilisé pour la première fois par Roger Tomlinson en 1963, alors que le premier SIG a été développé au début des années 1960 par Howard T. Fisher de l'Université Harvard. Depuis leurs apparitions au début des années soixante, différents systèmes SIG, de plus en plus sophistiqués, ont vu le jour. Les SIG sont utilisés de façon croissante dans des domaines très variés : urbanisme (établissement de schémas directeurs, aménagement et gestion des plans d'occupation du sol (POS)), études économiques et socio-économiques (population, emploi, logement, "géo-marketing"), planification et aménagement du territoire, gestion des ressources naturelles, protection de l'environnement (gestion des déchets et de la pollution ainsi que des espaces "naturels"), sciences de la terre (géologie, géodésie, pédologie, etc.), applications militaires, gestion de réseaux de transports, de télécommunications et de distribution (eau, gaz, électricité, etc.), agriculture (maîtrise des pollutions agricoles, prévention des incendies et des inondations), environnement, gestion des risques naturels ou technologiques et de la sécurité civile (la lutte contre les risques majeurs et la gestion des moyens d'intervention en cas de crise font de plus en plus appel à la technologie SIG), l'hydrographie et l'océanographie, etc (Chakhar, 2006). La plus nouvelle utilisation a été l'application des SIG comme système d'aide à la décision dans les méthodes d'Analyse de Décision Multi-Critères (ADMC), par le couplage des logiciels SIG et des méthodes d'optimisation ADMC.

### **1.1. Définition d'un système d'information géographique**

Un système d'information géographique est un outil puissant utilisé pour la cartographie digitalisée et l'analyse spatiale. Le SIG fournit la fonctionnalité à la capture, l'analyse, l'affichage et la production de l'information géographique. Les systèmes d'information géographique sont des systèmes d'information qui vont nous permettre d'acquérir, de traiter, d'organiser et de présenter des données géo-référencées. Même s'il est habituel d'entendre qu'un SIG sert principalement à produire des cartes et des plans papier, ceci pourrait être quelque peu réducteur car un SIG peut également permettre de gérer son patrimoine de données spatiales, le SIG étant ainsi un outil de gestion de données à part entière et un système qui englobe à la fois :

- Les logiciels pouvant être utilisés (ArcGIS, QGis, MapInfo, Gvsig etc.);



- Les données que vont utiliser ces mêmes logiciels (données urbaines, données de réseaux, données routières etc.);
- Le matériel informatique (capacité, système d'exploitation etc.);
- Les compétences thématiques (c'est l'utilisateur et son "bagage" thématique qui détermine la manière d'utiliser le logiciel).

La figure suivante représente les composants d'un SIG :



**Figure 1. 1:** Les composants du SIG (Lavenu G, 2013).

Un projet SIG est considéré comme un ensemble d'activités déclenché pour prendre une décision liée à une problématique. Cet ensemble d'activités se déroule en différentes phases (Faures K, 2007), (Conchita G, 2011):

- Identification des objectifs par rapport à une problématique;
- Evaluation des besoins en couches thématiques, conception de la base de données;
- Collecte et acquisition des données;
- Intégration et structuration des données dans la base;
- Traitement des données (Gestion, requêtes attributaires ou spatiales);
- Restitution des résultats (Cartes, requêtes, tableaux, diagrammes);
- Interprétation et décision.

### 1.3. Applications du SIG dans le domaine de la planification énergétique

Le SIG est très utile dans le domaine de planification et de gestion des ressources énergétiques dans un cadre de préservation des ressources et de renforcement des capacités de production. La planification énergétique territoriale est un élément de réponse permettant de participer à l'atteinte des objectifs que se sont fixés tous les acteurs impliqués dans la gestion et l'aménagement énergétique du territoire. Le SIG est désormais possible d'appréhender de manière systémique l'approvisionnement et la consommation d'énergies d'un territoire, grâce à une structuration spatiale des données et une mise en forme des résultats sur un outil cartographique (Darmayan L et al, 2011). Il est notamment utilisé pour l'aménagement des ressources énergétiques afin de localiser, évaluer et identifier les zones à fortes potentialités (Schiel K et al, 2016). Il est ainsi conçu comme un système d'aide à la décision pour le choix des sites favorables d'implantations des nouveaux projets énergétiques (Noorollahi Y et al, 2016), en association avec un système d'aide à la décision sur le long terme.

### 1.4. Mode de présentation des données dans un SIG

Les informations dans un SIG sont généralement liées à des coordonnées spatiales longitude et latitude (x,y), et par fois l'altitude (z) qui vont indiquer l'emplacement de ces données dans l'espace. Les objets géographique (données géo-localisées) sont organisés sous formes des couches (figure 5.2) contenant un ensemble homogène des données et référencé à un thème tels que : la couche de réseau électrique, de sites de productions, de réseau routier, des stations météorologiques, ... etc.

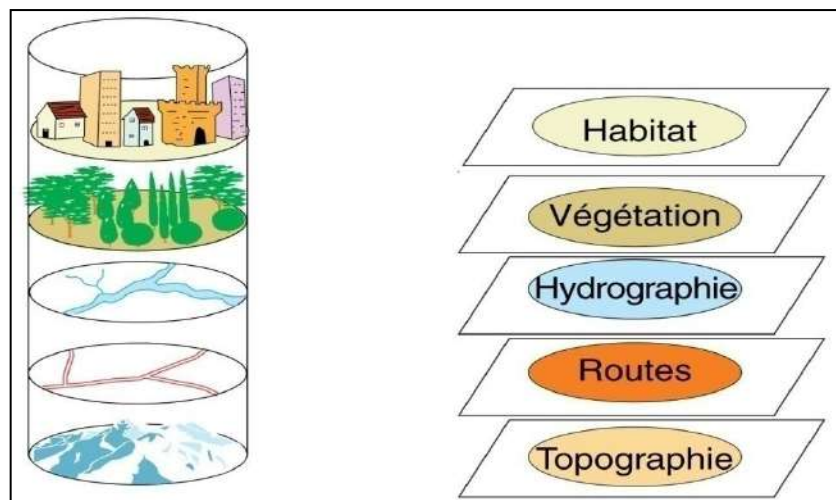
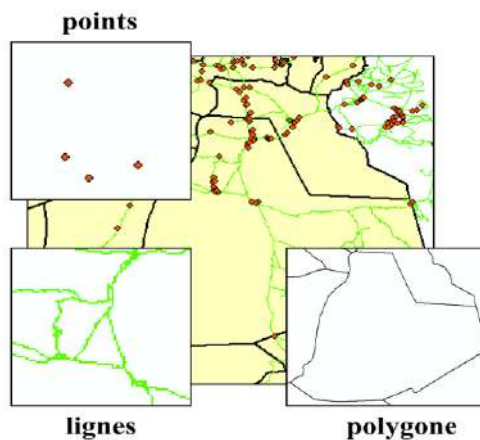


Figure 1.2: Schéma général d'un SIG (Abourida A, 2007).

Il y a trois types de données qui peuvent être distingué dans un SIG :

**a. Les données vectorielles**

Les données de type vecteur sont un format par lequel des points, des lignes, et des polygones (figure 5.3) soient employés pour représenter de vrais dispositifs sur la surface terrestre tels que des sites de production, des rues, des limites administratifs, ... etc. Chaque objet spatial est doté d'un identifiant qui permet de relier à un tableau attributaire. Les données vectorielles sont la plupart du temps résultat de la numérisation manuelle ou semi-automatique (Abourida A, 2007).



**Figure 1. 3:** Représentation de l'information en mode vectoriel.

**b. Les données raster**

Les données de type raster sont des images continues d'une partie de la surface terrestre et ont comme élément essentiel le pixel. Ce sont des données où l'espace est décomposé en régulière organisé en lignes et en colonne (figure 5.4). A chaque composant des cellules ou des pixels de grille, sont associées une ou plusieurs valeurs décrivant les caractéristiques de l'espace. Ce type des données raster proviennent soit d'une image aérienne ou satellitaire, soit le résultat d'un traitement des données dans un SIG.

Si les deux types des données (vecteur et raster) sont géo-référencées dans la même position, elles peuvent être employées dans la même vue.

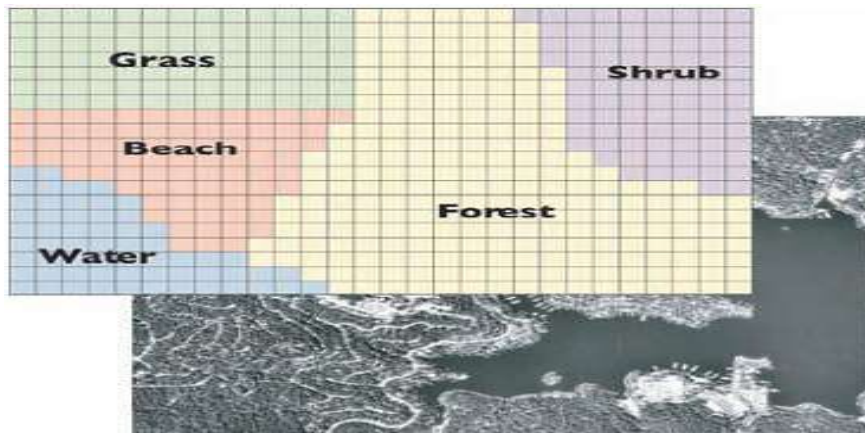


Figure 1. 4: Représentation des données en mode raster (ESRI, 2008).

### c. Les données alphanumériques

Les données alphanumériques sont des données textuelles, quantitatives ou descriptives, d'un objet géométrique. Ils sont présentés sous forme des tableaux attributaires contenant des données alphanumériques avec des liens directs à des objets géométriques. Chaque tableau attributaire se compose en deux champs : un champ classique permettant de stocker des informations décrivant les objets (exemple : nom de station, numéro de la willaya, paramètre mesuré et leur valeur, etc.) et un champ spécifique décrivant le type de l'information (point, ligne, polygone).

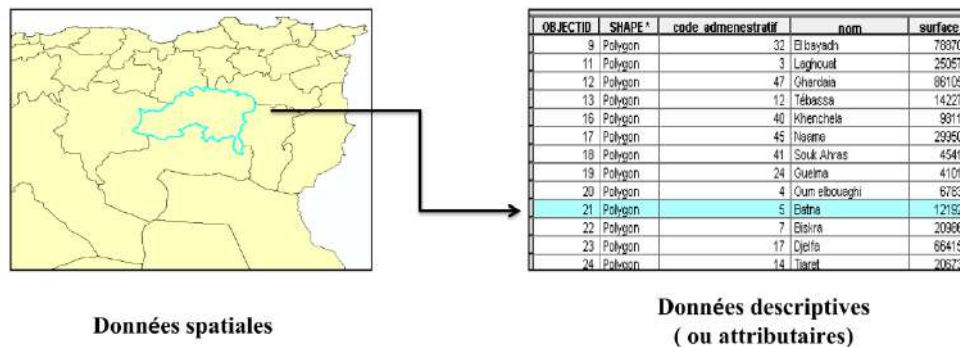


Figure 1. 5 : Exemple des données alphanumériques.

### 1.5. Logiciels utilisés: ArcGIS 9.3

L'ArcGIS englobe la gamme complète des tâches SIG de conception, gestion et édition de données, à la production et visualisation des cartographies et l'analyse spatiales des données géographiques (Gouareh, 2017). L'ArcGIS est constitué de trois applications qui sont :

- **ArcMap** : ArcMap est l'application principale dans l'ArcGIS utilisé pour créer des cartes, éditer des données, et permet la visualisation des résultats de l'analyse, tel que des cartographies numérisé.
- **ArcCatalog** : est employé pour établir des bases de données de GIS et les organiser selon le type vecteur (points, lignes, polygones) ou raster. Il est également employé pour rechercher, et contrôler les données géographiques.
- **ArcToolbox** : est la troisième application de l'ArcGIS. Bien que ce ne soit pas accessible dans le menu principal, il est facilement accédé et employé dans ArcMap et ArcCatalog. Les outils dans ArcToolbox sont utilisés pour le traitement, l'analyse, conversion des données géographiques pour développer des nouvelles bases de données.

La figure ci-dessous représente les interfaces des trois applications de l'ArcGIS.

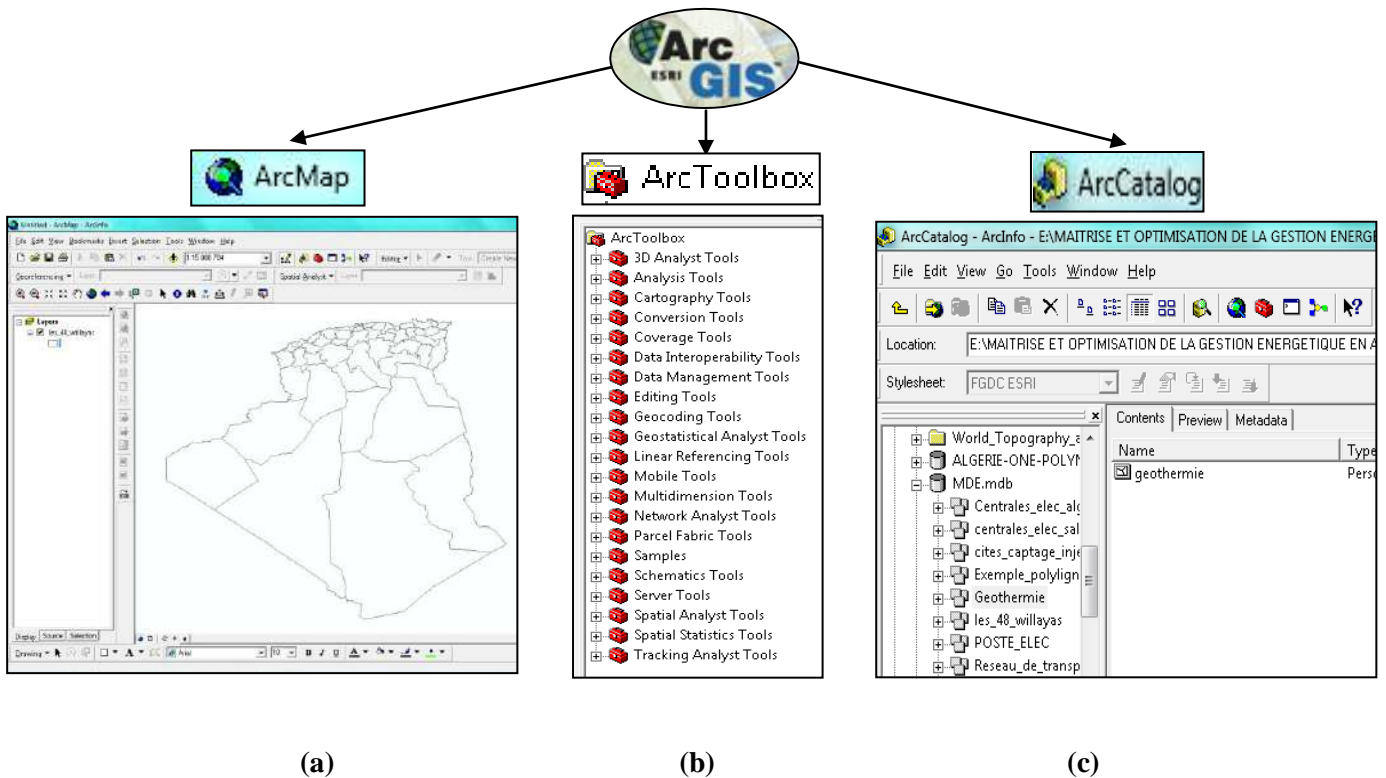


Figure 1. 6 : Présentation des applications de l'ArcGIS 9.3. a) ArcMap, b) ArcCatalog, c) ArcToolbox.

Les tableaux suivant présentent de façon synthétique les résultats obtenus pour les données climatiques utilisés pour estimer le potentiel de la production d'hydrogène à partir l'énergie solaire et éolienne.

**Tableau 2.1** : Données de l'irradiation solaire.

Code administratif	Wilaya	Latitude DD	Longitude DD	GHI kwh/m <sup>2</sup> .an	DNI kwh/m <sup>2</sup> .an
1	Adrar	27,867	-0,283	2153	2299
2	Chlef	36,166	1,334	1844	2015
3	Laghouat	33,774	2,888	2004	2223
4	Oum elbouaghi	35,877	7,114	1851	2048
5	Batna	35,550	6,167	1942	2225
6	Béjaia	36,750	5,067	1713	1850
7	Biskra	34,850	5,733	1902	2077
8	Bechar	31,617	-2,217	2102	2381
9	Blida	36,479	2,808	1694	1795
10	Bouira	36,284	3,988	1831	2015
11	Tamanrasset	22,785	5,523	2413	2765
12	Tébassa	35,414	8,101	1852	2054
13	Tlemcen	34,883	-1,317	1936	2190
14	Tiaret	35,367	1,317	1956	2225
15	Tizi Ouzou	36,618	4,315	1773	1943
16	Alger	36,753	3,042	1792	1954
17	Djelfa	34,667	3,250	2005	2305
18	Jijel	36,718	5,983	1694	1845
19	Sétif	36,183	5,400	1909	2182
20	Saida	34,833	0,150	1933	2156
21	Skikda	36,672	6,835	1704	1809
22	Sidi Bel Abbas	35,200	-0,633	1913	2110
23	Anaba	36,900	7,767	1717	1826
24	Guelma	36,450	7,433	1716	1837
25	Constantine	36,350	6,600	1776	1922
26	Médéa	36,267	2,750	1903	2160
27	Mostaganem	35,933	0,083	1903	2160
28	M'sila	35,702	4,547	1888	2096
29	Mascara	35,390	0,149	1892	2088
30	Ouargla	31,950	5,317	2024	2190
31	Oran	35,697	-0,633	1861	2036
32	El bayadh	33,680	1,020	2092	2451
33	Illizi	26,509	8,473	2238	2453
34	Bordj bou Arreridj	36,080	4,784	1937	2208
35	Boumerdès	36,760	3,472	1777	1958
36	Taref	36,767	8,317	1692	1801
37	Tindouf	27,676	-8,128	2193	2387
38	Tissemsilt	35,608	1,811	1948	2216
39	El oued	33,371	6,848	1956	2083
40	Khenchela	35,417	7,133	1982	2304
41	Souk Ahras	36,286	7,951	1794	1959

42	Tipaza	36,618	2,391	1781	1912
43	M'illa	36,450	6,264	1763	1896
44	Ain Defla	36,265	1,970	1852	2067
45	Naama	33,435	-0,906	2062	2346
46	Ain Temouchent	35,299	-0,982	1884	2061
47	Ghardaia	32,472	3,693	2053	2284
48	Rélizane	35,733	0,550	1861	2044

Tableau 2.2 : Données du la vitesse du vent à une hauteur de 10 m.

Code administratif	Wilaya	k1	c1(m/s)	Vm1(m/s)
1	Adrar	2,5	7,2	6,388
2	Chlef	1,82	3,58	3,182
3	Laghouat	1,82	6,88	6,115
4	Oum elbouaghi	1,7	3,65	3,257
5	Batna	2,17	4,24	3,755
6	Béjaia	2,99	3,54	3,161
7	Biskra	1,61	4,85	4,346
8	Bechar	1,67	4,25	3,797
9	Blida	1,79	3,77	3,354
10	Bouira	1,52	3,12	2,812
11	Tamanrasset	1,83	5,71	5,074
12	Tébassa	1,71	3,65	3,255
13	Tlemcen	1,83	2,69	2,39
14	Tiaret	1,46	4,41	3,995
15	Tizi Ouzou	1,07	1,67	1,627
16	Alger	1,73	4,54	4,046
17	Djelfa	1,81	5,24	4,659
18	Jijel	1,95	4,06	3,6
19	Sétif	2,8	4,29	3,82
20	Saida	1,6	3,44	3,084
21	Skikda	1,76	4,1	3,65
22	Sidi Bel Abbas	1,41	2,89	2,631
23	Anaba	2,96	4,18	3,73
24	Guelma	1,88	3,83	3,4
25	Constantine	1,55	2,7	2,428
26	Médéa	1,73	3,39	3,021
27	Mostaganem	1,5	2,33	2,103
28	M'sila	1,28	4,35	4,03
29	Mascara	1,6	2,68	2,403
30	Ouargla	1,87	4,24	3,764
31	Oran	2,3	4,88	4,323
32	El bayadh	1,3	3,22	2,974
33	Illizi	2,33	4,56	4,04

*Annexe 2: Présentation des données climatiques*

<b>34</b>	Bordj bou Arreridj	1,81	2,41	2,143
<b>35</b>	Boumerdès	1,54	2,94	2,646
<b>36</b>	Taref	1,68	4,21	3,759
<b>37</b>	Tindouf	2,15	6,41	5,677
<b>38</b>	Tissemsilt	1,52	3,73	3,362
<b>39</b>	El oued	1,32	3,24	2,983
<b>40</b>	Khenchela	1,78	3,8	3,381
<b>41</b>	Souk Ahras	1,32	3,82	3,517
<b>42</b>	Tipaza	1,55	3,38	3,04
<b>43</b>	M'illa	1,9	3,67	3,257
<b>44</b>	Ain Defla	1,45	3,2	2,902
<b>45</b>	Naama	2,12	5,6	4,96
<b>46</b>	Ain Temouchent	1,16	2,77	2,63
<b>47</b>	Ghardaia	1,72	4	3,566
<b>48</b>	Rélizane	1,67	3,57	3,189



Le tableau suivant présentent de façon synthétique les résultats obtenus pour le calcul de la demande en hydrogène pour un taux de pénétration de 7%.

**Tableau 3.1:** Récapitulatif des résultats de calcul de la demande du premier plan.

Code	Wilaya	Superficie (km <sup>2</sup> )	Population 2020	Parc automobile 2020	Demande annuelle (kgd'H2)
1	Adrar	439700	483586	33196,84	1119596,50
2	Chlef	4795	1212357	149459,85	5040683,05
3	Laghouat	25057	551201	31806,76	1072714,62
4	Oum-El-Bouaghi	6783	752045	51009,64	1720350,96
5	Batna	12192	1354757	178477,98	6019348,32
6	Béjaia	3268	1104063	231313,77	7801288,28
7	Biskra	20986	872718	93231,42	3144322,74
8	Bechar	162200	326728	29468,31	993848,34
9	Blida	1575	1213384	392834,17	13248725,21
10	Bouira	4439	841537	121589,08	4100713,17
11	Tamanrasset	556185	213701	25353,11	855058,93
12	Tébessa	14227	784821	76587,13	2582977,62
13	Tlemcen	9061	1148292	182165,58	6143716,21
14	Tiaret	20673	1024512	88165,03	2973453,74
15	Tizi-Ouzou	3568	1364213	232850,62	7853120,13
16	Alger	1190	3615149	1770488,06	59711480,36
17	Djelfa	66415	1321357	77072,60	2599350,59
18	Jijel	2577	770599	84058,29	2834949,90
19	Setif	6504	1802622	144195,89	4863150,63
20	Saïda	6764	400020	66189,04	2232291,61
21	Skikda	4026	1087250	144145,09	4861437,18
22	Sidi-Bel-Abbès	9096	731638	101212,04	3413477,11
23	Annaba	1439	737390	211079,27	7118859,39
24	Guelma	4101	583658	60157,36	2028867,07
25	Constantine	2187	1135396	247620,77	8351257,99
26	Médea	8866	991979	127818,33	4310801,13
27	Mostaganem	2175	891788	130899,09	4414702,81
28	M'Sila	18718	1198447	110828,29	3737795,04
29	Mascara	5941	948595	109401,52	3689675,66
30	Ouargla	211980	675760	95373,69	3216573,20
31	Oran	2121	1759188	363919,07	12273534,43
32	El-Bayadh	78870	276596	26693,80	900274,96
33	Illizi	285000	63314	9791,25	330219,81
34	Bordj-B.-Argeridj	4115	760348	105682,88	3564260,67
35	Boumerdès	1356	970384	196560,33	6629193,58

*Annexe 3: Présentation des résultats de la demande*

<b>36</b>	El-Tarf	3339	494112	55871,39	1884318,56
<b>37</b>	Tindouf	159000	59462	4873,05	164348,37
<b>38</b>	Tissemsilt	3152	356266	36509,04	1231303,90
<b>39</b>	El-Oued	54573	783423	44347,12	1495651,09
<b>40</b>	Khenchela	9811	467821	47007,33	1585369,21
<b>41</b>	Souk-Ahras	4541	530059	25578,91	862674,26
<b>42</b>	Tipaza	1605	715022	157570,31	5314216,23
<b>43</b>	Mila	9373	927802	71548,97	2413060,54
<b>44</b>	Ain-Defla	4891	926746	67773,88	2285741,72
<b>45</b>	Naâma	29950	233365	21580,84	727835,30
<b>46</b>	Ain-Témouchent	2379	449136	53651,50	1809450,34
<b>47</b>	Ghardaïa	86105	439892	49667,54	1675087,33
<b>48</b>	Rélizane	4870	878555	55042,99	1856379,82

Le tableau suivant présentent de façon synthétique les résultats obtenus pour la reclassification des zones potentielles de l'implantation des installations de production d'hydrogène solaire dans la commune de Ouargla pour le premier plan (taux de pénétration des véhicules à hydrogène au marché régional égal à 7%).

**Tableau 4.1:** Localisation des zones potentielles dans la commune de Ouargla.

<b>OBJECTIF</b>	<b>Shape</b>	<b>point</b>	<b>grid_code</b>	<b>Longitude (m)</b>	<b>Latitude (m)</b>
1	Point	1	9	777538,52	3666452,57
2	Point	2	9	777538,52	3664068,452
3	Point	3	9	684557,9454	3578240,229
4	Point	4	9	682173,8281	3575856,112
5	Point	5	9	689326,18	3575856,112
6	Point	6	9	679789,7108	3573471,995
7	Point	7	9	691710,2973	3573471,995
8	Point	8	9	679789,7108	3571087,878
9	Point	9	9	691710,2973	3571087,878
10	Point	10	9	679789,7108	3568703,76
11	Point	11	9	665485,007	3566319,643
12	Point	12	9	667869,1243	3566319,643
13	Point	13	9	677405,5935	3566319,643
14	Point	14	9	663100,8897	3563935,526
15	Point	15	9	667869,1243	3563935,526
16	Point	16	9	670253,2416	3563935,526
17	Point	17	9	677405,5935	3563935,526
18	Point	18	9	691710,2973	3563935,526
19	Point	19	9	694094,4146	3563935,526
20	Point	20	9	644027,9513	3561551,408
21	Point	21	9	646412,0686	3561551,408
22	Point	22	9	648796,1859	3561551,408
23	Point	23	9	651180,3032	3561551,408
24	Point	24	9	660716,7724	3561551,408
25	Point	25	9	670253,2416	3561551,408
26	Point	26	9	672637,3589	3561551,408
27	Point	27	9	679789,7108	3561551,408
28	Point	28	9	682173,8281	3561551,408
29	Point	29	9	684557,9454	3561551,408
30	Point	30	9	691710,2973	3561551,408
31	Point	31	9	644027,9513	3559167,291
32	Point	32	9	651180,3032	3559167,291
33	Point	33	9	653564,4205	3559167,291
34	Point	34	9	660716,7724	3559167,291

*Annexe 4: Présentation des résultats de la reclassification*

<b>35</b>	Point	35	9	670253,2416	3559167,291
<b>36</b>	Point	36	9	682173,8281	3559167,291
<b>37</b>	Point	37	9	684557,9454	3559167,291
<b>38</b>	Point	38	9	644027,9513	3556783,174
<b>39</b>	Point	39	9	653564,4205	3556783,174
<b>40</b>	Point	40	9	660716,7724	3556783,174
<b>41</b>	Point	41	9	670253,2416	3556783,174
<b>42</b>	Point	42	9	672637,3589	3556783,174
<b>43</b>	Point	43	9	644027,9513	3554399,057
<b>44</b>	Point	44	9	653564,4205	3554399,057
<b>45</b>	Point	45	9	663100,8897	3554399,057
<b>46</b>	Point	46	9	667869,1243	3554399,057
<b>47</b>	Point	47	9	644027,9513	3552014,939
<b>48</b>	Point	48	9	648796,1859	3552014,939
<b>49</b>	Point	49	9	651180,3032	3552014,939
<b>50</b>	Point	50	9	653564,4205	3552014,939
<b>51</b>	Point	51	9	665485,007	3552014,939
<b>52</b>	Point	52	9	713167,353	3552014,939
<b>53</b>	Point	53	9	715551,4703	3552014,939
<b>54</b>	Point	54	9	717935,5876	3552014,939
<b>55</b>	Point	55	9	710783,2357	3549630,822
<b>56</b>	Point	56	9	715551,4703	3549630,822
<b>57</b>	Point	57	9	706015,0011	3547246,705
<b>58</b>	Point	58	9	708399,1184	3547246,705
<b>59</b>	Point	59	9	696478,5319	3544862,587
<b>60</b>	Point	60	9	703630,8838	3544862,587
<b>61</b>	Point	61	9	706015,0011	3544862,587
<b>62</b>	Point	62	9	708399,1184	3544862,587
<b>63</b>	Point	63	9	689326,18	3542478,47
<b>64</b>	Point	64	9	698862,6492	3542478,47
<b>65</b>	Point	65	9	701246,7665	3542478,47
<b>66</b>	Point	66	9	703630,8838	3542478,47
<b>67</b>	Point	67	9	689326,18	3540094,353
<b>68</b>	Point	68	9	701246,7665	3540094,353
<b>69</b>	Point	69	9	689326,18	3537710,235
<b>70</b>	Point	70	9	698862,6492	3537710,235
<b>71</b>	Point	71	9	701246,7665	3537710,235
<b>72</b>	Point	72	9	703630,8838	3535326,118
<b>73</b>	Point	73	9	703630,8838	3532942,001
<b>74</b>	Point	74	9	706015,0011	3532942,001
<b>75</b>	Point	75	9	694094,4146	3530557,884
<b>76</b>	Point	76	9	701246,7665	3530557,884
<b>77</b>	Point	77	9	710783,2357	3530557,884

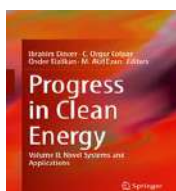
*Annexe 4: Présentation des résultats de la reclassification*

<b>78</b>	Point	78	9	713167,353	3530557,884
<b>79</b>	Point	79	9	715551,4703	3530557,884
<b>80</b>	Point	80	9	691710,2973	3528173,766
<b>81</b>	Point	81	9	701246,7665	3528173,766
<b>82</b>	Point	82	9	720319,7049	3528173,766
<b>83</b>	Point	83	9	722703,8222	3528173,766
<b>84</b>	Point	84	9	689326,18	3525789,649
<b>85</b>	Point	85	9	689326,18	3523405,532
<b>86</b>	Point	86	9	691710,2973	3521021,414

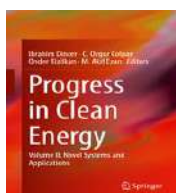
## Annexe 5 : Liste des publications scientifiques



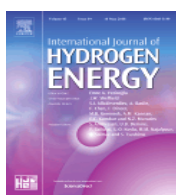
**Soumia Rahmouni**, Nouredine Settou, Nasreddine Chennouf, Belkhir Negrou, Mustapha Houari. A Technical, Economic and Environmental Analysis of Combining Geothermal Energy with Carbon Sequestration for Hydrogen Production. *Energy Procedia*, Volume 50, 2014, Pages 263-269.



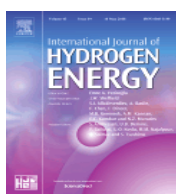
R. Ghedamsi, N. Settou, N. Saifi, **S. Rahmouni**, B. Dokkar, and B. Recioui. Numerical Simulation of Wallboards Constructively Incorporated with Different PCM Content Solutions for Passive Cooling in Southern of Algeria. *Springer International Publishing Switzerland*, 2015, I. Dincer et al. (eds.), Chapter 15 In: Progress in Clean Energy, Volume 2, Pages 195-208.



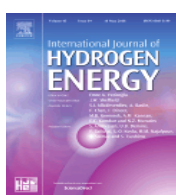
**S. Rahmouni**, N. Settou, B. Negrou, N. Chennouf, and R. Ghedamsi. Prospects and Analysis of Hydrogen Production from Renewable Electricity Sources in Algeria. *Springer International Publishing Switzerland*, 2015, I. Dincer et al. (eds.), Chapter 42 In: Progress in Clean Energy, Volume 2, Pages 583-602.



Abderrahmane Gouareh, Nouredine Settou, Ali Khalfi, Bakhta Recioui, Belkhir Negrou, **Soumia Rahmouni**, Boubekour Dokkar. GIS-based analysis of hydrogen production from geothermal electricity using CO<sub>2</sub> as working fluid in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 40, Issue 44, 26 November 2015, Pages 15244-15253.



**Soumia Rahmouni**, Nouredine Settou, Belkhir Negrou, Abderrahmane Gouareh. GIS-based method for future prospect of hydrogen demand in the Algerian road transport sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 41, Issue 4, 30 January 2016, Pages 2128-2143.



**Soumia Rahmouni**, Belkhir Negrou, Nouredine Settou, Javier Dominguez, Abderahman Gouareh. Prospects of hydrogen production potential from renewable resources in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 42, Issue 2, 12 Janvier 2017, Pages 1383-1395.



Bakhta Recioui, Nouredine Settou, Ali Khalfi, Abderrahmane Gouareh, **Soumia Rahmouni**, Rebha Ghedamsi. Valorization of carbon dioxide by conversion into fuel using renewable energy in Algeria. *Transportation Research Part D*, Volume 43, Mars 2016, Pages 145–157.

# Etude prospective de la transition énergétique et l'impact environnemental en Algérie

## Résumé

La croissance continue de la demande en énergie, les risques d'épuisement des ressources ainsi que le réchauffement climatique font clairement apparaître la nécessité d'engager une transition énergétique vers un modèle plus durable basé sur l'économie hydrogène. L'intégration de l'hydrogène doit se faire dans une logique de mise en adéquation entre les besoins en énergie des consommateurs et les ressources renouvelables d'un territoire. Dans ce travail de thèse notre contribution a porté sur l'analyse du système énergétique et environnemental algérien, ainsi que les stratégies nationales de la transition vers une économie verte. Ensuite, de montrer l'existence d'un potentiel en énergies renouvelables notamment en énergie solaire et éolienne susceptible d'être valorisé par la production d'hydrogène via le procédé d'électrolyse de l'eau, et enfin, d'apporter une contribution à l'aménagement énergétique à long terme de déploiement de la mobilité hydrogène pour soutenir la transition énergétique des carburants fossiles vers l'hydrogène dans le secteur de transport routier. Ce travail se propose d'être à la fois un outil de promotion des potentialités énergétiques en matières d'énergies renouvelables et d'hydrogène et un appui à la prise de décision pour les décideurs politiques concernées par la décarbonisation du secteur des transports et le renforcement de la mobilité hydrogène en Algérie.

**Mots-clés:** Transition énergétique, Modélisation prospective, Economie d'hydrogène, Impact environnemental, Technologie de l'Information Géographique, Analyse multicritère.

## Prospective study of the energy transition and environmental impact in Algeria

### Abstract

Continued growth in energy demand, resource depletion risks and global warming clearly point to the need for an energy transition towards a more sustainable model based on the hydrogen economy. The integration of hydrogen must be done in a logic of matching between the energy needs of the consumers and the renewable resources of territory. In this thesis, our contribution focused on the analysis of the Algerian energy and environmental system, as well as the national strategies of the transition towards a green economy. Then, to show the existence of a potential in renewable energies notably in solar and wind energy which can be valorized by the production of hydrogen via the process of water electrolysis, and finally, to make a contribution to the long-term energy development of the deployment of hydrogen mobility to support the energy transition from fossil fuels to hydrogen in the road transport sector. This work aims to be both a tool for promoting energy potential in renewable energies and hydrogen and support for decision-making for policymakers concerned with the decarbonization of the transport sector through deployment of hydrogen mobility in Algeria.

**Keywords:** Energy transition, Prospective modeling, Hydrogen economy, Environmental impact, Geographical Information Technology, Multi-criteria analysis.

### دراسة إستشرافية حول التحول الطاقوي والتأثير البيئي في الجزائر

### المخلص

النمو المستمر في الطلب على الطاقة، مخاطر استنفاد الموارد الأحفورية، و الإحتباس الحراري عوامل تدل على الحاجة لتحول طاقوي نحو نموذج طاقوي مستدام يعتمد على اقتصاد الهيدروجين. دمج الهيدروجين يجب أن يتم بطريقة منطقية و ذلك بالمطابقة بين احتياجات الطاقة للمستهلكين والموارد المتجددة للمنطقة. في هذه الرسالة ركزت مساهمتنا على تحليل النظام الطاقوي و البيئي في الجزائر، بالإضافة إلى شرح الاستراتيجيات الوطنية التي ستساهم في الانتقال نحو إقتصاد مبني على طاقات نظيفة متجددة. إظهار وجود إمكانات طاقوية بما في ذلك الطاقة الشمسية و طاقة الرياح التي يمكن أن تتعزز من خلال إنتاج الهيدروجين عبر عملية التحليل الكهربائي للماء، وأخيرا المساهمة في تخطيط طاقوي على المدى الطويل من خلال تشجيع استعمال الهيدروجين لدعم التحول الطاقوي من الوقود الأحفوري إلى الهيدروجين في قطاع النقل البري. يهدف هذا العمل إلى أن يكون أداة لتعزيز إمكانات الطاقات المتجددة والهيدروجين ودعم صنع القرار للسياسيين المعنيين بإزالة الكربون من قطاع النقل من خلال تعزيز استعمال سيارات الهيدروجين في الجزائر.

**الكلمات المفتاحية:** التحول الطاقوي، النمذجة الإستشرافية، إقتصاد الهيدروجين، التأثير البيئي، تكنولوجيا المعلومات الجغرافية، تحليل متعدد المتغيرات.